



UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE GRADUADOS EN CIENCIAS ECONÓMICAS

MAESTRÍA EN DIRECCIÓN DE NEGOCIOS

TRABAJO FINAL DE APLICACIÓN

**“DETERMINACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS EN UN CONTEXTO
INFLACIONARIO”**

Autor: Mónica Elena Vitanza

Tutor: María Soledad Barbini

Córdoba

2015



DETERMINACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS EN UN CONTEXTO INFLACIONARIO por Mónica Elena Vitanza se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Agradecimientos

Deseo agradecer especialmente a mi hija, Micaela, por el apoyo recibido para realizar el trabajo final de esta Maestría en Dirección de Negocios.

También deseo agradecer a mis colegas y compañeros de trabajo por su apoyo incondicional en mi carrera profesional y laboral.

Por último, a todo el equipo de profesores de la Maestría en Dirección de Negocios, especialmente a mi directora de trabajo Final, Mgter Soledad Barbini.

Índice de contenidos.

| | |
|--|--------|
| A. PRESENTACION DEL PROYECTO | - 1 - |
| I. Resumen..... | - 1 - |
| II. Marco Teórico | - 2 - |
| III. Metodología..... | - 3 - |
| IV. Objetivos del trabajo | - 4 - |
| V. Límites o Alcance del trabajo | - 4 - |
| VI. Organización del trabajo | - 5 - |
| VII. Introducción..... | - 5 - |
| B. DESARROLLO DEL PROYECTO | - 7 - |
| 1. CONCEPTOS DE ECONOMIA, MICROECONOMIA Y ECONOMIA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS..... | - 7 - |
| 1.1 MERCADOS COMPETITIVOS | - 7 - |
| 1.2. LOS BENEFICIOS DE UN MERCADO DE COMPETENCIA..... | - 9 - |
| 1.3. EL LARGO PLAZO..... | - 11 - |
| 1.4 LA OFERTA DE LA INDUSTRIA..... | - 12 - |
| 1.5 EL MONOPOLIO | - 13 - |
| 2.CONCEPTOS BASICOS DE ELECTRICIDAD | - 15 - |
| 2.1 ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA | - 15 - |
| 2.2. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA..... | - 18 - |
| 2.2.1 LA HISTORIA..... | - 18 - |
| 2.2.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MEM | - 20 - |
| 2.2.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM..... | - 22 - |
| 2.3 ORGANOS DE CONTROL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA..... | - 25 - |
| 3. LAS TARIFAS | - 26 - |
| 3.1 OBJETIVOS DE LAS TARIFAS | - 26 - |
| 3.2. LA REGULACIÓN DE TARIFA..... | - 27 - |
| 3.2.1. REGULACIÓN POR INGRESOS | - 27 - |
| 3.2.2 REGULACIÓN POR COSTOS DEL SERVICIO..... | - 28 - |

| | |
|---|---------------|
| 3.2.3 PERIODICIDAD DE REVISIÓN | - 30 - |
| 3.2.4. MÉTODO PARA CALCULAR LA BASE DE CAPITAL..... | - 30 - |
| 3.2.5. TASA DE RETORNO | - 31 - |
| 3.2.6. ASIMETRIAS DE INFORMACIÓN | - 33 - |
| 3.3. CÁLCULO DE LA TARIFA | - 33 - |
| 3.3.1 VALOR AGRAGADO DE DISTRIBUCIÓN..... | - 33 - |
| 3.3.2. MODELO DE COSTES INCREMENTALES | - 34 - |
| 3.3.3. BENCHMARKING | - 35 - |
| 3.4. CALIDAD DEL SUMINISTRO..... | - 35 - |
| 3.5. DISEÑO DE TARIFAS | - 37 - |
| 3.5.1. MARCO REGULATORIO..... | - 39 - |
| 4. BASE CONTABLE | - 40 - |
| 4.1. COSTOS DE OPERACIÓN | - 40 - |
| 4.2. COSTOS DE CAPITAL..... | - 40 - |
| 4.3. ESTRUCTURA DE COSTO..... | - 41 - |
| 4.3.1 COSTOS VARIABLES. | - 41 - |
| 4.3.2. COSTOS FIJOS | - 42 - |
| 4.3.3 COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN..... | - 42 - |
| 5. ANÁLISIS DE DATOS Y DIAGNÓSTICO | - 43 - |
| 5.2 INFORMACION CUADROS TARIFARIOS | - 46 - |
| 5.3. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE DATOS | - 51 - |
| 5.4 MODELO DE CALCULO DE TARIFA | - 54 - |
| 5.4.1 ELABORACIÓN DE FLUJO DE FONDO | - 54 - |
| 6. MODELO DE GESTION PROPUESTO | - 58 - |
| 6.1 ADECUACIÓN PERÍODICA DE TARIFA | - 58 - |
| 6.1.1 HERRAMIENTA PROPUESTA..... | - 58 - |
| 6.3 PASOS PARA SU APROBACIÓN..... | - 62 - |
| C. CIERRE DEL PROYECTO | - 63 - |
| Conclusiones Finales..... | - 63 - |
| Bibliografía..... | - 65 - |

Índice de gráficos

| | |
|---|--------|
| Gráfico 1 : Beneficio Total en Competencia Perfecta | - 10 - |
| Gráfico 2: Costo Medio a Largo Plazo | - 12 - |
| Gráfico 3: Mercado Monopólico | - 14 - |
| Gráfico 4: Principales bloques que componen la oferta y la demanda | - 16 - |
| Gráfico 5: Tipo de Tecnología Instalada para obtener la Demanda Eléctrica | - 23 - |
| 5.3.1.1. Gráfico 6 : PARTICIPACIÓN ANUAL DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS..... | - 51 - |
| 5.3.1.2. Gráfico 7- VARIACIÓN TOTAL INTERANUAL | - 52 - |
| Gráfico 8: Incremento de Costos vs Ingresos..... | - 63 - |

Índice de tablas.

