



**estudios energéticos consultores.**  
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

**Asistencia Técnica para la  
Elaboración de los Estudios  
de Costos y Tarifas,  
Caracterización y Estudios  
de la Demanda de la Energía  
Eléctrica y formulación de  
Escenarios Económicos**

**RESUMEN EJECUTIVO**



MAYO - 2015

R 1031 / 13

## Tabla de contenido

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>5</b>
<b>1. OBJETIVO .....</b>	<b>5</b>
<b>2. METODOLOGÍA GENERAL.....</b>	<b>5</b>
2.1. Introducción .....	5
2.2. Año Base .....	6
<b>3. ESCENARIOS ECONÓMICOS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....</b>	<b>7</b>
3.1. Introducción .....	7
3.2. Escenarios económicos.....	7
3.3. Metodología de proyección de la demanda .....	7
<b>4. COSTOS MARGINALES .....</b>	<b>8</b>
4.1. Introducción .....	8
4.2. Costo Marginal de Generación .....	8
4.3. Costo Marginal de Transmisión.....	9
4.4. Costo Marginal de Distribución.....	9
<b>5. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA.....</b>	<b>10</b>
5.1. Introducción .....	10
5.2. Diseño muestral .....	11
5.3. Resultados .....	11
5.4. Comentarios finales .....	12
<b>6. TARIFAS TEÓRICAS.....</b>	<b>13</b>
6.1. Introducción .....	13
6.2. Fórmula tarifaria .....	14
6.3. Diferenciación geográfica de los costos marginales .....	14
6.4. Los costos marginales por bloque horario .....	15
6.5. Las categorías y opciones tarifarias propuestas .....	15
<b>7. LOS COSTOS TOTALES DE SUMINISTRO.....</b>	<b>17</b>
7.1. Introducción .....	17
7.2. Costos asociados a procesos.....	18
7.3. Determinación del Ingreso neto anual .....	18
7.4. Determinación de ingreso anual.....	19
<b>8. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE Y DE LAS TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN.....</b>	<b>19</b>
8.1. Introducción .....	19
8.2. Escenarios.....	19
8.3. Consideraciones adicionales respecto a las tarifas objetivo de aplicación .....	19
8.4. Resultados .....	20
<b>9. AJUSTE TARIFARIO Y SENDERO DE TRANSICIÓN PARA CUMPLIR CON EL PLAN DE EXPANSIÓN Y</b>	

<b>LAS METAS DE EFICIENCIA .....</b>	<b>22</b>
9.1. Introducción .....	22
9.2. Plan de Expansión de Ande 2014 - 2023 .....	23
9.3. Metas de eficiencia .....	23
9.4. Resultados .....	23
<b>10. ANÁLISIS DE LOS SUBSIDIOS .....</b>	<b>25</b>
10.1. Introducción .....	25
10.2. Análisis y conclusiones.....	26
<b>11. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE FALLA .....</b>	<b>27</b>
11.1. Introducción .....	27
11.2. Resultados obtenidos.....	28
<b>12. COMENTARIOS FINALES .....</b>	<b>28</b>

## Índice de tablas y gráficos

Tabla 1 Demanda máxima - tasas anuales acumulativas proyectadas 2012-2022 .....	8
Tabla 2 Cantidad de usuarios - tasas anuales acumulativas proyectadas 2012-2022 .....	8
Tabla 3 Resultados CMLPD .....	10
Tabla 4 Categorías tarifarias propuestas .....	15
Tabla 5 Escenario 1 - Tarifa Media por región [USD/kWh] .....	20
Tabla 6 Escenario 2 - Tarifa Media por región [USD/kWh] .....	20
Tabla 7 Cuadros tarifarios objetivo de aplicación .....	20
Tabla 8 Inversiones previstas por ANDE 2014 - 2023 .....	23
Gráfico 1 El proceso de determinación de las tarifas objetivo .....	6
Gráfico 2 La determinación de las tarifas teóricas .....	13
Gráfico 3 Esquema típico del Ingreso Tarifario .....	18
Gráfico 4 - Incremento de la tarifa media necesario para financiar el Plan de Obras 2014 - 2023 .....	24
Gráfico 5 - Tasas anuales de crecimiento de variables determinantes de los ingresos y egresos	25
Gráfico 6 Curva de precios - Usuarios residenciales .....	29
Gráfico 7 Curva de precios - Usuarios generales.....	30
Gráfico 8 Curva de precios - Usuarios industriales en BT .....	31
Gráfico 9 Curva de precios - Usuarios industriales en MT .....	32

## RESUMEN EJECUTIVO

### 1. OBJETIVO

El presente estudio de consultoría se desarrolló mediante tres componentes:

- ✓ **El Componente N° 1** tuvo como objetivo el desarrollo de un pliego tarifario que permita a la ANDE recuperar la totalidad de sus costos de suministro; así como el diseño de un período de transición dentro del cual la ANDE pueda disminuir sus costos de explotación, a partir de metas de eficiencia, y ajustar las tarifas de los usuarios finales. Los componentes N° 2 y N° 3 representan análisis complementarios del estudio tarifario.
- ✓ **El Componente N° 2** tiene como objetivo el diseño y desarrollo de la campaña de medición, a partir de cuyos resultados se definirán las categorías tarifarias y la determinación de parámetros relevantes de las fórmulas tarifarias. El conocimiento del comportamiento de la demanda de energía eléctrica –a partir de la campaña de medición- constituye un insumo fundamental para determinar la responsabilidad en los costos del servicio de las categorías de usuarios servidos.
- ✓ **El Componente N° 3** presenta una proyección de la demanda de energía eléctrica de ANDE, asociada a un escenario de crecimiento futuro. El objetivo de la misma es ofrecer un punto de referencia para el análisis de los planes de inversión de la ANDE.

Adicionalmente, un objetivo adicional del estudio fue el cálculo del Costo de Falla para Paraguay a partir de métodos indirectos, así como el diseño metodológico para la realización de una encuesta a usuarios del servicio eléctrico con el fin de recopilar información relevante para el cálculo del Costo de Falla en base a métodos directos.

Este Informe Final reúne los resultados finales de todo el estudio. Un mayor detalle metodológico y sobre los resultados obtenidos se puede encontrar en Anexos.

### 2. METODOLOGÍA GENERAL

#### 2.1. Introducción

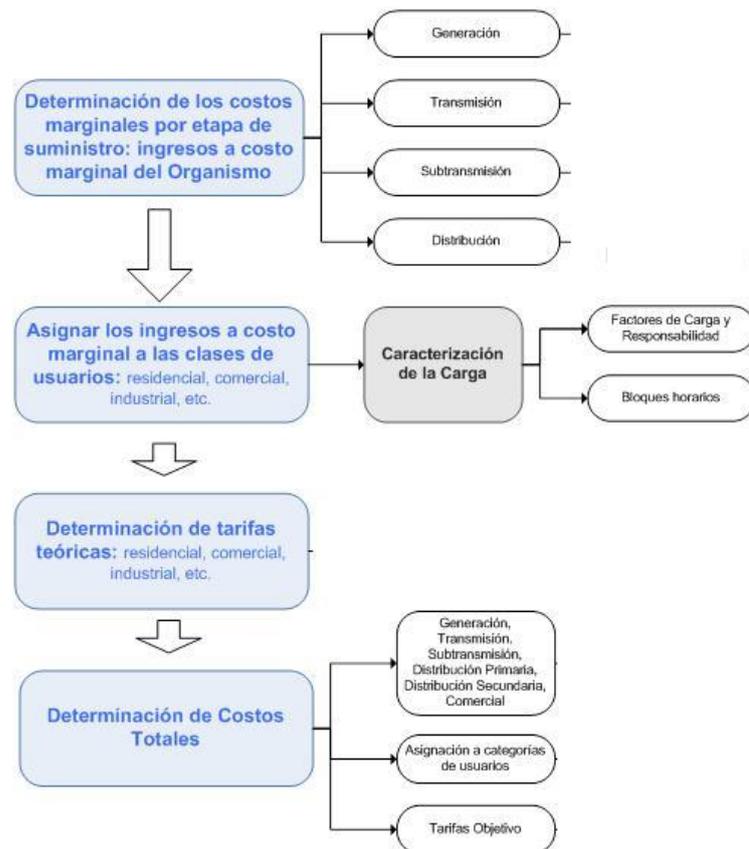
El proceso de determinación de tarifas incluyó los siguientes pasos:

1. En primer lugar se determinaron las **tarifas teóricas** (estructura y nivel) teniendo bajo consideración el mercado existente y las características de la carga de los distintos tipos de usuarios (curvas de carga), y aplicando los costos marginales calculados para cada etapa de suministro. Esta tarifa teórica representa condiciones ideales técnico-económicas, indicando así la estructura deseable. La metodología para su determinación implica el cumplimiento de diversas hipótesis implícitas en los modelos para el cálculo de los costos marginales las cuales incluyen, entre otras, una proyección de la demanda de electricidad, la ejecución del programa de inversiones óptimo, las proyecciones de precios de los insumos (destacando en particular los combustibles y el tipo de cambio) y la ausencia de avance tecnológico. La tarifa teórica es la referencia para la definición de la estructura tarifaria
2. Posteriormente, considerando los costos contables de suministro de ANDE, se determinaron los **factores de ajuste** de las tarifas teóricas, a efecto de asegurar que las mismas recuperen la totalidad de los costos de suministro contables de ANDE.
3. Por último, se ajustaron las tarifas teóricas multiplicando los costos marginales por los factores de ajuste, obteniéndose las **tarifas objetivo**. Estas tarifas se obtienen a partir de las tarifas teóricas –indicando la estructura tarifaria deseable- y consideran el equilibrio

financiero de la proveedora del servicio –indicando el nivel tarifario medio adecuado-. De esta forma, la tarifa objetivo contempla adecuadamente la teoría económica, dado que considera todos los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo), además de tratar de forma racional los aspectos de sustentabilidad financiera del proveedor del servicio.

Lo anterior se resume en el siguiente gráfico:

**Gráfico 1 El proceso de determinación de las tarifas objetivo**



## 2.2. Año Base

Cabe indicar que este estudio comenzó a desarrollarse en diciembre del año 2013 y finalizó en mayo de 2015. Como base para los cálculos se consideró el año 2012, para el cual se disponía de información completa al momento de comenzar el presente estudio tarifario.

En este contexto, cabe indicar que para el cálculo de los costos marginales de generación y transmisión fue considerado el plan de expansión correspondiente al período 2012 – 2021 elaborado por ANDE, que era el vigente al momento de la elaboración de éstos estudios, y es además consistente con el resto de información utilizada a lo largo de los cálculos y análisis (información contable de costos y activos, información de mercado, precios de referencia, entre otra), toda a precios de 2012.

En cualquier caso, es importante recordar que los costos marginales (para cuyo cálculo, como ya se mencionó, se consideró el plan de expansión 2012 – 2021, y no el último vigente a la presente fecha), resulta relevante para determinar la estructura eficiente (asignación de los costos por nivel de tensión) pero no para determinar el nivel tarifario, el cual, tal como se explicó

en el numeral anterior, queda fijado por los costos totales de suministro de ANDE (contables) observados en el año base.

De esta forma, el cuadro tarifario de aplicación está a precios de diciembre de 2012 (al final del presente Resumen Ejecutivo se presenta una propuesta de ajuste semestral para las tarifas), y representa tarifas que permiten cubrir los costos actuales de suministro de ANDE.