| | |
|---|--------|
| 5.1.1. Tabla 1 Período 2012 | - 43 - |
| 5.1.2. Tabla 2- Período 2013..... | - 44 - |
| 5.1.3. Tabla 3 Período 2014 | - 45 - |
| 5.2.1. Tabla 4-Período 2012 – Incremento Tarifario..... | - 47 - |
| 5.2.2. Tabla 5- Período 2013 – Incremento Tarifario..... | - 48 - |
| 5.2.3. Tabla 6 - Período 2014 – Incremento Tarifario..... | - 49 - |
| 5.2.4. Tabla 7 - Período 2015 – Incremento Tarifario..... | - 50 - |
| 5.3.1. Tabla 8 - COMPARACIÓN DE COSTOS DE SERVICIOS 2012 / 2014 | - 51 - |
| 5.3.2. Tabla 9 - COMPARACION DE TARIFAS 2012/2015..... | - 53 - |
| Tabla 10– Flujo de Fondos 22014 / 2015..... | - 55 - |
| 6.2. Tabla 11 - APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO | - 60 - |
| Tabla 12– Adecuación Tarifaria 1° Trimestre: | - 60 - |

A. PRESENTACION DEL PROYECTO

I. Resumen

Mi propuesta para el Trabajo Final de la Maestría en Dirección de Negocios consistirá en diseñar una herramienta de gestión que permita agilizar la adecuación tarifaria en contextos inflacionarios en el marco de empresas generadoras y distribuidoras de energía del país, como así también un instrumento para la toma de decisiones sobre las mismas.

Todo ello con el objetivo de lograr mantener en equilibrio la ecuación costo – ingresos de las empresas de este rubro en argentina.

Este trabajo es el resultado del conjunto de conocimientos adquiridos hasta el momento durante toda mi carrera profesional, tanto académica como laboral.

Este aporte intenta solucionar los inconvenientes que se presentan en el desarrollo de la aplicación de tarifas, que una vez definidas y aprobadas por las autoridades competentes sufren desfasajes a través del tiempo debido a los movimientos económicos imperantes en el país.

No puedo dejar de mencionar que las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica contribuyen al desarrollo social y productivo del país consolidando su competitividad.

II. Marco Teórico

1 – Microeconomía – Tipos de Mercados

Las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica están inmersas en un mercado con el cual interactúa en forma permanente, por eso es necesario, en este marco teórico realizar una revisión pormenorizada de los distintos tipos de mercados que existen poniendo énfasis en monopolio y dentro de este una revisión y referencia a monopolio natural. En este caso la bibliografía a utilizar será el libro de MILLER, Roger L. – “Microeconomía” – Ed. Mc Graw Hill

2 - Costos Económicos

Los costos económicos representan un eslabón fundamental en el desarrollo y cálculo de tarifas, por eso es necesario realizar un análisis sobre los mismos, más precisamente se hará referencia a los elementos básicos del control de precios, el valor actual neto, base de capital e inversiones, valor contable, costos de producción, costos de valor nuevo de reemplazo, valor de mercado.

En este acápite se utilizará el libro HONGREN - SUNDEM - STRATTON – “Contabilidad Administrativa” – Ed. Pearson – México 2006y el libro de MEDINA DE GILLIERI, MARTHA BEATRIZ – “Un Modelo Económico Financiero” – Talleres Gráficos de CREAM – 2008

3 – Cálculo de Tarifa

Toda tarifa de electricidad debe contribuir a la mayor eficacia y eficiencia de la Empresa, por ende el cálculo de la misma es un pilar fundamental para su desarrollo. El cálculo de tarifa se centra principalmente en diferentes objetivos implícitos como lo es el asegurar la rentabilidad adecuada para atender el

crecimiento de la demanda como también contribuir al logro del uso racional de la energía por parte de los consumidores.

Para ello el libro a utilizar es MEDINA DE GILLIERI, MARTHA BEATRIZ – “Un Modelo Económico Financiero” – Talleres Gráficos de CREAR – 2008

III. Metodología

Para llevar a cabo este trabajo final, primero se introducirá al lector en los conceptos teóricos atinentes a los tipos de mercados en los que interactúan las empresas generadoras y distribuidoras de energía necesarios para la mejor comprensión de la propuesta.

Una vez especificados los conceptos sobre mercados se procederá a recopilar y presentar la estructura de costos de una empresa modelo para el período 2012 a 2015, realizando una comparación entre los mismos, dejando de manifiesto los cambios surgidos en los mismos, debido a los movimientos económicos imperantes en el país.

De la misma manera, se mostrarán los Cuadros Tarifarios vigentes durante ese mismo período, a los fines de lograr verter la diferencia que se sucinta, dejando de manifiesto la necesidad que se presenta.

Una vez presentada ambas estructuras, se procederá a la exposición de un modelo de cálculo de tarifas, a los fines de una mayor comprensión en la propuesta definida en el trabajo.

Finalmente se procederá a presentar el modelo de gestión para adecuación de tarifas con su correspondiente análisis y conclusión.

IV. Objetivos del trabajo

Los objetivos de este trabajo final de aplicación son los siguientes:

□ **GENERAL**

Lograr la adecuación Tarifaria en contexto inflacionario, de forma tal que sean coherentes al logro de los objetivos empresariales.

□ **ESPECÍFICO**

- Diseñar una herramienta que permita la actualización de tarifas eléctricas en mercados inflacionarios.
- Lograr una herramienta que contribuya al equilibrio económico – financiero de la Empresa a fin de cumplir con los objetivos de la misma.
- Brindar una herramienta que permita agilizar la toma de decisiones empresarial.

V. Límites o Alcance del trabajo

Los límites de este trabajo se circunscriben a la adecuación tarifaria para las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica de la República Argentina, teniendo en cuenta el contexto inflacionario reinante en este país.

Cabe destacar, que debido a la envergadura y objetivo del presente trabajo, no se contempla el desarrollo de cálculos de costos, sino más bien, la presentación de su estructura.