Sin perjuicio de lo anterior, y considerando que las inversiones realizadas en los últimos años han estado por debajo de las planificadas por ANDE (subinversión), el estudio incorporó al final las inversiones previstas por ANDE en el nuevo plan de expansión, correspondiente al período 2014 - 2023, permitiendo cuantificar el impacto de las fuertes inversiones allí previstas en el nivel tarifario, a partir de una metodología de flujo de caja proyectado para el quinquenio 2015 - 2019.

En los siguientes numerales se resumen cada una de las actividades realizadas en el marco del presente estudio de consultoría.

### 3. ESCENARIOS ECONÓMICOS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

#### 3.1. Introducción

Una de las primeras actividades del presente estudio de consultoría consistió en el desarrollo de escenarios previstos respecto a la evolución de la economía del país, así como de la demanda de energía eléctrica asociada a dichos escenarios de crecimiento económico esperados.

Esta actividad tuvo como principal objetivo verificar la consistencia de las proyecciones de demanda realizadas por ANDE, las cuales determinan, entre otras variables, la planificación de las inversiones de la empresa, y por lo tanto, inciden en el cálculo de los costos marginales y en la determinación de las tarifas.

#### 3.2. Escenarios económicos

Respecto al crecimiento económico esperado, se consideraron tres escenarios, teniendo bajo consideración las debilidades y fortalezas de la economía paraguaya en el contexto regional e internacional. Adicionalmente, se incluyó un cuarto escenario, equivalente al escenario Económico Alto I, considerado por ANDE para la elaboración del Estudio de Mercado Eléctrico Nacional, para el período 2013-2023.

- ✓ **Escenario “Caso Base”**: prevé un crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) igual a 4.3% anual.
- ✓ **Escenario “Caso Bajo”**: prevé un crecimiento del PBI igual a 2.8% anual.
- ✓ **Escenario “Caso Alto”**: prevé un crecimiento del PBI igual a 5.8% anual.
- ✓ **Escenario “ANDE – Alto crecimiento industrial”**: prevé un crecimiento del PBI igual a 7.1%.

#### 3.3. Metodología de proyección de la demanda

Para proyectar la demanda de electricidad (ventas facturadas y cantidad de clientes) se utilizaron modelos econométricos de regresión lineal clásica.

Para modelar las ventas facturadas de energía eléctrica se especificó un modelo que incluye como variables explicativas el crecimiento del PBI per cápita y el crecimiento de la población. Para modelar la cantidad total de usuarios del servicio eléctrico se especificó un modelo que incluyó como única variable explicativa al crecimiento de la población. Alternativamente, los usuarios residenciales (que representan un 86% de los usuarios totales de ANDE), se proyectaron a partir de un modelo analítico basado en información demográfica (población, viviendas y viviendas electrificadas) y objetivos de cobertura del servicio.

La energía disponible en el sistema y la demanda máxima de potencia fueron proyectadas tomando como punto de partida la proyección de las ventas, y sobre la base de un escenario respecto a la evolución esperada de las pérdidas de energía –previsto por ANDE- y del factor de carga.

En la tabla siguiente se presenta una comparación de las tasas de crecimiento de la demanda máxima consideradas por ANDE en su plan de expansión, y de las resultantes del análisis de demanda llevada a cabo en el marco del presente estudio de tarifas eléctricas.

**Tabla 1 Demanda máxima - tasas anuales acumulativas proyectadas 2012-2022**

Proyección	Caso Bajo	Caso Medio	Caso Alto II	Caso Alto I y Esc. ANDE
<b>ANDE</b>	4.1%	5.8%	7.1%	9.3%
<b>EEC</b>	3.8%	5.0%	5.3%	6.1%

Fuente: ANDE y proyecciones propia sobre la base de información histórica de ANDE, la Sub Gerencia General de Política Monetaria, Departamento de Cuentas Nacionales y Mercado Interno, la DGEEC y el FMI.

Finalmente, en la tabla siguiente se muestran una comparación de las tasas de crecimiento esperadas de la cantidad de clientes:

**Tabla 2 Cantidad de usuarios - tasas anuales acumulativas proyectadas 2012-2022**

Proyección	Residenciales	Total General
<b>ANDE</b>	1.6%	1.6%
<b>EEC – Modelo econométrico</b>	2.5%	2.5%
<b>EEC – Modelo analítico</b>	1.6%	1.6%

Fuente: ANDE y proyecciones propia sobre la base de información histórica de ANDE y la DGEEC.

## 4. COSTOS MARGINALES

### 4.1. Introducción

De forma paralela al estudio de demanda, se calcularon los costos marginales de las distintas actividades del servicio eléctrico (generación, transmisión y distribución). Como ya se indicó, los costos marginales indican la referencia para la definición de la estructura tarifaria óptima.

En efecto, el Costo Marginal de Largo Plazo (CMLP) se constituye en una señal económica que, aplicada a las tarifas eléctricas, promueve el óptimo uso de los recursos energéticos, permitiendo cumplir con los siguientes postulados:

- **Mínimo Costo:** Las tarifas resultan proporcionales a los costos de un sistema operando a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).
- **Suficiencia:** Las tarifas permiten recuperar los costos de inversión y de operación de cada uno de los componentes del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total) y la demanda y ofertas se encuentran adaptadas.

A continuación se resumen las metodologías y resultados obtenidos para determinar los CMLP de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para el caso de Paraguay.

### 4.2. Costo Marginal de Generación

Paraguay dispone de excedentes de producción de las centrales hidráulicas Yacyretá e Itaipú,

resultando un margen de reserva de generación que excede por mucho los requerimientos de la demanda en el mediano / largo plazo.

Por lo tanto, el costo de un incremento de generación asociado a un incremento de la demanda estará dado por el costo de la energía tomada de las centrales hidráulicas antes indicadas y su costo será el costo incremental de esa energía.

En función de lo antes indicado se propone dicho costo incremental como el CMLPG, considerando el crecimiento de la demanda previsto en el Caso Medio del estudio de proyección de demanda. De acuerdo con información histórica disponible y los valores proyectados a futuro, este costo incremental es de **41.83 USD/MWh**.

A los efectos de la estructura tarifaria, es conveniente segmentar el CMLPG en dos componentes: el Costo Marginal de Largo Plazo de la Energía (CMLPE) y el Costo Marginal de Largo Plazo de la Potencia (CMLPP). Este último se define como la anualidad del costo de capital más operación y mantenimiento fijo de una unidad térmica disponible para abastecer la demanda de punta del sistema.

En el caso de Paraguay no se requieren ampliaciones en la capacidad de generación para abastecer la demanda. En cambio, el factor de carga de la demanda tiene efecto sobre el costo de abastecimiento de la demanda, existiendo un sobre costo de abastecimiento directamente asociado al bajo factor de carga de la demanda.

En función de esto, se definió como CMLPE el valor que tendría el CMLPG si el Factor de Carga de la demanda fuese 0.8. De la aplicación de este criterio resulta un CMLPE de **35.66 USD/MWh**. El CMLPP surgió como diferencia resultando un valor **2.80 USD/KW-mes**.

### 4.3. Costo Marginal de Transmisión

En el caso del sistema de Transmisión de Paraguay, el Plan de Expansión 2012 - 2021 muestra que existe una función lineal que vincula el costo de transmisión acumulado de expansión con la demanda máxima prevista abastecer en el periodo de planificación. Esto se debe en gran medida a que las fuentes de producción se encuentran concentradas (Yacyretá / Itaipú) siendo por lo tanto requerida la red de transmisión para llevar la energía a los centros de demanda resultando por lo tanto los refuerzos en la red de transmisión proporcionales a la demanda a abastecer.

El Costo Marginal de Largo Plazo de Transmisión (CMLPT) resultó igual a la pendiente de la función de costo resultando un valor de **5.98 USD/kW-mes**, estimado considerando el crecimiento de la demanda previsto en el Caso Medio del estudio de proyección de demanda y las inversiones previstas por ANDE en el Plan de Expansión 2012 - 2021 considerando el crecimiento de la demanda previsto en el Caso Medio del estudio de proyección de demanda.

### 4.4. Costo Marginal de Distribución

La metodología propuesta para determinar el Costo Marginal de Largo Plazo de Distribución (CMLPD) implica determinar, en primer lugar, el Valor Nuevo de Reemplazo (*VNR*) adaptado de ANDE, y los costos de operación y mantenimiento eficientes asociados (*CO&M*). Luego, el CMLPD se determina como:

$$CMLPD = \alpha \times \left[ \frac{(FRC \times VNR) + CO\&M}{D} \right]$$

Siendo *FRC* el Factor de Recuperación del Capital (formado por la tasa de rentabilidad del capital invertido y la depreciación de las instalaciones), *D* la demanda y  $\alpha$  es el factor de economía de escala determinado a partir de la relación observada entre la evolución de la demanda abastecida y el incremento de instalaciones.

El análisis y determinación de las instalaciones adaptadas a la demanda se realizó considerando sistemas eléctricos representativos (SER) para el nivel de media tensión (MT) y modelos simplificados basados en redes típicas para el nivel de baja tensión (BT) (transformadores, red, medidores y acometidas). Para el cálculo del VNR eléctrico, se definió la red de referencia determinándose las instalaciones eficientes, necesarias para atender la demanda en cada uno de los niveles de tensión. Adicionalmente, se consideraron aquellos activos que, sin ser eléctricos, se requieren para la adecuada prestación del servicio de distribución (VNR no eléctrico). Para valorizar las redes de media tensión, baja tensión, transformadores y luminarias se ha empleado mayormente información suministrada por ANDE. En otros casos se han adoptado otras fuentes disponibles por este consultor para el mercado argentino.

Para determinar los costos eficientes de explotación se estimó una ecuación de costos que incluye los conductores de costos tradicionalmente involucrados. El mecanismo de inferencia de los parámetros de la ecuación se realizó a partir de valores registrados para una muestra de empresas de Brasil que resultan comparables (información publicada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil –ANEEL-). Las estimaciones realizadas, con base en una muestra de 30 empresas brasileñas, indican que la eficiencia de ANDE distribución en términos de costos operacionales es de **87%**. Lo anterior implica que si la empresa más eficiente de la muestra, es decir, aquella que define la frontera y que por lo tanto es 100% eficiente, ANDE está a una distancia de dicha frontera tal que su eficiencia es un 13% menor a la de la empresa comparadora.

Como resultado de la aplicación de la metodología se obtuvieron los siguientes costos marginales de largo plazo de distribución en media y baja tensión para cada una de las regiones tarifarias:

**Tabla 3 Resultados CMLPD**

Región tarifaria	MT [USD/kW-año]	BT [USD/kW-año]	Comercialización [USD/kW-año]
<b>Metro</b>	19,2	36,5	<b>26,3</b>
<b>Centro</b>	75,2	39,9	<b>38,7</b>
<b>Este</b>	54,9	30,8	<b>4,9</b>
<b>Norte</b>	195,0	74,5	<b>34,5</b>
<b>Sur</b>	108,0	72,1	<b>60,3</b>
<b>Oeste</b>	370,7	40,2	<b>5,5</b>
<b>Total ANDE</b>	<b>51,6</b>	<b>40,5</b>	<b>26,4</b>

## 5. CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

### 5.1. Introducción

La formulación de tarifas por categorías homogéneas de usuarios encuentra una solución válida solo en una asignación racional de los costos, y en particular de los costos fijos.

Este objetivo se alcanza sobre la base del conocimiento de las curvas de carga, siendo una premisa necesaria para la racionalización de los consumos de energía eléctrica, la minimización de los costos de gestión de las instalaciones y la equidad en el tratamiento de los usuarios.