VI. Organización del trabajo

El presente trabajo de aplicación consta de 6 capítulos:

- Capítulo 1: Conceptos de Economía, Microeconomía y Economía de los Servicios Públicos
- Capítulo 2: Conceptos Básicos de Electricidad
- Capítulo 3: Las Tarifas
- Capítulo 4: Base Contable
- Capítulo 5: Análisis de datos y diagnóstico
- Capítulo 6: Modelo de Gestión Propuesto
- Capítulo 7: Cierre del Proyecto

VII. Introducción

La Industria Eléctrica en la Argentina se ve afectada por una crisis financiera, económica, técnica y de gestión que pone de manifiesto el paradigma con el cual se analizan y definen las tarifas eléctricas. La provincia de Córdoba no es ajena a la realidad imperante de nuestro país. De ahí que el presente proyecto se sitúa en empresas generadoras y distribuidoras del País.

Las empresas eléctricas deben disponer de herramientas adecuadas para realizar una gestión eficiente y aprovechar sus recursos a los fines de brindar un servicio acorde a las necesidades imperantes en el mercado, de ahí que el régimen tarifario es uno de los principios económicos fundamentales para llevar adelante esta gestión.

De lo expuesto se deduce que el problema principal que se plantea es el atraso de las tarifas debido al contexto inflacionario reinante.

Lo que se propone en el presente trabajo es determinar una dinámica actualización de tarifas que permita optimizar el equilibrio ingresos/costos de la empresa permitiendo, a su vez, una adecuada ecuación de inversión y consumo.

El Trabajo Final se establecerá en dos etapas a saber:

En la primera etapa se definirán los conceptos teóricos pertenecientes al mercado en los cuales las empresas de estaindustria se desenvuelven, los conceptos básicos de un sistema eléctrico, como también lo referido a la definición de tarifa su composición y la base contable para su construcción, todo esto se denota en los capítulos 1, 2, 3 y 4.

En la segunda etapa se presentará la base de información sobre la estructura de costos y estructuras tarifarias con las cuales se centra el presente trabajo, la comparación y análisis de las estructuras de costos y cuadros tarifarios, con los cuales se determinará el diagnóstico. Los mismos se denotan en los capítulos 5 y 6.

Finalmente se presentará, en el capítulo 7 el modelo propuesto de gestión, con las conclusiones pertinentes.

B. DESARROLLO DEL PROYECTO

Capítulo 1

1. CONCEPTOS DE ECONOMIA, MICROECONOMIA Y ECONOMIA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

1.1 MERCADOS COMPETITIVOS

La competencia perfecta trata de maximizar su ganancia tanto como le sea posible, mientras que cada consumidor trata de maximizar su propia utilidad. El resultado de todos estos intereses particulares hace que el bienestar general se alcance de la mejor manera posible. Esta coincidencia entre los objetivos privados con los objetivos sociales sirve de sustento para muchas teorías económicas, y en forma más general, es la base del funcionamiento de los mercados libres.

Para que funcione la competencia se requieren determinadas condiciones. Las más importantes son que el mercado debe contener muchas empresas sin que ninguna sea dominante, debe permitir la libre entrada y salida de competidores y no debe presentar externalidades ni información asimétrica. La intervención en los mercados se requiere a veces, para asegurar que la búsqueda de ganancia no atente contra el bienestar general. Un caso típico de esta situación es el monopolio natural.

En estos casos la regulación resulta importante, siendo su propósito asegurar resultados socialmente deseables cuando la competencia no es posible. La regulación reemplaza el mercado por la intervención directa.

Si el regulador tuviera la información completa de la empresa podría ordenar a la firma regulada el nivel óptimo de producción, con la combinación óptima de recursos y vender el producto o servicio a un precio específico. Sin embargo el regulador, en la mayoría de los casos, no tiene la suficiente información para determinar estos niveles de producción y de recursos.

El desafío básico de la regulación económica es el diseño de mecanismos a aplicar por el regulador que permita a la empresa lograr el nivel de producción óptimo. Este objetivo consiste en: identificar el nivel óptimo de producción y diseñar el mecanismo regulatorio que permita a la empresa regulada a adoptar ese nivel de producción.

En muchos casos la identificación del nivel óptimo de producción es una aplicación directa de los principios de la teoría económica, por ejemplo, el que el precio debe igualar al costo marginal en el nivel óptimo de producción. Sin embargo, el óptimo general no es tan fácil identificar, ya que si la fijación de precios a través de los costos marginales resulta en la empresa pérdida de dinero, este precio no es aplicable puesto en ninguna firma, puede perder dinero indefinidamente y permanecer en el negocio.

Una vez que se ha determinado el nivel óptimo de producción, se debe diseñar el mecanismo regulatorio que induzca a la compañía a operar en ese nivel. Para ellos asume que la motivación de la empresa es maximizar su propio beneficio, y el mecanismo regulatorio debe ser tal que logre que la empresa obtenga su máximo beneficio cuando su nivel de producción, la combinación de recursos para obtenerlos y el precio resultante, sean lo socialmente óptimos.

Crear la consistencia entre la maximización del beneficio social y la maximización de la ganancia para la empresa es el objetivo de la regulación económica. (CIER, Comisión de Integración Energética Regional – Curso 2013 –Jorge Espain).

1.2. LOS BENEFICIOS DE UN MERCADO DE COMPETENCIA

Tal como establece la teoría microeconómica, "...decimos que un mercado es puramente competitivo si cada una de las empresas supone que el precio de mercado es independiente de su propio nivel de producción. Cualquiera sea el nivel que produzca, sólo puede venderla a un único precio: el precio vigente en el mercado." (Varian, 1999, pág. 386).

Dado que la empresa no tiene influencia en el precio de mercado, el problema de maximización de beneficios de la empresa se limitará a maximizar la diferencia entre su ingreso, $p \cdot y$, y sus costos, c , que dependerán de la cantidad que produzca (y):

$$\max(y): py - c(y)$$

"La empresa decidirá producir aquella cantidad en la que el ingreso marginal sea igual al costo marginal, en la que el ingreso adicional generado por una unidad más de producción sea exactamente igual a su costo marginal. Si no se cumple esta condición, la empresa siempre podrá aumentar sus beneficios alterando su nivel de producción." (Varian, 1999, pág. 388)

Vemos que cuando varía la cantidad producida y teniendo en cuenta que el precio p es constante: $\Delta I = p \cdot \Delta y$, y por lo tanto, $\Delta I = p \cdot \Delta y$.

Así, la empresa maximizará su beneficio en el punto en el que el costo marginal es igual al ingreso marginal y por lo tanto igual al precio de mercado:

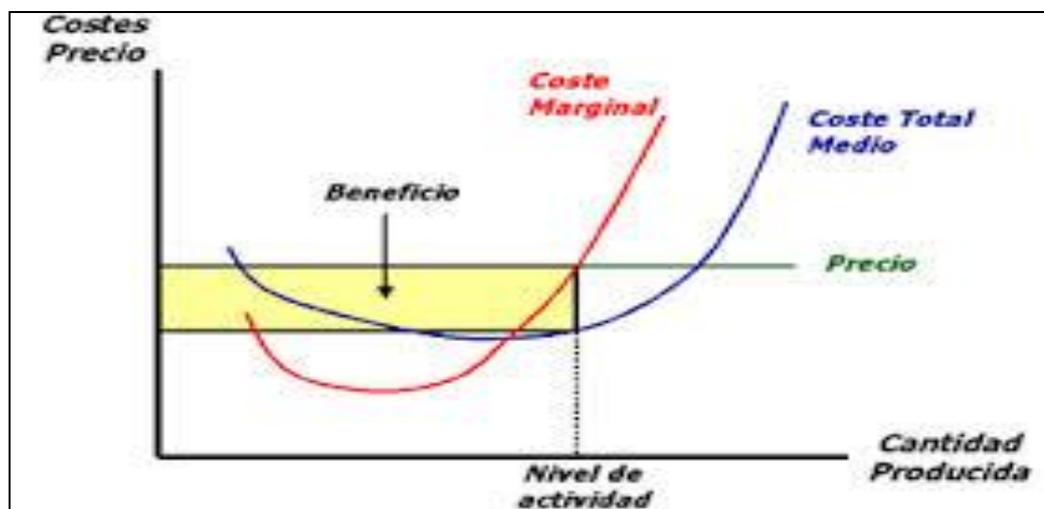
$$I_{mg} = p = CM(y).$$

“Por lo tanto, la curva de costo marginal de una empresa competitiva es precisamente su curva de oferta. En otras palabras, el precio de mercado es precisamente el costo marginal, siempre y cuando cada empresa esté produciendo en su nivel maximizado de beneficio”. (Varian, 1999, pág. 389)

Para construir la curva de oferta de la empresa, se excluyen aquellos niveles de producción en los que la curva de costo marginal tiene pendiente negativa dado que en esos puntos, todo incremento de la producción elevaría los beneficios. Es así como la curva de oferta de toda empresa competitiva se encontrará a lo largo de la parte ascendente de la curva de costo marginal, lo que significa una curva de oferta siempre con pendiente positiva.

Un último punto a tener en cuenta es que “si los costos variables medios de producción son mayores al precio del bien que la empresa produce, a esta le convendría cerrar ya que si no produjera nada, ésta perdería sus costos fijos pero perdería aún más si continuara produciendo. Esto significa que solo los segmentos de la curva de costo marginal que se encuentran por encima de la curva del costo variable medio son puntos posibles de la curva de oferta.” (Varian, 1999, pág. 391)

Gráfico 1: **Beneficio Total en Competencia Perfecta**



1.3. EL LARGO PLAZO

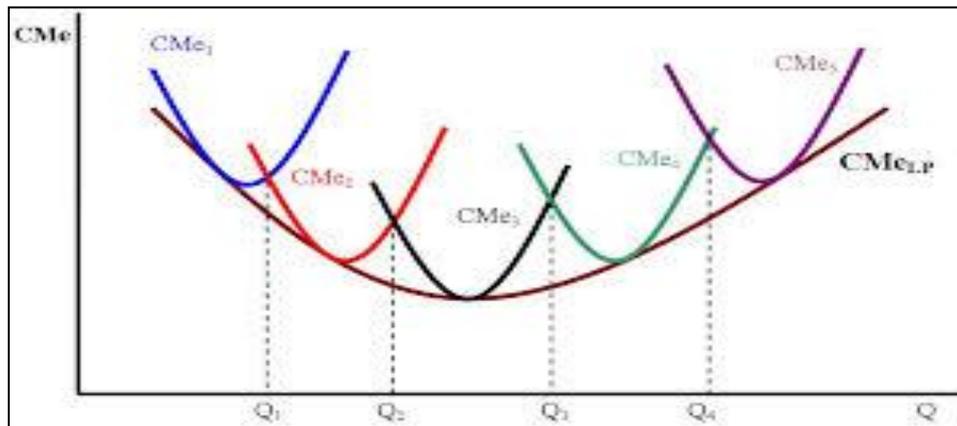
Sabemos que en el largo plazo aquellos factores de producción que resultan fijos en el corto plazo, pueden ajustarse. Este es el caso del tamaño de las usinas o el mantenimiento y posterior disponibilidad de las mismas. Entonces la curva de oferta de largo plazo sería: $p = CM(y) = CM[y, k(Y)]$, siendo k el factor capital de producción.

“La curva de oferta de corto plazo depende del costo marginal de producción dado el nivel de k , mientras que la curva de oferta de largo plazo depende del costo marginal de producción correspondiente a un nivel óptimo de k . Esto significa que a corto plazo, la empresa tiene algunos factores cuya oferta es fija; mientras que a largo plazo todos son variables. Así, cuando varía el precio del producto, la empresa tiene más posibilidades de realizar ajustes a largo plazo que a corto plazo, lo que indica que la curva de oferta a largo plazo es más sensible al precio, más elástica, que la curva de oferta de corto plazo.” (Varian, 1999, pág. 398)

Como recién se mencionó, en el largo plazo la empresa puede ajustar todos los factores, y los beneficios que podría obtener serían al menos cero; caso contrario terminaría cerrando efectivamente.

Así, si $py - c(y) \geq 0$, entonces, $p \geq c(y)/y$, es decir que en el largo plazo el precio debería ser mayor o igual al costo medio.

Gráfico 2: Costo Medio a Largo Plazo



La curva de oferta de largo plazo será solamente la parte creciente de la curva de costo marginal que se encuentra por encima de la curva de costo medio de largo plazo.

1.4 LA OFERTA DE LA INDUSTRIA

La curva de oferta de la industria no es más que la suma de las curvas de oferta de las empresas que participan de ese mercado.