Así, las curvas de carga, expresión de las necesidades energéticas de los usuarios, son el punto de partida para la definición de las tarifas. La identificación de modalidades de consumo características permitirá revisar críticamente los coeficientes de asignación de los costos a los parámetros tarifarios, midiendo probabilidades de participación de los consumos en los costos propios y de abastecimiento de potencia y energía. El objetivo de la campaña de caracterización de la carga es identificar dichas modalidades de consumo, para cada tipo de usuario, a fin de

determinar la responsabilidad que cada uno tiene en la curva de carga diaria de la empresa.

## 5.2. Diseño muestral

En primer lugar, el diseño original de la muestra tuvo como premisa la caracterización de la demanda correspondiente a las distintas categorías de usuarios. Originalmente se identificaron nueve (9) categorías distintas, a saber: Social - Residencial en BT, Residencial en BT, Residencial en MT, Comercial BT, Comercial MT, Industrial BT, Industrial MT, General BT, General MT y Gubernamental en BT y MT.

Luego, como resultado del estudio tarifario se propusieron nuevas categorías tarifarias tomando en cuenta la clasificación original en base a la categoría, nivel de tensión y nivel de consumo de los distintos usuarios.

Durante la planificación de la campaña de medición se realizaron los cálculos para determinar el tamaño de muestra requerido para caracterizar la demanda de energía de cada categoría de usuarios. Los resultados obtenidos indicaron que la muestra requerida alcanza un total de 1947 usuarios, distribuidos a través de las distintas categorías. Dado que un total de 14,107 usuarios ya contaban con perfilado de carga de forma permanente, se adoptó un criterio de selección de la muestra que priorizó el aprovechamiento de esta información, los cuales alcanzaban un total de 1,250 usuarios que ya disponen de perfilado de carga. En el caso de aquellas categorías donde la cantidad de usuarios con perfilado de carga no fuera suficiente para cubrir el tamaño de la muestra, igualmente se seleccionó la muestra de usuarios. En este caso, estuvo previsto instalar de manera temporaria un medidor que permita registrar la demanda de energía a intervalos regulares de 15 minutos o una hora, durante un período de aproximadamente 7 a 10 días de duración.

## 5.3. Resultados

Los resultados obtenidos –curvas de carga por tipo de usuario- corresponden a un total de 994 usuarios. Para cada usuario se cuenta con una importante cantidad de registros diarios, que en promedio asciende 150 registros.

**Usuarios residenciales.** En cuanto a la forma de las curvas, se puede señalar que las mismas no presentan grandes modificaciones por tipo de día. A su vez, se observa algo de volatilidad en la carga a lo largo del día. En general, la máxima demanda se presenta por la noche, alrededor de las 21- 22hs. En algunos casos también se presenta un segundo pico, menor al registrado por la noche, en horas de la mañana (alrededor de las 7 u 8hs) o al mediodía (estrato 3).

**Usuarios generales.** A rasgos generales la forma de la curva no difiere entre estratos, mostrando un patrón típico de carga consistente con esta categoría de usuarios. El mayor nivel de demanda se presenta entre las 8 a 18hs durante los días de semana, mientras que para los restantes días el mayor nivel de carga se presenta por la mañana o por la noche. Esto está relacionado con el tipo de actividad que desarrolla cada establecimiento, donde en algunos casos funcionan en horario corrido, mientras que en otros casos cierran durante las primeras horas de la tarde y retoman la actividad más tarde o eventualmente por la noche. En el caso de los usuarios generales del estrato 2 se observa un patrón más estable (la curva de carga es más suave) que el estimado para el estrato 1, para los tres tipos de días.

**Usuarios Industriales.** En el caso de las pequeñas industrias (I1), las curvas de carga presentan una forma que llama la atención. En efecto, se puede ver que la máxima demanda se presenta por la noche, coincidiendo con las horas de punta del sector residencial. En el caso de las medianas y grandes demandas industriales en BT (I2), el patrón de carga resulta consistente con el perfil típico de carga de estos usuarios. La curva de carga de días hábiles y semi-hábiles presenta características similares, si bien el nivel de demanda es menor en este último caso. La

demanda máxima se encuentra alrededor de las 11 hs. Por su parte, la curva de carga de días no hábiles es más plana que la registrada durante el resto de la semana.

**Usuarios Industriales en MT.** Como rasgo general se observa que la curva de carga para días hábiles y semi-hábiles presenta formas similares, si bien la demanda disminuye más rápido durante los días sábados. Las horas de máxima demanda se encuentran antes y después del mediodía, ya que se puede ver que la carga baja alrededor de las 12hs. En el caso de los días no hábiles también se observa que la carga es mayor durante el día, con un máximo a las 11hs, si bien la amplitud de la curva es menor que en los otros casos.

**Usuarios con tarifa horaria en MT.** Claramente se destacan los consumos durante días hábiles, donde la demanda es mayor entre las 9hs y las 16hs, momento a partir del cual disminuye hasta el día siguiente. Durante los días sábado se puede ver que hay un pequeño pico de demanda alrededor de las 10hs mientras que la curva de días no hábiles resulta más bien plana. No se encuentran anomalías en estos resultados.

**Usuarios gubernamentales.** Las mayores oscilaciones de demanda se presentan durante los días hábiles, donde la carga aumenta a partir de las 7 u 8hs de la mañana. En el caso de los usuarios de BT se puede ver que la carga máxima se registra a las 9hs y a partir de allí desciende lentamente hasta las 18hs. En el caso de los usuarios en MT, la demanda se mantiene elevada entre las 8 y las 14hs, y luego disminuye hasta los valores mínimos que se registran entre las 19hs hasta las 6hs del día siguiente. Luego, las curvas de carga correspondientes a días semi-hábiles y no hábiles resultan notablemente más planas.

#### 5.4. Comentarios finales

En primer lugar, cabe destacar que si bien el relevamiento en campo ya ha finalizado, aún se encontraron algunas mediciones que no pudieron vincularse a la base de consumo. Además, se detectaron algunos usuarios para los cuales su curva de carga no parece consistente con la categoría tarifaria a la cual pertenecen, los cuales no han sido considerados. Al respecto, se pueden señalar los siguientes aspectos:

- El intercambio de información entre ANDE y el consultor se desarrolló de manera paulatina a lo largo de la campaña.
- Las curvas de carga presentadas han sido calculadas en base a la información disponible, luego de realizar un análisis de consistencia de los datos. En los cálculos se han excluido mediciones pertenecientes a algunos usuarios. El motivo de estas exclusiones está relacionado con las formas de consumo que se observan, las cuales se consideraron inconsistentes con la categoría tarifaria a la que pertenecen estos suministros.
- Los resultados obtenidos para las distintas categorías de usuarios sugieren una modalidad de consumo por días típicos (hábiles, semi-hábiles y no hábiles) que en general es consistente con lo esperado para cada categoría de consumo. Existen dos casos, los usuarios residenciales con consumos intermedios (estrato R3) y usuarios industriales de menor consumo (estrato I1), en cuyos casos las curvas de carga representativas de cada categoría no son consistentes con la modalidad de consumo esperada.
- En el caso residencial típicamente es esperable una curva que presente dos picos, uno de mañana y otro nocturno, siendo este último de mayor magnitud. Este comportamiento tiene que ver con las actividades que los usuarios residenciales desarrollan diariamente, por la mañana comienza la actividad evidenciando un uso mayor de artefactos eléctricos que durante la madrugada y por la noche este uso se acentúa por el uso de la iluminación y otros artefactos. Este patrón se observa en el resto de las categorías tarifarias residenciales (1, 2, 4, 5 y 6).

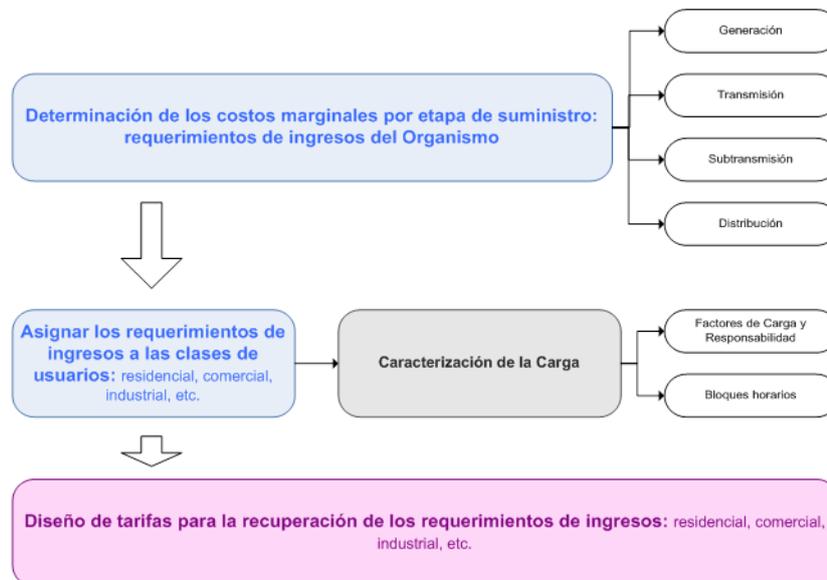
- En el caso de los industriales I1 el caso es contrapuesto, es esperable observar que los mayores consumos se den en horario diurno, que es cuando las industrias menores normalmente desarrollan sus actividades y que el mismo disminuya por la noche, tal como el caso del industrial I2 .Existen usuarios industriales con procesos de producción continua que presentan una curva muy plana durante las 24 horas del día, pero normalmente estos casos se corresponden con grandes usuarios.

## 6. TARIFAS TEÓRICAS

### 6.1. Introducción

El Diseño de Tarifas Teóricas implica la conformación de un cuadro tarifario enteramente estructurado sobre la base de los costos marginales calculados para los procesos de generación, transmisión y distribución, los cuales se asignan a los distintos tipos de usuarios según su modalidad de uso:

**Gráfico 2 La determinación de las tarifas teóricas**



Las categorías tarifarias propuestas responden a los criterios generales de las tarifas teóricas y conforman un conjunto suficiente para encuadrar todos los tipos de servicio requeridos según el mercado eléctrico paraguayo. Resulta un cuadro tarifario que es en general más simple que el vigente en la actualidad.

El cálculo tarifario tiene por objeto determinar los cargos que deben pagar las distintas clases de usuarios conectados al sistema eléctrico en los distintos puntos de suministro asociados a las etapas de la red (transmisión, sub-transmisión, media y baja tensión) que reflejen los costos del servicio brindado en forma eficiente con un determinado nivel de calidad, considerando las particularidades o patrones de consumo de cada grupo de usuarios y la responsabilidad que cada uno de los ellos tiene en los costos del servicio, basándose en los principios de neutralidad, equidad y eficiencia.

## 6.2. Fórmula tarifaria

En términos generales, la fórmula tarifaria propuesta tiene la siguiente estructura:

$$factura\ cliente = fijo + \sum_h pe_h \times E_h + \sum_k pp_k \times fr_k \times P$$

Donde

*fijo* es el cargo invariable que se paga en cada instancia de facturación (por mes), en USD.

*pe<sub>h</sub>* es el precio de la energía en el bloque horario *h* al nivel del usuario, en USD/kWh

*E<sub>h</sub>* es la energía consumida en el bloque horario *h* durante el período facturado (por mes), en kWh

*pp<sub>k</sub>* es el precio por capacidad del sistema en el nivel *k* (generación, transmisión, subtransmisión y distribución), en USD/kW por mes (1).