La intersección de la curva de oferta de la industria con la curva de demanda dará como resultado un precio de equilibrio. Este precio óptimo posiblemente reportará beneficios positivos para algunas empresas intervinientes, beneficios nulos para otras y beneficios negativos para las restantes. En el caso de estas últimas, aún con beneficios negativos, será mejor continuar produciendo siempre que el precio del bien que produce sea mayor que su costo variable medio.

Sin embargo, “si una empresa experimenta pérdidas a largo plazo, no hay razón alguna para que permanezca en la industria, por lo que es de esperar que salga de ella, ya que así puede reducir sus pérdidas a cero. Del mismo modo, si una empresa está obteniendo beneficios, es de esperar que entren otras a la industria. Si una empresa está obteniendo beneficios a largo plazo, significa que puede

entrar cualquiera en el mercado, adquirir esos factores y producir la misma cantidad al mismo costo.” (Varian, 1999, pág. 405)

De todos estos conceptos se desprende que, al momento de desintegrar la industria de generación del resto de la cadena, desregulándola y fomentando la libre competencia, se generan mayores incentivos que la minimización de costos que se realice de manera automática o muy rápida con el objeto de obtener beneficios frente a otras empresas de la misma industria. Así planteado, en la industria de la generación de energía eléctrica, los objetivos de minimización de costos en los mercados mayoristas competitivos se han traducido en la implementación de nueva tecnología orientada al ahorro de costos de personal, reparaciones cada vez más rápidas y menos costosas, hasta la posibilidad de las construcción de nuevas plantas que se instalan cómo módulos cerrados, realizándose solamente pequeñas adaptaciones. La otra gran ventaja que tiene un mercado de competencia frente a una actividad regulada es la capacidad de mantener siempre el precio del bien igual al costo marginal de producirlo.

1.5 EL MONOPOLIO

El monopolio puede presentarse en cualquier segmento de la producción o del consumo, pero en el caso de la producción es más normal. El monopolio puro por parte de la producción existe cuando un artículo o servicio está bien definido, uniforme y cuando solamente hay un productor de ese artículo.

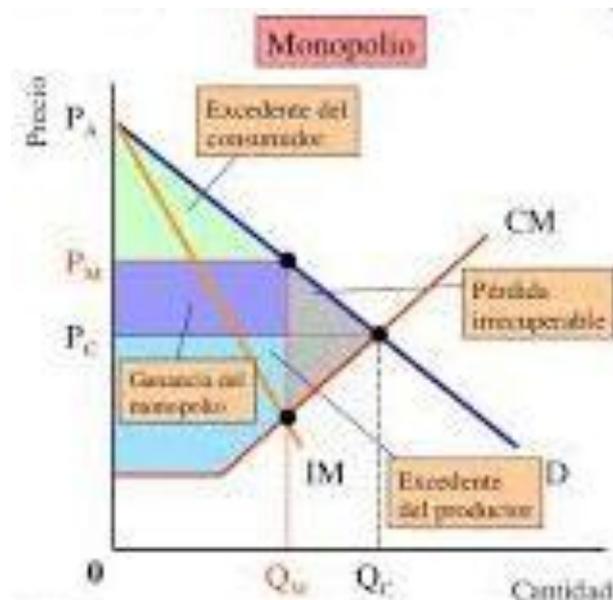
Históricamente, el sector eléctrico ha estado dominado por monopolios nacionales o regionales bajo una regulación de precios donde el regulador fijaba las tarifas con cierta periodicidad. Tras el proceso de liberación y desregulación la generación y venta de energía a consumidores finales se consideran actividades que pueden ser ejercidas en régimen de competencia, mientras que las actividades de red, transporte y distribución de electricidad se consideran reguladas debido a las características de monopolio natural.

De acuerdo con la teoría económica de regulación, el Estado o instituciones locales deben ejercer un adecuado control, siempre que las actividades ejercidas sean consideradas de interés público.

La teoría económica establece que el ideal de la eficiencia económica se alcanza a través del libre funcionamiento de los mercados perfectos con la interacción de la oferta y la demanda de los productos o servicios. Esto resulta así pues el oferente está motivado por los potenciales beneficios de innovar, invertir en nuevos proyectos y reducir los costos. Mientras que en los monopolios naturales es lograr que, a través de una tarifa y condiciones de prestación establecidas por el regulador y no por el mercado, se logren similares incentivos a la innovación, nuevos proyectos y reducción de costos (CIER – ECONOMIA DE LA REGULACION DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN PARA CLIENTES REGULADOS – 2013).

Gráfico 3: Mercado Monopólico

Mercado Monopólico



2. CONCEPTOS BASICOS DE ELECTRICIDAD

2.1 ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

El producto “energía eléctrica” no se encuentra en la naturaleza directamente almacenada. Su producción es el resultado de un proceso de conversión de otras fuentes de energía. A diferencia de otros productos como el gas o el agua, la electricidad es un producto cuya presencia solo se percibe por sus efectos.

Tal como establecen la mayoría de los diccionarios, la energía eléctrica es la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, como la energía lumínica o luz, la energía mecánica y la energía térmica.

El nivel de tensión y la intensidad de corriente que puede llegar a sostenerse, en forma permanente, para alimentar los equipos y artefactos de uso final de la electricidad definen la potencia eléctrica. De esta forma la potencia se relaciona con la capacidad de abastecer una demanda, con independencia que dicha demanda esté o no activada. La potencia eléctrica es el flujo de energía por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. La potencia es medida en Watts (W), kilo Watts (kW), Mega Watts (MW) o Giga Watts (GW).

Cuando la demanda está activa y utiliza la potencia eléctrica que tiene a disposición, entonces consume energía eléctrica. La energía resulta así del producto de la cantidad de potencia demandada por el tiempo que es utilizada y se mide en kilo Watts-hora (kWh) o en Mega Watts-hora (MWh).

Conceptualmente, una red eléctrica tiene dos componentes básicos que denominaremos ramas y nodos. Un nodo es un punto de la red al que concurren tres o más ramas. Las ramas son las que interconectan los nodos entre sí. Las ramas pueden estar dispuestas en forma radial o mallada. Con el transcurso del tiempo, las redes fueron tendiendo amallarse con la intención de hacer más eficiente el transporte de la energía eléctrica a través de la red.

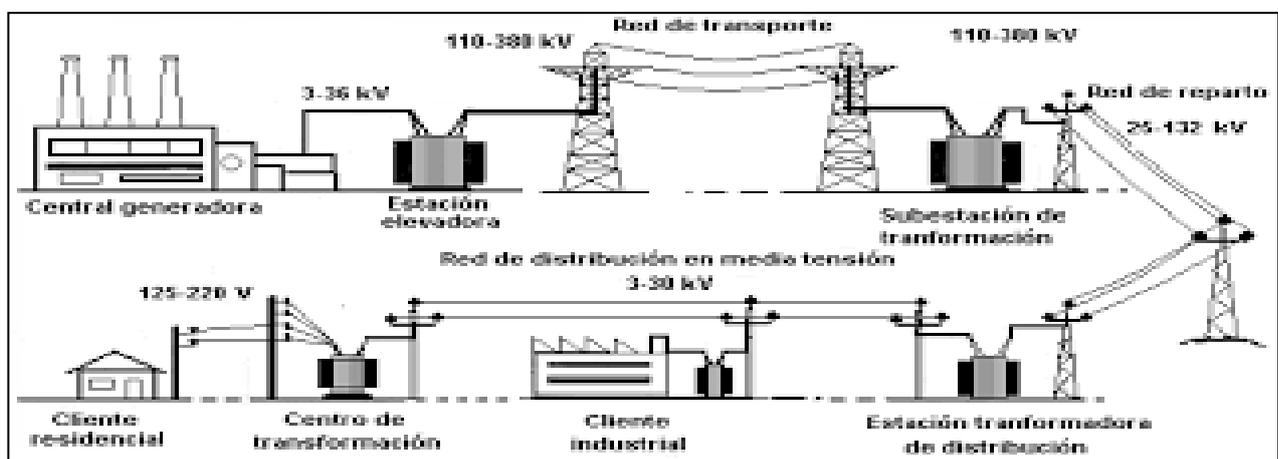
Finalmente podemos decir que el consumo de energía eléctrica, aplicado a satisfacer requerimientos de la actividad económica o del bienestar del hombre, tiene requisitos de calidad técnica que deben ser satisfechos.

Un sistema eléctrico puede dividirse en dos subsistemas:

El subsistema de abastecimiento u “oferta” que contiene todos los componentes que se utilizan para producir, transformar, transportar y distribuir la electricidad desde la fuente de energía eléctrica hasta el acceso a las instalaciones de los usuarios.

El subsistema de consumo o “demanda” que integra las instalaciones internas y los equipos y artefactos de uso final de la electricidad de los usuarios.

Gráfico 4: Principales bloques que componen la oferta y la demanda



Los problemas térmicos, las pérdidas de energía y la estabilidad en los sistemas eléctricos son determinantes en el diseño y la operación del subsistema de abastecimiento y, en consecuencia, están estrechamente vinculados con la dotación de capital y los costos operativos del mismo.

La estabilidad de los sistemas eléctricos se define como la propiedad de mantener el equilibrio entre oferta y demanda bajo las condiciones normales de operación antes descritas, sino también de sostenerlo en forma aceptable luego que el sistema sufra una perturbación.

Fallas propias de los componentes del sistema eléctrico, errores humanos en la operación, agentes externos tales como descargas atmosféricas, vandalismo y sabotaje, hace inevitable que los sistemas eléctricos estén expuestos a perturbaciones de magnitud. Tales perturbaciones se materializan en la salida intempestiva de un gran usuario, de una o varias líneas de transporte, de un gran generador u otros componentes del sistema.

El subsistema de abastecimiento debe estar preparado para manejar estas situaciones evitando o minimizando la pérdida de carga, es decir la energía no suministrada al subsistema de consumo. Básicamente se trata de mantener la frecuencia del sistema, el sincronismo de las máquinas generadoras, el nivel de tensión en los nodos de la red, la temperatura que pueden alcanzar los equipos e instalaciones y las pérdidas de energía dentro de determinados límites técnicos. Así se dota al sistema de capacidad suficiente, de determinados niveles de reserva o redundancia de equipos e instalaciones, de los equipamientos de compensación de potencia reactiva, de los recursos operativos y de los dispositivos de control y automatismos necesarios para tales fines.

Entonces, es necesario enfatizar que dotar al sistema de estas reservas, así como de todo otro recurso que permita operar en condiciones normales y ante contingencias reduciendo en todo lo posible la pérdida de carga y la consecuente energía no suministrada requiere una dotación creciente de recursos de capital y humanos, con sus respectivos costos asociados. (“NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA”- LIC. BARBINI, SOLEDAD)

2.2. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

2.2.1 LA HISTORIA

En el año 1946, el gobierno nacional comienza a dimensionar el sector eléctrico en Argentina con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado, una empresa fundada para crear y operar las plantas de generación eléctrica. Un año después funda Agua y Energía Eléctrica (“AyEE”), con la función de desarrollar el sistema de generación hidroeléctrica, transmisión y distribución en Argentina

En 1962, por Decreto N° 1247, el gobierno argentino otorga la concesión a Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”), una compañía creada en 1958 para generar y distribuir energía eléctrica en otras partes de la Ciudad de Buenos Aires que no estaban abastecidas por CIADE. En 1974, se efectúa la nacionalización de CIADE, que había manifestado su decisión de discontinuar el servicio y vender sus activos al Estado Argentino. El 31 de Octubre de 1978 se firma el acuerdo y CIADE pasa a ser una empresa estatal.

Hidroeléctrica Nordpatagónica S.A. (“Hidronor”) se crea en Octubre de 1967 y le otorgan los derechos de concesión para crear y operar los servicios de generación hidroeléctrica.

La crisis de la economía argentina se inicia hacia mediados de la década de 1970. Entre los años 1974 y 1989 la economía mostró un escenario de estancamiento, un creciente endeudamiento externo, desequilibrios en las cuentas públicas y externas e hiperinflación que provocaba un progresivo deterioro en las condiciones de vida de la mayor parte de la población.