*fr<sub>k</sub>* es el factor de responsabilidad del usuario en la máxima demanda del nivel *k*, adimensional.

*P* es la demanda máxima (potencia) medida o contratada en el período facturado (por mes), en kW.

## 6.3. Diferenciación geográfica de los costos marginales

Aún en el caso de grandes organizaciones mayormente integradas en forma vertical y con jurisdicción amplia de alcance nacional, tal como es en Paraguay, resulta de gran utilidad diferenciar geográficamente los costos marginales, ya que de este modo se ponen en evidencia los efectos que las particularidades de cada región pueden tener en la ecuación económica del servicio y esto da señales claras a los actores económicos (usuarios, operadores, gobierno) para orientar sus decisiones con racionalidad en busca de una eficiente asignación de los recursos.

Teniendo esto en cuenta, se propuso una estructura de las tarifas teóricas que contempla los siguientes lineamientos:

- Se adoptó un costo marginal de generación único para todo el territorio nacional, servido a través del sistema de transmisión interconectado, tanto en su componente de energía como en el de capacidad. Los bloques horarios y los períodos estacionales adoptados para diferenciar los costos marginales de generación, son asimismo la referencia básica para definir la estructura temporal de los costos marginales en todos los niveles tarifarios.
- El costo marginal de desarrollo del sistema de transmisión se consideró único para todo el territorio nacional, en virtud que resulta técnicamente imposible (para la mayoría de los casos) determinar la responsabilidad en el uso de usuarios de distintas regiones del país. Si bien, es cierto que en el caso paraguayo existen regiones en donde es posible identificar con claridad algunas responsabilidades (región Oeste) no recomendamos su diferenciación debido a que esto generaría cargos sumamente altos para las mismas.
- El costo marginal de desarrollo de las etapas de distribución (primaria MT y secundaria BT) se calculó en forma global y a su vez diferenciando las siguientes regiones tarifarias: Metropolitana, Central, Sur, Norte, Este, y Oeste.

---

<sup>(1)</sup> Es usual que los precios por capacidad se expresen en USD/kW-mes, aunque los costos de los que se derivan sean, por su propia naturaleza, calculados en base anual y expresados en USD/kW-año.

## 6.4. Los costos marginales por bloque horario

Además se diferenciaron períodos de tiempo caracterizados por el agregado de los consumos al nivel del sistema en su conjunto:

- Horas de punta: corresponde a las horas en las que se verifica el pico del sistema de generación considerado en forma agregada, al nivel de la red de interconexión del mayor nivel, pero puede que no necesariamente coincida con la demanda pico de la red del sector de distribución considerado. El valor adoptado corresponde al actualmente vigente en Paraguay para el verano.
- Horas fuera de punta: corresponde al período de tiempo complementario al período definido como Horas de punta. A su vez, este periodo se puede desagregar en los bloques intermedio y base. El valor adoptado corresponde al actualmente vigente en Paraguay para el verano.
- Hora de demanda máxima: corresponde a la hora del año en la que se registra la demanda máxima de la prestadora del servicio o de una porción de red, nivel de tensión, grupo de usuarios, etc. En determinadas ocasiones se puede clasificar como máxima demanda en horas de punta y máxima demanda fuera de punta, según el bloque horario en el que se esté analizando. En el caso de las tarifas teóricas se considera el momento de máxima demanda de cada nivel de tensión.

## 6.5. Las categorías y opciones tarifarias propuestas

La adhesión de un usuario a cierta categoría u opción tarifaria se define por los siguientes criterios generales:

- Naturaleza del usuario;
- Demanda máxima anual (contratada o estimada) y patrón típico de consumo;
- Nivel de tensión de la conexión;
- Tipo de medición (variables medidas para la facturación).
- Las categorías tarifarias que se proponen están ordenadas por nivel de tensión del suministro y según el criterio de la naturaleza de los usuarios, y conservan en lo esencial las denominaciones usadas en las tarifas actualmente vigentes en Paraguay.
- A los efectos de agrupar a los distintos tipos de usuarios en categorías tarifarias, se consideraron las tarifas vigentes, los regímenes de subsidios o promociones sectoriales existentes y los requerimientos de medición con el objetivo de incentivar el uso eficiente de la energía eléctrica.
- Las categorías tarifarias propuestas, así como la relación entre éstas y las categorías tarifarias actualmente vigentes, se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 4 Categorías tarifarias propuestas**

Categorías tarifarias - Tarifas teóricas propuestas	Descripción	Nivel de tensión	Correspondencia con tarifa vigente (1)
<b>Tarifa Horaria en Muy Alta Tensión (MATH)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en muy alta tensión. Medición Horaria (Energía y Potencia)	AT	620
<b>Tarifa Horaria en Alta Tensión (ATH)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en alta tensión. Medición Horaria (Energía y Potencia)	AT	610 y 630
<b>Gubernamental</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en bornes de		831

Categorías tarifarias - Tarifas teóricas propuestas	Descripción	Nivel de tensión	Correspondencia con tarifa vigente (1)
<b>en Transformación AT/MT (GUTMT)</b>	transformación AT/MT que utilizan la energía para el abastecimiento a las reparticiones gubernamentales que están sostenidas exclusivamente con fondos asignados en el Presupuesto General de Gastos de la Nación y a las dependencias municipales servidas directamente por la ANDE. Medición Horaria (Energía y Potencia)		
<b>Industrial en Transformación AT/MT (ITMT)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en bornes de transformación AT/MT que utilizan la energía eléctrica para el abastecimiento a las instalaciones usadas principalmente para actividades industriales, tales como producir, fabricar, transformar, procesar, extraer, beneficiar o refinar materiales y/o productos. Así también, las relacionadas con la explotación agropecuaria fuera de cualquier ejido urbano municipal. Medición Horaria (Energía y Potencia)	AT/MT	371
<b>Tarifa Horaria en Transformación AT/MT (TMTH)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en bornes de transformación AT/MT que no se encuentren encuadrados en las categorías antes definidas. Medición Horaria (Energía y Potencia)	AT/MT	261, 531 y 731
<b>Gubernamental en Media Tensión (GUMT)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en media tensión que utilizan la energía para el abastecimiento a las reparticiones gubernamentales que están sostenidas exclusivamente con fondos asignados en el Presupuesto General de Gastos de la Nación y a las dependencias municipales servidas directamente por la ANDE. Medición Horaria (Energía y Potencia)	MT	832 y 833
<b>Industrial en Media Tensión (IMT)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en media tensión que utilizan la energía eléctrica para el abastecimiento a las instalaciones usadas principalmente para actividades industriales, tales como producir, fabricar, transformar, procesar, extraer, beneficiar o refinar materiales y/o productos. Así también, las relacionadas con la explotación agropecuaria fuera de cualquier ejido urbano municipal. Medición Horaria (Energía y Potencia)	MT	372 y 373
<b>Tarifa Horaria en Media Tensión (MTH)</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en media tensión que no se encuentren encuadrados en las categorías antes definidas. Medición Horaria (Energía y Potencia)	MT	153, 263, 533, 152, 262, 532 y 732
<b>Residencial</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión que utilizan la energía eléctrica para uso residencial. Se proponen seis bandas de consumo 0-100 kWh/mes, 101-200 kWh/mes, 201-300 kWh/mes, 301-500 kWh/mes, 501-1000 kWh/mes y más de 1000 kWh/mes. Medición Simple de Energía	BT	141, 142
<b>General</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión que utilizan la energía eléctrica para uso general (comercios y otras actividades no contempladas en las demás categorías tarifarias en baja tensión). Se proponen dos bandas de consumo 0-300 kWh/mes y más de 300 kWh/mes.	BT	245 y 546

Categorías tarifarias - Tarifas teóricas propuestas	Descripción	Nivel de tensión	Correspondencia con tarifa vigente (1)
	<b>Medición Simple de Energía</b>		
<b>Gubernamental</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión que utilizan la energía para el abastecimiento a las reparticiones gubernamentales que están sostenidas exclusivamente con fondos asignados en el Presupuesto General de Gastos de la Nación y a las dependencias municipales servidas directamente por la ANDE. <b>Medición Simple de Energía</b>	BT	846
<b>Industrial pequeña demanda</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión que utilizan la energía eléctrica para el abastecimiento a las instalaciones usadas principalmente para actividades industriales, tales como producir, fabricar, transformar, procesar, extraer, beneficiar o refinar materiales y/o productos. Así también, las relacionadas con la explotación agropecuaria fuera de cualquier ejido urbano municipal. Demanda contratada menor a 15 kW. <b>Medición Simple de Energía</b>	BT	343
<b>Industrial mediana/gran demanda</b>	Tarifa aplicable a usuarios suministrados en baja tensión que utilizan la energía eléctrica para el abastecimiento a las instalaciones usadas principalmente para actividades industriales, tales como producir, fabricar, transformar, procesar, extraer, beneficiar o refinar materiales y/o productos. Así también, las relacionadas con la explotación agropecuaria fuera de cualquier ejido urbano municipal. Demanda contratada mayor a 15 kW. <b>Medición Horaria (Energía y Potencia)</b>	BT	343
<b>Tarifa horaria opcional</b>	Tarifa horaria opcional a la que pueden acceder usuarios con demanda superior a 15 kW. <b>Medición Horaria (Energía y Potencia)</b>	BT	--

Fuente: elaborado con información del pliego de tarifas N° 20 de ANDE.

## 7. LOS COSTOS TOTALES DE SUMINISTRO

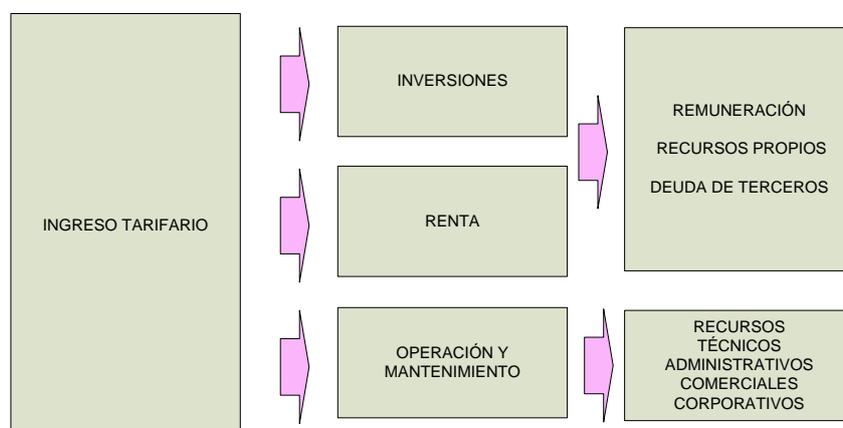
### 7.1. Introducción

La metodología desarrollada para el cálculo tarifario establece que se deberán determinar los costos totales de ANDE para el año definido como base (2012), los que deben ser recuperados por las tarifas objetivo.

La misma respeta lo establecido en el Art. 85° de la Ley 966 de creación de la ANDE, donde se indica que las tarifas se determinarán de forma tal que los ingresos resultantes de su aplicación permitan a ANDE cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, con el objeto de asegurar a la empresa la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios.

En términos generales, en los procesos de fijación de tarifas se reconocen una serie de conceptos que forman parte de los ingresos a obtener con las tarifas de la empresa prestadora del servicio eléctrico.

**Gráfico 3 Esquema típico del Ingreso Tarifario**



Por lo general, el Ingreso Tarifario está referido al ingreso de un año típico de operación de la empresa e incorpora los conceptos de recupero de la inversión, costos de operación y mantenimiento y la renta de la actividad que normalmente está afectada a los activos de la empresa.