“El brusco cambio en las condiciones del mercado financiero internacional de principios de la década del 80, conjuntamente con la estatización de la deuda externa y la persistencia de las mencionadas modalidades de acumulación de los principales grupos económicos privados, dio lugar a una profundización del deterioro en la situación financiera del Estado y de sus empresas, agudizando al mismo tiempo los ya graves desequilibrios en el balance de pagos. En este contexto, la capacidad de regulación macroeconómica del gobierno democrático, instalado en 1983, era muy reducida y, salvo lapsos muy breves, la economía argentina mostró una creciente inestabilidad. Atendiendo al objeto de estudio aquí planteado, es importante remarcar que en tal ambiente macroeconómico la gestión y el desempeño de las empresas públicas, y en particular las energéticas, registraron un fuerte deterioro. El nivel real de sus ingresos se redujo tanto a causa de la falta de ajuste de sus tarifas, como por el incremento de la carga impositiva resultante de las necesidades de financiamiento de la administración central. Por su parte, los desventajosos contratos con el sector privado y las crecientes cargas financieras incrementaban el nivel de sus costos.” (Pistonesi, 2000)

Hacia fines de la década de 1980, toda la industria de energía eléctrica de la Argentina era controlada por el sector público (97% del total de la generación). El Estado Nacional operaba, mantenía, administraba y regulaba las tres empresas de la industria, AyEE, SEGBA e Hidronor. Al mismo tiempo, a través del Ministerio de Relaciones Exteriores, representaba los intereses del país en las centrales de

generación que se estaban desarrollando u operando conjuntamente con Uruguay, Paraguay y Brasil. Las provincias por su parte, operaban sus propias compañías de electricidad. Estas actividades se desarrollaban dentro de una situación de insolvencia financiera, que coincidió con una importante crisis de desabastecimiento ocasionada por un período de sequía y la alta indisponibilidad del parque térmico, resultante de la falta de mantenimiento. (“NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA”- LIC. BARBINI, SOLEDAD)

2.2.2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL MEM

El MEM consiste en:

Un Mercado a Término (el “MAT”) en el que las cantidades, precios y otras condiciones son acordados directamente entre vendedores y compradores;

Un Mercado Spot (el “Mercado Spot”), con precios que se determinan en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo, medidos en Ezeiza, centro de carga del sistema; y

Un sistema de Estabilización por periodos trimestrales de los precios previstos para el Mercado Spot diseñado para las compras de los distribuidores.

Bajo las reglas del MEM, los generadores de electricidad y los distribuidores pueden comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, como así también están autorizados para negociar contratos a término de suministro de energía eléctrica.

Los actores del MEM son generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Estos participantes junto con el Estado Nacional forman la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”).

La coordinación de la operación técnica y administración del MEM se realiza a través de un ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED). CAMMESA está a cargo del despacho físico, económico y la administración del MEM. Sus principales actividades de acuerdo a su estatuto son:

“El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) de acuerdo a lo previsto por la Ley 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias. A estos fines tendrá a su cargo: (a) determinar el despacho técnico y económico del SADI propendiendo a maximizar la seguridad del sistema y la calidad de los suministros y a minimizar los precios mayoristas en el Mercado Spot; (b) planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije la Secretaría de Energía; (c) supervisar el funcionamiento del Mercado a Término y administrar el despacho técnico de los contratos que se celebren en dicho mercado.

Actuar como mandatario de los diversos actores del MEM y/o cumplir las comisiones que aquellos le encomienden en lo relativo a la colocación de la potencia y energía; satisfacción de las curvas de cargas a los distribuidores y organización y conducción del uso de las instalaciones de transporte en el Mercado Spot; las gestiones de cobro y/o pago y/o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los diversos actores del MEM, incluyendo aquellas operaciones en las que la Sociedad actúe en nombre propio. A esos fines la Sociedad podrá actuar como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, realizará el cálculo de las transacciones económicas y producirá la información necesaria para la facturación respectiva de los actos y operaciones que se realicen en el Mercado Spot del MEM.

Actuar como mandatario del Estado Nacional como consecuencia de situaciones que pudieren generar riesgos de desabastecimiento y afectar la seguridad y la calidad habituales del sistema eléctrico.

Compra y venta de energía eléctrica desde o al exterior, realizando las operaciones de importación/exportación consecuentes, así como la generada por entes binacionales.

Servicios y Consultoría.” (CMMESA, 2014) (“NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA”- LIC. BARBINI, SOLEDAD)

2.2.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MEM

Tal como lo establece el Marco Regulatorio, la actividad de generación de energía eléctrica, por responder al libre juego de la oferta y la demanda, es solamente regulada en aquellos aspectos de interés general.

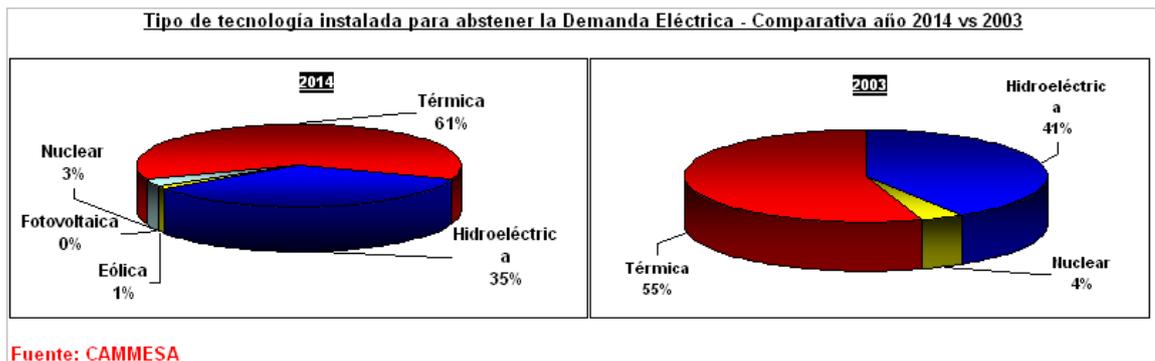
Para cubrir la demanda eléctrica, vemos que el sistema dispone de distintos medios de producción que constituyen la oferta.