Los conceptos de inversión y renta remuneran los activos de la empresa cualquiera sea su forma de financiamiento (recursos de terceros y fondos propios) y el concepto de costos de operación y mantenimiento remunera los recursos técnicos, administrativos, comerciales y corporativos necesarios para la prestación del servicio.

Todos estos conceptos tienen su representación en los Estados Financieros de las empresas (Estado de Resultados), por lo tanto el Ingreso Tarifario se puede definir basándose en análisis teóricos o basándose en información contable.

## 7.2. Costos asociados a procesos

La asociación de costos a procesos se realizó en base a la información contable entregada por el organismo que detalla los conceptos asociados a cada proceso, según su plan de cuentas.

La nomenclatura utilizada por ANDE para la agrupación de los conceptos del plan de cuentas permitió reducir el manejo de información de manera ordenada:

- Costos de Explotación por proceso
- Depreciaciones
- Gastos Generales

La información de ANDE proporcionó datos de costos de explotación agrupados por tipo de proceso.

## 7.3. Determinación del Ingreso neto anual

Los artículos 87 y 88 de la Ley 966 establecen la metodología para el cálculo de la inversión Inmovilizada y del Ingreso neto anual. De acuerdo a los mismos, el ingreso neto anual no debe ser inferior al 8%, ni superior al 10%, de la inversión inmovilizada vigente en el ejercicio y el capital de trabajo. Siendo la inversión inmovilizada el valor actualizado de las instalaciones neto de su depreciación acumulada.

- Inversión inmovilizada. Se consideró información contable sobre la valuación del inmovilizado.

- Capital de trabajo. Se tomó el promedio del capital de trabajo existente al cierre del año 2011 y 2012, entendiéndose como capital de trabajo la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente. Como este monto está limitado por Ley (no puede ser superior la tercera parte de los ingresos de explotación del año), se calculó sobre el valor límite estipulado por la Ley.
- Ingreso neto anual. Se estimó el monto que las tarifas deben considerar en función de la información anteriormente indicada.

#### **7.4. Determinación de ingreso anual**

Los costos totales a ser recuperados por las tarifas ascienden a **3,060,258 millones de Guaraníes del año 2012**.

La asignación de los gastos Generales se realizó en función a la participación del gasto total de los procesos, sin tomar en cuenta la compra de energía. La misma participación se utilizó para prorratear el ingreso neto de instalaciones generales e intangibles.

El ingreso anual de las obras en curso fue asignado en función a las transferencias realizadas en el año 2012.

### **8. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE Y DE LAS TARIFAS OBJETIVO DE APLICACIÓN**

#### **8.1. Introducción**

La última etapa del estudio consistió en determinar los factores de ajuste de las tarifas teóricas de forma tal que el pliego tarifario propuesto permita recuperar los costos de suministro de ANDE, pero guardando la estructura eficiente de las tarifas teóricas.

Los factores de ajuste se determinaron para cada actividad (generación, transmisión, distribución y comercialización) tomando en cuenta los ingresos a costo marginal (ingresos resultantes de aplicar las tarifas teóricas al mercado de referencia) y los costos de suministro de ANDE (costos contables).

#### **8.2. Escenarios**

A efecto de estimar los Cuadros Tarifarios Objetivo, de aplicación, se consideraron dos escenarios:

1. **Escenario 1: Costos de Suministro.** Estas tarifas permiten recuperar la totalidad de los costos de suministro actuales de ANDE, considerando información contable a diciembre de 2012.
2. **Escenario 2: Plan Maestro ANDE.** Estas tarifas permiten recuperar los costos de suministro de ANDE, cumplir con el Plan de Inversiones 2014 - 2023 -de acuerdo a lo informado por ANDE- e incorporan las metas de eficiencia en costos de explotación. Para su determinación, se realizó un modelo de flujo de caja que incorpora tanto el plan de expansión como las mejoras en eficiencia.

#### **8.3. Consideraciones adicionales respecto a las tarifas objetivo de aplicación**

Se realizaron otros ajustes a efecto de dar señales adecuadas a los usuarios:

1. En primer lugar, se consideró el criterio de mantener la tarifa media vigente sin variación para usuarios residenciales con consumos hasta 300 kWh/mes (categorías tarifarias R1, R2 y R3).

- En segundo lugar, los cargos de las tarifas de los usuarios residenciales con consumos superiores a los 300 kWh/mes (categorías tarifarias R4, R5 y R6) fueron ajustados de forma tal que los mismos sean crecientes de acuerdo al nivel de consumo, con el objeto de que las tarifas induzcan al consumo racional de la energía eléctrica.
- Por último, para el cálculo de las tarifas gubernamentales, se eliminó el componente asociado a la remuneración del capital (costo de capital), de acuerdo a lo indicado por la normativa vigente.

## 8.4. Resultados

En las siguientes tablas se presenta, para cada escenario la tarifa media objetivo de aplicación, por región así como para el total de ANDE:

**Tabla 5 Escenario 1 - Tarifa Media por región [USD/kWh]**

Tarifa Media [USD/kWh]	Región						Total
	Metropolitana	Norte	Oeste	Sur	Este	Central	
<b>Tarifa Media Total</b>	<b>0,0800</b>	<b>0,1162</b>	<b>0,1499</b>	<b>0,0928</b>	<b>0,0850</b>	<b>0,0907</b>	<b>0,0852</b>
<b>Componente VAD</b>	0,0216	0,0592	0,0929	0,0357	0,0245	0,0315	<b>0,0269</b>
<b>Componente VAT</b>	0,0162	0,0154	0,0149	0,0152	0,0176	0,0169	<b>0,0162</b>
<b>Componente Generación</b>	0,0422	0,0416	0,0421	0,0419	0,0429	0,0422	<b>0,0421</b>

Nota: cabe indicar que la tarifa media presentada en la tabla no recupera exactamente los costos totales de suministro, toda vez que ANDE absorbe el componente asociado a la remuneración del capital que, de acuerdo a la normativa vigente, se debe eliminar de las tarifas gubernamentales. La tarifa media total que recupera la totalidad de los costos de suministro es, en rigor, igual a 0.08602 USD/kW.

**Tabla 6 Escenario 2 - Tarifa Media por región [USD/kWh]**

Tarifa Media [USD/kWh]	Región						Total
	Metropolitana	Norte	Oeste	Sur	Este	Central	
<b>Tarifa Media Total</b>	<b>0,0867</b>	<b>0,1287</b>	<b>0,1690</b>	<b>0,1019</b>	<b>0,0946</b>	<b>0,1008</b>	<b>0,0933</b>
<b>Componente VAD</b>	0,0252	0,0692	0,1094	0,0420	0,0295	0,0376	<b>0,0317</b>
<b>Componente VAT</b>	0,0193	0,0181	0,0176	0,0180	0,0214	0,0204	<b>0,0193</b>
<b>Componente Generación</b>	0,0421	0,0413	0,0420	0,0419	0,0437	0,0428	<b>0,0422</b>

Finalmente, en la tabla siguiente se presentan los cuadros tarifarios de aplicación, resultantes de los dos escenarios comentados:

**Tabla 7 Cuadros tarifarios objetivo de aplicación**

Nivel de Tensión/Tarifa/Cargo	Unidad	Escenario 1	Escenario 2
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
<b>R1</b>			
<b>Cargo por Energía</b>	Gs/kWh	311,55	311,55
<b>R2</b>			
<b>Cargo por Energía</b>	Gs/kWh	349,89	349,89
<b>R3</b>			
<b>Cargo por Energía</b>	Gs/kWh	365,45	365,45
<b>R4</b>			
<b>Cargo Fijo</b>	Gs/cliente	16.823,30	19.180,25
<b>Cargo por Energía</b>	Gs/kWh	339,82	354,97
<b>R5</b>			
<b>Cargo Fijo</b>	Gs/cliente	17.853,95	21.543,83
<b>Cargo por Energía</b>	Gs/kWh	393,67	437,68

Nivel de Tensión/Tarifa/Cargo	Unidad	Escenario 1	Escenario 2
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
<b>R6</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	18.981,71	24.214,50
Cargo por Energía	Gs/kWh	451,84	534,09
<b>G1</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	16.182,28	19.163,20
Cargo por Energía	Gs/kWh	379,75	416,05
<b>G2</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	16.182,28	19.163,20
Cargo por Energía	Gs/kWh	379,87	416,13
<b>GU</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	10.068,65	11.923,39
Cargo por Energía	Gs/kWh	240,80	252,55
<b>I1</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	16.182,28	19.163,20
Cargo por Energía	Gs/kWh	361,72	395,49
<b>I2</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	255,62	262,30
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	164,53	168,83
Cargo por capacidad	Gs/kW	91.553,01	106.093,60
<b>BTH</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	255,62	262,30
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	164,53	168,83
Cargo por capacidad	Gs/kW	94.013,39	108.932,29
<b>AP</b>			
Cargo por Energía	Gs/metro	7.582,66	7.990,30
<b>MEDIA TENSIÓN</b>			
<b>GUMT</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	100.686,52	119.233,89
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	241,26	245,29
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	155,29	157,88
Cargo por capacidad	Gs/kW	17.973,16	19.754,28
<b>IMT</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	241,26	245,29
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	155,29	157,88
Cargo por capacidad	Gs/kW	69.112,11	79.609,85
<b>MTH</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	241,26	245,29
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	155,29	157,88
Cargo por capacidad	Gs/kW	75.590,62	87.072,41

Nivel de Tensión/Tarifa/Cargo	Unidad	Escenario 1	Escenario 2
<b>MEIDA TENSIÓN</b>			
<b>GUTMT</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	100.686,52	119.233,89
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	229,85	231,78
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	147,95	149,19
Cargo por capacidad	Gs/kW	14.230,33	15.246,60
<b>ITMT</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	229,85	231,78
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	147,95	149,19
Cargo por capacidad	Gs/kW	37.606,82	42.655,10
<b>TMTH</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	229,85	231,78
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	147,95	149,19
Cargo por capacidad	Gs/kW	42.414,83	48.108,52
<b>ALTA TENSIÓN</b>			
<b>ATH</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	228,39	230,05
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	147,00	148,07
Cargo por capacidad	Gs/kW	34.751,38	39.024,44
<b>MUY ALTA TENSIÓN</b>			
<b>MATH</b>			
Cargo Fijo	Gs/cliente	161.822,79	191.632,03
Cargo por Energía (Punta)	Gs/kWh	222,33	222,88
Cargo por Energía (Fuera de Punta)	Gs/kWh	143,11	143,46
Cargo por capacidad	Gs/kW	34.222,52	38.127,41

## 9. AJUSTE TARIFARIO Y SENDERO DE TRANSICIÓN PARA CUMPLIR CON EL PLAN DE EXPANSIÓN Y LAS METAS DE EFICIENCIA

### 9.1. Introducción

Finalmente, se realizó un análisis que permitió incorporar tres aspectos sustanciales de la operación de ANDE, los cuales no están reflejados en las tarifas objetivo calculadas para el año base de este estudio tarifario (a diciembre de 2012).

Los mismos son:

- el cumplimiento del plan de obras de generación, transmisión y distribución para el período 2014 – 2023, elaborado por ANDE;
- el impacto de metas de eficiencia en los costos de explotación y el reflejo de las mismas en las tarifas a usuarios finales; y
- el impacto en los ingresos de la empresa de la reducción de las pérdidas no técnicas o comerciales.

Para determinar el ajuste tarifario asociado al cumplimiento gradual de los tres aspectos mencionados anteriormente, se utilizó una metodología de flujo de caja proyectado. De esta forma, como se explica más en detalle en el informe, la tarifa obtenida es una tarifa aplicable para el próximo quinquenio (2015-2019), y que permite financiar el plan de inversiones de ANDE de dicho período, así como incorporar gradualmente mejoras de eficiencia. Esta es la tarifa representativa del Escenario 2 considerado para determinar las tarifas objetivo de aplicación, explicadas previamente en el numeral 8 del presente Resumen Ejecutivo.

## 9.2. Plan de Expansión de Ande 2014 - 2023

Las inversiones totales previstas por ANDE en el período se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 8 Inversiones previstas por ANDE 2014 - 2023**

ACTIVIDAD	TOTAL 2014 - 2023 [Millones de USD]
Generación y Transmisión	3,393.68
Media Tensión	725.19
Baja Tensión	958.78
<b>TOTAL</b>	<b>5,077.64</b>

Fuente: ANDE

Cabe indicar que las inversiones previstas por ANDE en el plan de expansión 2014 – 2023 fueron retrasadas un año en el flujo de caja proyectado, ya que se observa que las inversiones efectivamente realizadas en el año 2014 son menores que las inversiones previstas en el mencionado plan de expansión. En efecto, las inversiones realizadas durante 2014 alcanzaron los USD 226 millones, mientras las planificadas fueron de USD 769 millones.

## 9.3. Metas de eficiencia

Las metas de eficiencia consideradas para la proyección del flujo de caja proyectado de ANDE fueron:

1. Costos de explotación. De acuerdo a lo comentado previamente, si ANDE disminuye sus costos de explotación en un 13% respecto a los actuales se ubica dentro de la frontera de eficiencia, por lo cual se considera una reducción del 13% en los costos totales de explotación (administración, operación y mantenimiento y comerciales) para determinar el ajuste tarifario requerido. Se asumió que dicha reducción se alcanza gradualmente durante un período de 5 años: en el año 2018 los costos de explotación de ANDE son eficientes.
2. Pérdidas. Se consideró el escenario de reducción gradual de pérdidas de energía eléctrica propuesto en por ANDE. Dicho informe presenta los valores de metas de pérdidas totales de energía eléctrica del SIN para el período 2012-2017, alcanzándose un valor del 22% en el año 2019. La reducción gradual de las pérdidas técnicas impacta positivamente en el flujo de caja de la empresa, permitiendo que esta tenga ingresos adicionales provenientes de dicha reducción.

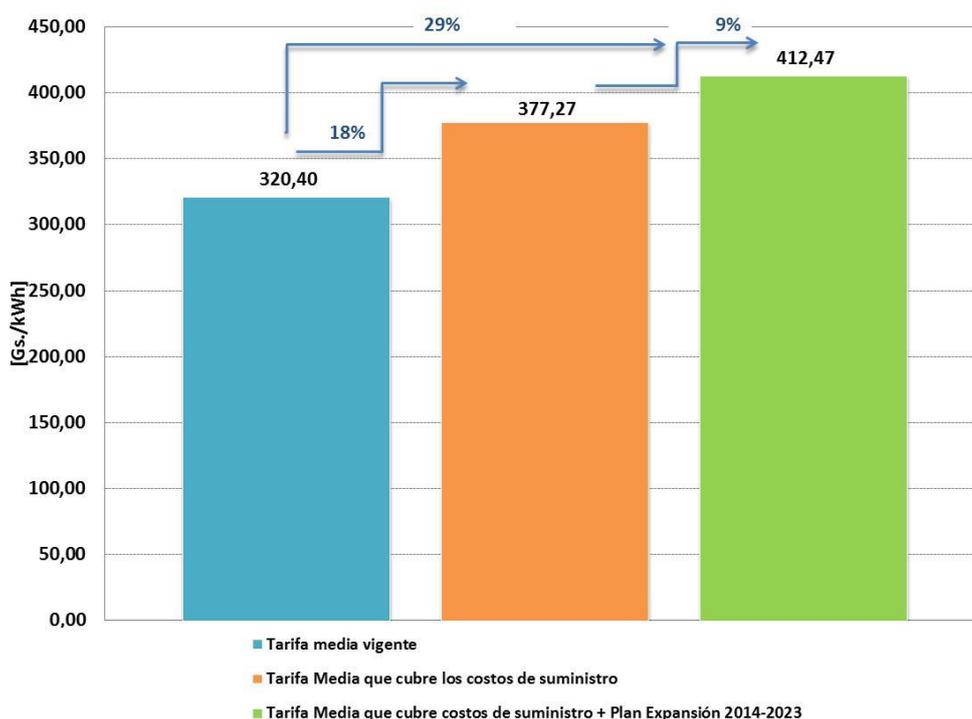
## 9.4. Resultados

Como resultado de la aplicación de la metodología comentada en el capítulo anterior, se concluye que la tarifa media que permite cubrir los costos de suministro y financiar el Plan de Expansión 2014 - 2023 de ANDE, a precios constantes de 2012, es igual a 412.47 Gs/kWh, tarifa que se asume comienza a aplicarse a partir del año 2015, y durante un período tarifario de cinco años

(2015-2019).

Un aspecto que merece destacarse es que la tarifa que cubre solo los costos actuales de suministro de ANDE (aunque no incorpora las inversiones previstas por ANDE para los próximos cinco años, de acuerdo al último plan de expansión) es un 18% mayor a la tarifa vigente de venta de ANDE. Si se compara la tarifa vigente con la tarifa que permite cubrir los costos de suministro y financiar las inversiones previstas en el Plan de Expansión 2014 - 2023 de ANDE, se observa un incremento en tarifa media de 29%. Éste incremento incorpora metas graduales de mejora de eficiencia en la gestión de los costos de explotación y las pérdidas de energía.

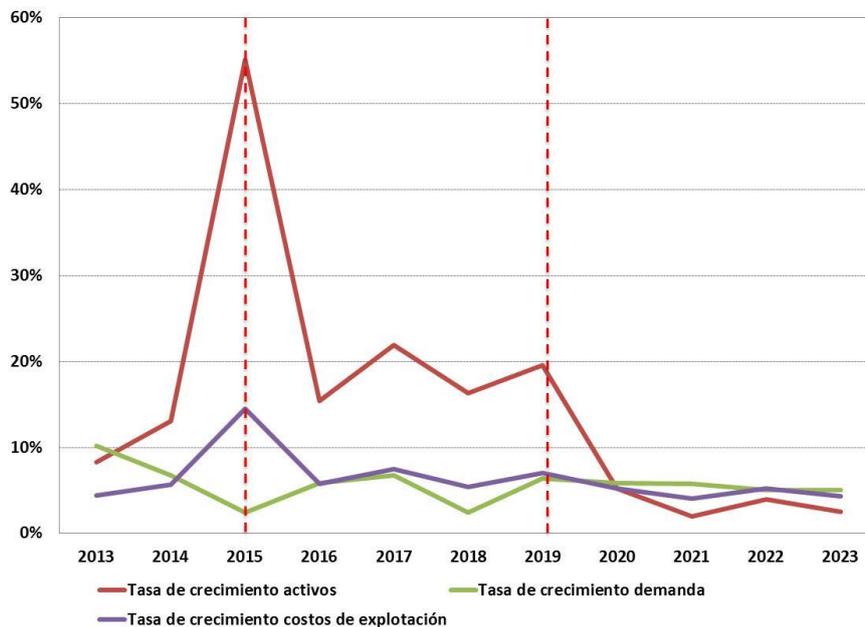
**Gráfico 4 - Incremento de la tarifa media necesario para financiar el Plan de Obras 2014 - 2023**



Nota: en el gráfico los valores fueron convertidos a Guaraníes considerando el tipo de cambio del año 2012 (4,422 Gs/USD), año base del análisis. Asimismo, la tarifa media se ajustó a efectos de incorporar la normativa actual sobre la no inclusión del componente de remuneración al capital en las tarifas a usuarios gubernamentales, con el objeto de reflejar las tarifas que efectivamente percibirá ANDE.

Finalmente, en el gráfico siguiente se muestran las tasas de crecimiento de las principales variables determinantes de los ingresos (la demanda) y los egresos (los costos de explotación y de inversión). Es posible observar que los costos, especialmente los costos de capital relacionados con los activos y el plan de inversiones, crecen a tasas más elevadas que la demanda, lo cual explica el incremento tarifario necesario (igual a 29% si se consideran las inversiones previstas para el quinquenio 2015 - 2019) para que ANDE cubra sus costos totales, incluyendo la rentabilidad determinada por la ley:

**Gráfico 5 – Tasas anuales de crecimiento de variables determinantes de los ingresos y egresos**



## 10. ANÁLISIS DE LOS SUBSIDIOS

### 10.1. Introducción

En mayo de 2008 el Gobierno de Paraguay sancionó la Ley N° 3.480 que “Amplia la Tarifa Social de Energía Eléctrica” aplicada por la ANDE. La Ley establece (i) los criterios para la facturación por el consumo mensual de energía eléctrica a clientes residenciales en baja tensión y que cumplan con los requisitos establecidos en la Ley, y (ii) el tratamiento de las deudas acumuladas de dichos clientes y los mecanismos de financiamiento.

La tarifa social es una tarifa monómica, en \$Gs/kWh, que se aplica a los usuarios del servicio eléctrico que cumplan con las siguientes condiciones:

- tener una potencia contratada hasta 3.520 W;
- tener una llave termomagnética hasta 16 A;
- que el abastecimiento sea realizado en baja tensión monofásica,
- tener un consumo mensual de hasta 300 kWh;
- debe existir 1 solo suministro en el inmueble, y;
- el cliente debe tener 1 suministro a su nombre.

La tarifa social se establece actualmente en tres rangos crecientes de consumo mensual de energía eléctrica:

- Consumo entre 0 y hasta 100 kWh/mes: tendrán una tarifa igual al 25% de la tarifa residencial normal (incluido IVA);
- Consumo entre 101 y hasta 200 kWh/mes: tendrán una tarifa igual al 50% de la tarifa residencial normal (incluido IVA);
- Consumo entre 201 y hasta 300 kWh/mes: tendrán una tarifa igual al 75% de la tarifa residencial normal (incluido IVA).

El procedimiento para la inclusión de un usuario como beneficiario de la tarifa social requiere que el usuario presente lo siguiente:

- presentación ante ANDE de una Declaración Jurada que acredite su condición de persona de escasos recursos, en formulario facilitado por ANDE;
- presentación de copia de la Cédula de Identidad del solicitante;
- presentación de una Solicitud de Abastecimiento de Energía Eléctrica (SAEE), en formulario provisto por ANDE.

## 10.2. Análisis y conclusiones

A continuación se destacan las principales conclusiones obtenidas del análisis del esquema actual tarifa social:

- En promedio, el 68% de los usuarios facturados con tarifa social corresponden a usuarios que consumen entre 0 y 100 kWh/mes. Sin embargo, se observa que el porcentaje de usuarios beneficiarios de la tarifa social que consumen entre 0-100 kWh/mes respecto al porcentaje total de beneficiarios viene mostrando una tendencia decreciente en el tiempo, indicado que el subsidio puede estar dando una señal inadecuada al uso eficiente y racional de la electricidad (los usuarios tienden a incrementar su consumo unitario).
- Respecto a los montos facturados, se observa que en promedio el 46% del monto facturado corresponde a tarifa social aplicada al primer rango de consumo (entre 0 y 100 kWh/mes). Esta variable también muestra una tendencia decreciente en el tiempo.
- Paraguay posee un nivel de cobertura elevado (98.96% del total de la población en 2012, de acuerdo a información suministrada por ANDE) abarcando a casi la totalidad de los seis deciles más ricos; en los tres deciles más pobres de la población, el 20% de la población carece de este servicio. Si hay un porcentaje significativo de habitantes sin acceso a la red en los deciles más bajos del ingreso, el subsidio al acceso se convierte en un aspecto que debería ser contemplado en la estrategia de electrificación del gobierno.
- Si se analiza la distribución total del gasto por decil de ingreso, se observa que el porcentaje de ingreso familiar disponible mensual destinado a energía eléctrica asciende a 6.4% del ingreso para los hogares del primer decil, mientras que para el 10% de los hogares más ricos este porcentaje desciende hasta 1.5% de los ingresos.
- Es posible que buena parte de los problemas de focalización del esquema actual del subsidio están asociados a la conexión (o más precisamente a la falta de ella en los hogares más pobres).
- Los esquemas de subsidios en tarifas eléctricas que se establecen únicamente considerando el nivel de consumo de energía eléctrica, pueden no asegurar que el subsidio esté llegando efectivamente a la población de bajos recursos y, adicionalmente, pueden existir “free riders”<sup>2</sup>. Una alternativa para mejorar la eficiencia en la asignación del subsidio es combinar mediciones de consumo de energía con información socioeconómica que permita identificar familias que requieren asistencia social. Este chequeo cruzado podría evitar la correlación, muchas veces incorrecta, que se realiza entre “sectores carenciados” y “bajo consumo de energía eléctrica”. En este contexto, el sistema aplicado actualmente en Paraguay busca esto, solicitando a sus clientes que se

---

<sup>2</sup> Expresión inglesa utilizada en economía para referirse a aquellos consumidores de bienes o servicios públicos indivisibles, en los que al no poder aplicarse el principio de exclusión no puede confiarse su provisión al mercado, que no revelan sus preferencias por el bien para no tener que pagar el precio o tasa correspondiente, porque saben que si otros lo obtienen ellos también lo obtendrán gratuitamente.

presenten voluntariamente para acceder a la tarifa social, completando un Declaración Jurada que lo acredite como persona de escasos recursos.

- Se estimó el error de exclusión, esto es, el porcentaje de hogares pobres que no son alcanzados por la Tarifa Social, considerando información de la Dirección General de Estadística, Encuestas y Censos (DGEEC).
- De dicho análisis se concluyó que existen un 24% de hogares pobres que no son alcanzados por el subsidio..
- De acuerdo a lo comentado anteriormente, de acuerdo a datos de la Encuesta de Ingresos y Gastos 2011 – 2012 de la DGEEC, en los tres deciles más pobres de la población, el 20% de la población carece de este servicio. Este 20% podría estar explicando la mayor parte de los hogares no subsidiados.
- A pesar de los errores estadísticos y otros que puede haber en la estimación realizada, en buena parte procedentes de que la Encuesta Permanente de Hogares (EPH) es muestral, lo observado en los párrafos anteriores indica que es posible que buena parte de los problemas de focalización del subsidio están asociados a la conexión (o la falta de ella).

## 11. DETERMINACIÓN DEL COSTO DE FALLA

### 11.1. Introducción

El concepto de costo de falla (CF) o costo de energía no suministrada (CENS) se utiliza en la literatura internacional, en forma genérica, para definir y agrupar los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado conforme lo requiere la demanda.

Dadas las diversas dimensiones que adopta el problema de la determinación del CF, es claro que la tarea de valorizarlo es compleja, pues existe una variedad de factores que condicionan su valor: (i) complejidad para modelar la vinculación entre falla de suministro e impacto en el bienestar de las personas y en las actividades económicas; (ii) complejidad de establecer los límites aceptables de deterioración de calidad del producto frente a la alternativa de fallar ; y (iii) el CF varía ante la existencia o no de selectividad en los cortes, o si éstos afectan a todos los consumidores por igual o no.

En términos generales se observa que hay gran diversidad de métodos de cálculo y dispersión en los resultados encontrados. En buena medida, los problemas de dispersión se asocian a carencias en asignar el CF a una dimensión definida, sin por ello dejar de reconocer limitaciones en los métodos de cálculo.

Dentro de la literatura económica existen dos grandes familias de enfoques para la determinación de costos de falla, los cuales se diferencian en primera instancia por la fuente de información utilizada: métodos indirectos y métodos basados en encuestas. Mientras que los cálculos a través de métodos indirectos utilizan datos agregados, generalmente provenientes de fuentes secundarias de información o registro propios de las empresas del sistema, los métodos directos están asociados a la idea de realización de encuestas o entrevistas a usuarios con el fin de indagar directamente sobre los efectos económicos y no económicos vinculados a fallas en el servicio eléctrico. Esta primera diferencia explica una gran parte de las ventajas y desventajas entre los distintos métodos. En general, los cálculos a través de métodos indirectos se pueden realizar en poco tiempo, sin mayor esfuerzo logístico y costo que el de la búsqueda de información a través de distintas instituciones o empresas. Desde el punto de vista teórico, las desventajas que se encuentran están vinculadas a la validez de los supuestos que sustentan cada enfoque, lo que en algunos casos da por resultado sesgos en la determinación del costo de falla por sobre o subestimación del mismo. Los métodos directos a través de la realización de

encuestas a usuarios del servicio brinda la posibilidad de indagar los múltiples aspectos involucrados en el accionar de los usuarios ante fallas e interrupciones en el sentido eléctrico. Es posible determinar los momentos u horarios que generan más inconvenientes si se produce una falla, que tipo de molestias traen aparejadas, cual es la disposición de los usuarios a evitar fallas, entre otros aspectos.

Como contrapartida, la implementación práctica de estos métodos directos requiere mucho más esfuerzo tanto en la etapa de diseño del mismo como en el posterior procesamiento de la información y análisis. Una de las etapas críticas es la de diseño de la estrategia de indagación, es decir el cuestionario de la encuesta, que puede ser diferente para los distintos sectores de consumo.

## 11.2. Resultados obtenidos

En el presente análisis, el desarrollo de la metodología para determinar el cálculo del costo de falla de corta y larga duración a partir de métodos indirectos estuvo debidamente fundamentado en la teoría económica, utilizándose distintos enfoques metodológicos a efectos de disponer de un rango de valores. Estos cálculos fueron factibles de realizar en base a la información estadística disponible. Las fuentes de información utilizadas corresponden a organismos públicos tales como la Dirección General de Estadística, Encuestas y Censos, el Banco Central de la República del Paraguay, como así también información de fuentes privadas tales como proveedores de equipamientos de autogeneración.

Adicionalmente, durante el desarrollo de este estudio de consultoría, se diseñó un cuestionario, el cual fue aplicado por personal de ANDE para el desarrollo de una Prueba Piloto que permita la eventual realización de una encuesta. Los resultados de la Prueba Piloto no tuvieron como objetivo suministrar conclusiones objetivas respecto del valor del CF sino que su objetivo ha estado centrado en probar el cuestionario para su aplicación en la encuesta definitiva. Sobre la base de los resultados de esta prueba piloto, el Consultor dejó planteada la base metodológica para que ANDE pueda realizar una encuesta a una muestra representativa de los diversos tipos de usuarios, incluyendo la metodología general de la encuesta y las definiciones que permitan determinar el tamaño muestral, además del cuestionario ya comentado, elaborado para distintos tipos de usuarios (residenciales, industriales y comerciales).

Los valores estimados para el CF obtenidos por diferentes metodologías indirectas difieren entre sí en forma considerable, como era previsible, por lo que importante entender el significado de los mismos para su uso en términos regulatorios.

Una vez estimados los CF para los distintos tipos de usuarios y considerando las distintas metodologías, se aplicó un procedimiento para determinar el costo de falla representativo del sistema eléctrico de Paraguay. Para ello se promediaron los resultados globales correspondiente a cada sector de consumo tomando en cuenta la estructura del mercado (distribución de clientes y consumo promedio por sector de consumo) tal como fue adoptado por el regulador británico (OFGEM). Los resultados que surgen de este procedimiento sugieren un costo de falla mínimo del sistema que se ubica en 13,190 Gs./kWh y un valor máximo de 18,328 Gs./kWh. Si se expresan estos resultados en dólares por kWh los resultados obtenidos oscilan en el rango [2.94 USD/kWh a 4.09 USD/kWh] los cuales resultan consistentes con las experiencias internacionales sobre el tema.

## 12. COMENTARIOS FINALES

El presente estudio de consultoría consistió, de manera fundamental, en el diseño detallado de una metodología para la determinación de las tarifas de energía eléctrica de ANDE. Dicha metodología se basó en los conceptos vertidos en los Términos de Referencia preparados por

ANDE, y permitió determinar tarifas económicas que permitan a ANDE ser financiera y económicamente sustentable para hacer frente al total de sus costos, tanto de administración, operación y mantenimiento (costos de explotación) como de inversiones requeridas (costos de capital); y que en su estructura respondan a señales de eficiencia económica.

El cuadro tarifario resultante del estudio implica tarifas económicas, exceptuando los siguientes ajustes efectuados a partir de las necesidades expresadas por ANDE:

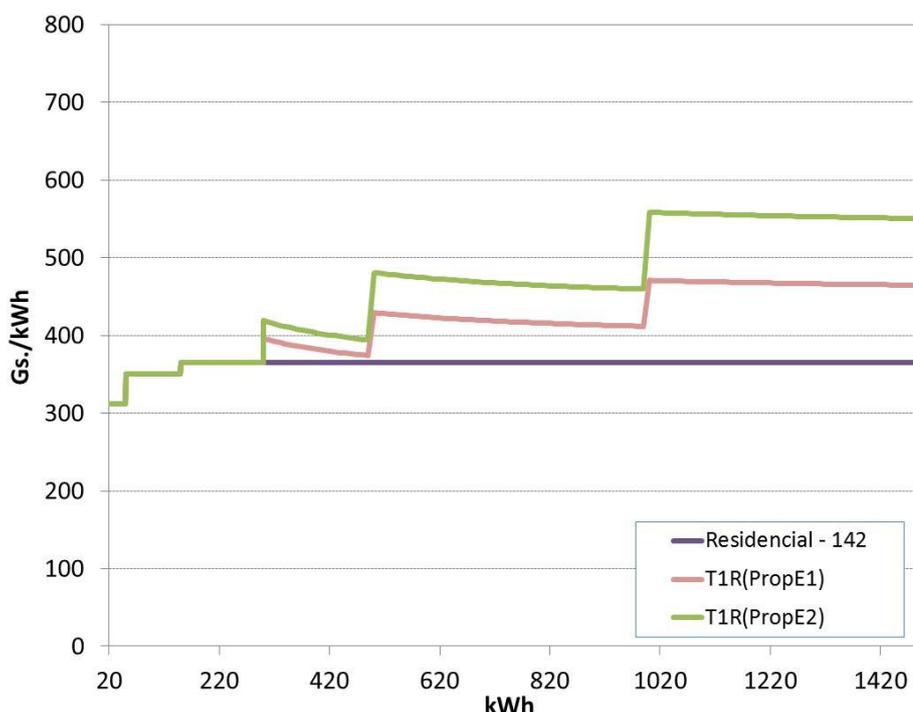
1. Se consideró el criterio de mantener la tarifa media vigente sin variación para usuarios residenciales con consumos hasta 300 kWh/mes.
2. Los cargos de las tarifas de los usuarios residenciales con consumos superiores a los 300 kWh/mes (categorías tarifarias R4, R5 y R6) fueron ajustados de forma tal que los mismos sean crecientes de acuerdo al nivel de consumo, con el objeto de que las tarifas induzcan al consumo racional de la energía eléctrica.
3. Por último, para el cálculo de las tarifas gubernamentales, se eliminó el componente asociado a la remuneración del capital (costo de capital), de acuerdo a lo indicado por la normativa vigente.

Sin perjuicio de lo anterior, la aplicación efectiva de un nuevo cuadro tarifario podría requerir ajustes adicionales, a efecto de aligerar el impacto que las nuevas tarifas (tanto en estructura como en nivel) puedan tener sobre algunos usuarios.

Esto, además de identificar los ajustes requeridos al cuadro tarifario económico, requiere el diseño de un período de transición, dentro del cual algunos usuarios podrían requerir subsidios transitorios mientras las tarifas actuales converjan a las económicas.

Para ejemplificar lo anterior, en la siguiente gráfica se muestran las curvas de precios de los usuarios residenciales, las que representan, de forma comparada, la relación entre la tarifa media y los niveles de consumo de los usuarios de la tarifa vigente y de las tarifas propuestas:

**Gráfico 6 Curva de precios – Usuarios residenciales**



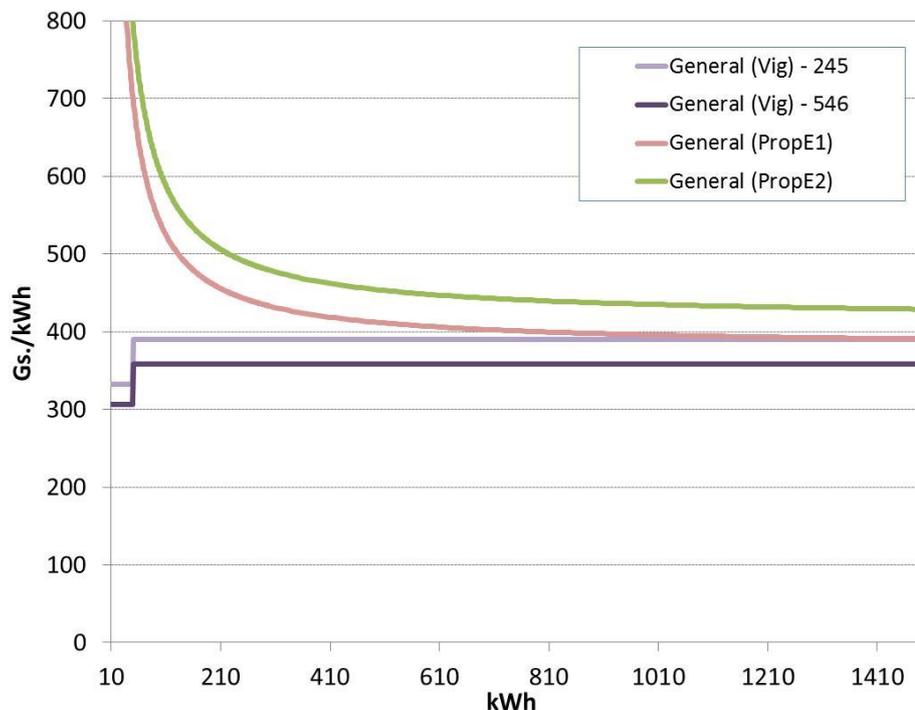
Nota: E1 se refiere a Escenario 1, que es aquella tarifa que permite cubrir los costos actuales de suministro de ANDE.

E2 se refiere a Escenario 2, que es aquella tarifa que permite, además de cubrir los costos actuales de suministro de ANDE, financiar el plan de inversión previsto por ANDE para los próximos cinco años, e incorporar metas de eficiencia en costos de explotación y pérdidas.

La tarifa actual (142) muestra valores crecientes por nivel de consumo para los usuarios hasta 150 kWh-mes, y una tarifa fija a partir de dicho nivel consumo. La tarifa propuesta, en cualquiera de sus escenarios, es igual a la vigente para los usuarios con consumos hasta 300 kWh-mes y a partir de dicho consumo comienza a incrementarse en escalones crecientes. Así, el gráfico permite observar que **los usuarios con consumos mayores a 300 kWh-mes observarán incrementos sensibles en sus tarifas medias, lo cual deberá ser tenido en cuenta en el período de transición.**

En la gráfica siguiente se muestra la curva de precios de los usuarios generales:

**Gráfico 7 Curva de precios – Usuarios generales**

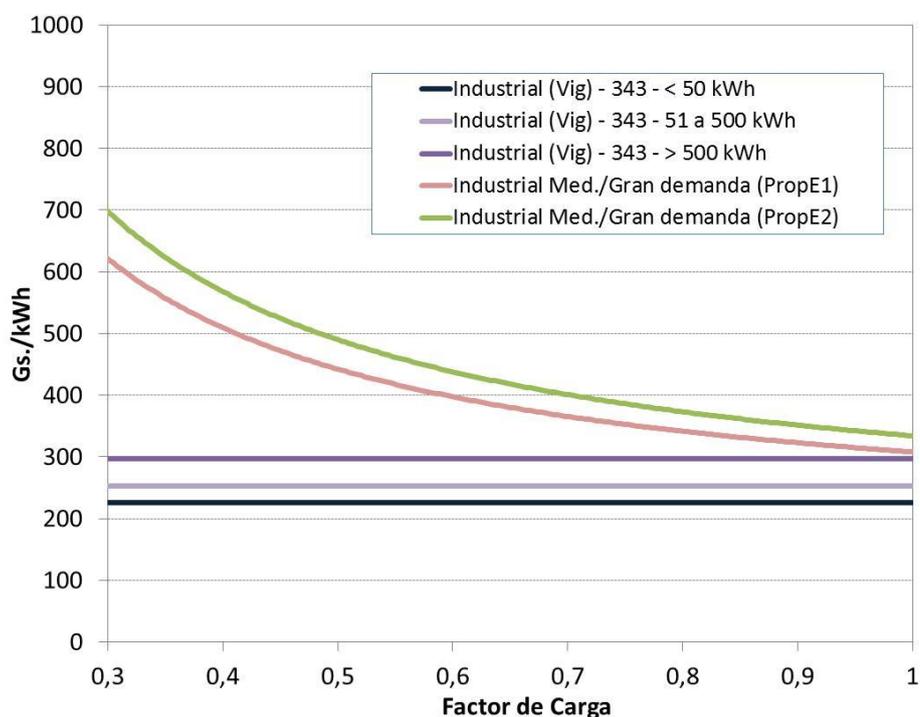


En primer lugar interesa destacar la forma de las tarifas propuestas, las cuales presentan la clásica forma de tarifas basadas en criterios puramente económicos, que disminuyen a medida que aumenta el consumo.

En segundo lugar se observa que para niveles de consumo superiores a los 800 kWh-mes, la tarifa media propuesta resulta muy similar a la tarifa media vigente 245. Sin embargo, los usuarios con menores niveles de consumo observarán un incremento en sus tarifas.

En la gráfica siguiente se muestra la curva de precios de los usuarios industriales en baja tensión:

**Gráfico 8 Curva de precios – Usuarios industriales en BT**

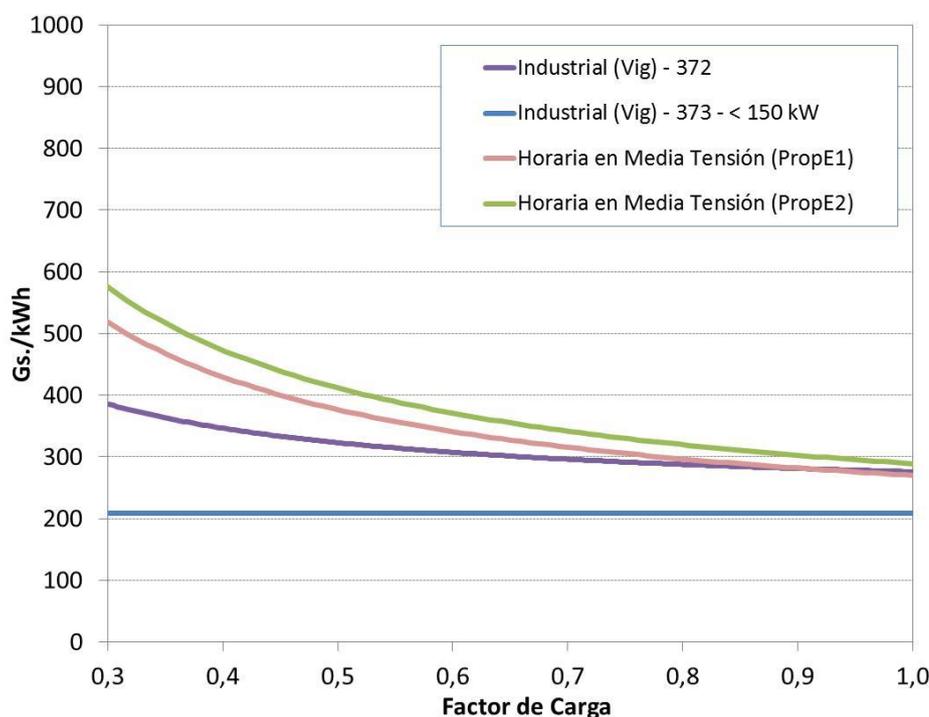


Estas curvas se muestran en función del factor de carga, ya que la tarifa media de estos usuarios cambia para diferentes factores de carga, toda vez que la estructura tarifaria incluye un cargo por demanda máxima, o cargo por capacidad, en Gs./kW.

Se observa que las tarifas propuestas disminuyen a medida que mejora el factor de carga de los usuarios, brindando una señal de eficiencia en el consumo. Adicionalmente, es posible apreciar que la tarifa media propuesta resulta mayor a la vigente para todos los factores de carga.

En la gráfica siguiente se muestra la curva de precios de los usuarios industriales en media tensión:

**Gráfico 9 Curva de precios – Usuarios industriales en MT**



Se observa que para altos factores de carga, la tarifa binómica vigente y la tarifa propuesta convergen.

Otro aspecto que cabe comentar respecto a los resultados obtenidos en este estudio es que las tarifas están expresadas a precios del diciembre de 2012.

Con el objeto de mantener el equilibrio económico de ANDE, se propone que los cargos tarifarios sean ajustados semestralmente, de acuerdo a la siguiente fórmula general:

$$FA_i = \left( PT_i * \frac{TC_N}{TC_0} + PNT_i * \frac{IPC_N}{IPC_0} \right)$$

Dónde:

$FA_i$  es el Factor de Ajuste de los cargos correspondiente al nivel de tensión  $i$ ;

$PT_i$  es el peso del valor de los costos transables (moneda extranjera) sobre el valor total de los cargos en el nivel de tensión  $i$ ;

$TC_N$  es el tipo de cambio de referencia publicado por el Banco Central de Paraguay vigente al último día del mes anterior a la fecha de ajuste;

$TC_0$  es el tipo de cambio de referencia al 31 de diciembre de 2012;

$PNT_i$  es el peso del valor de los costos no transables (moneda local) sobre el valor total de los cargos en el nivel de tensión  $i$ ;

$IPC_N$  es el Índice de Precios al Consumidor a nivel nacional, publicado por el Banco Central de Paraguay, vigente al mes anterior a la fecha de ajuste;

$IPC_0$  es el Índice de Precios al Consumidor a nivel nacional vigente a diciembre de 2012.