La potencia total instalada en la actualidad en el MEM es de 31.427 MW, de los cuales el 35% corresponden a potencia hidroeléctrica, el 61% a potencia de origen térmico, el 3,5% corresponde a potencia de origen nuclear y el 0,5% restante corresponde a nuevo equipamiento eólico y fotovoltaico.

Como se puede apreciar en el gráfico siguiente, nuevas tecnologías, eólica y fotovoltaica, se han incorporado al sistema argentino en relación con el año 2003. Sin embargo, la tasa de participación en el total de la potencia instalada aún es muy baja. Otro aspecto clave que se observa es que a diferencia del resto de los países del mundo, la Argentina no ha realizado inversión en generación nuclear y

que pese a que el gas natural ya no resulta fácilmente accesible para este tipo de industria, la participación de la generación térmica ha crecido un 6%.

Gráfico 5: Tipo de Tecnología Instalada para obtener la Demanda Eléctrica



Esta capacidad instalada y la energía eléctrica asociada son provistas por 198 generadores, 23 autogeneradores y 3 cogeneradores, propiedad de diferentes empresas o bien del Estado Nacional. Como se puede ver el sector de generación presenta una estructura muy fragmentada, con gran cantidad de oferentes.

Como ya se ha mencionado, uno de los roles de CAMMESA es realizar el despacho técnico del sistema eléctrico. El despacho consiste en buscar la mejor operación posible de estos equipamientos, teniendo en cuenta las aleatoriedades y respetando las exigencias de calidad de servicio. Al efectuar el despacho físico, CAMMESA considera las características de las centrales, incluyendo su disponibilidad, sus costos de arranque y parada y sus costos variables de operación de corto plazo así como las importaciones comprometidas por parte de países interconectados. A su vez, la demanda debe estar integrada por los requerimientos de Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores que compren en el MEM y las exportaciones comprometidas con países interconectados condicionadas a la existencia del excedente necesario en la oferta.

Así, la mezcla de generación óptima se realiza ordenando la entrada en servicio desde las máquinas más económicas hasta las más caras para

cubrir la totalidad de la demanda y la necesidad de reserva de potencia en cada momento. Por ello, este procedimiento se denomina despacho óptimo de cargas.

El criterio económico para realizar el despacho eléctrico es la minimización de la esperanza matemática de los costos de operación y de falla. La búsqueda de una operación óptima se vuelve compleja por el carácter aleatorio de los aportes hidráulicos, por la variabilidad de la demanda, porque puede ocurrir que estos equipos sufran desperfectos y en consecuencia, indisponibilidades. Desde el año 2004 en adelante, la disponibilidad de gas natural así como de combustibles alternativos para la generación se ha convertido en una variable cada vez más inestable.

El funcionamiento del Mercado Spot requiere comunicación en tiempo real entre los integrantes del MEM y CAMMESA, para programar y coordinar la operación y el despacho del Sistema así como para calcular en tiempo y forma los precios y volúmenes que definirán los montos en las transacciones económicas

“Se considera en cada año dos períodos de seis meses (Período Estacional), dividido cada uno de ellos en dos subperíodos de tres meses (Período Trimestral). Cada agente debe suministrar al OED los datos requeridos para la Programación Estacional, y luego debe enviar los ajustes necesarios para la Reprogramación Trimestral.” (CAMMESA, 2014)

Para la Programación Estacional y Reprogramación Trimestral, CAMMESA es quien define los valores máximos de los combustibles que reconocerá a los generadores para definir el precio de la energía. Con esos precios de referencia, los Generadores deben declarar los costos variables de producción de las centrales térmicas para luego ser aprobados por el mismo órgano. (“NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA”- LIC. BARBINI, SOLEDAD)

2.3 ORGANOS DE CONTROL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

La máxima autoridad a nivel nacional de la industria eléctrica es la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía, cuyas principales funciones son:

- Definir e implementar las políticas energéticas.
- Dictar la normativa regulatoria a la que deben ajustarse los agentes de la industria eléctrica.
- Autorizar el ingreso y egreso de los agentes al MEM.
- Otorgar las concesiones para el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en cursos de agua interprovinciales, previo acuerdo con las autoridades de las provincias involucradas.
- Autorizar los contratos de comercio exterior de electricidad.

El Ente Nacional de Regulación Eléctrica (ENRE) tiene como misión fundamental controlar el cumplimiento de la normativa vigente para las actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que afecten el normal desempeño del MEM.

La mayoría de las provincias cuentan con su propio ente regulador para controlar el cumplimiento de los términos de los respectivos contratos de concesión de la distribución eléctrica dentro de su territorio, otorgados oportunamente por las autoridades provinciales. ("NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA ARGENTINA"- LIC. BARBINI, SOLEDAD)

3. LAS TARIFAS

3.1 OBJETIVOS DE LAS TARIFAS

Los objetivos de toda tarifa son los siguientes:

- Afrontar los pagos de los gastos de explotación
- Asegurar una rentabilidad adecuada para atender el crecimiento de la demanda
- Obtener una distribución equitativa del costo entre los diversos usuarios
- Actuar como incentivos para lograr el uso racional de la energía

Los pagos de gastos de explotación y la rentabilidad adecuada implican la necesidad de obtener los ingresos brutos netos totales necesarios, estos contribuyen al equilibrio económico - financiero de toda empresa.

El ingreso bruto total dividido las ventas totales nos da por resultado la tarifa media.

La distribución equitativa del costo y los incentivos de uso racional de energía constituyen la estructura interna de la tarifa, es decir, la distribución del precio medio en el cuadro tarifario. Esta es la parte comercial de la tarifa.

En las Empresas de Servicios Públicos de electricidad, todos estos factores se ven influenciados por el contexto social en el que se desenvuelven.

3.2. LA REGULACIÓN DE TARIFA

El objetivo de la regulación de los monopolios naturales, a través de una tarifa y condiciones de prestación establecidas, es que se logren incentivos a la innovación y reducción de costos.

Las variables sobre las que actúa el regulador para conseguir los objetivos de eficiencia son los ingresos máximos permitidos a la compañía. La calidad del servicio prestado, la obligación o no de invertir en la expansión del servicio y la exclusividad en la prestación del servicio.

3.2.1. REGULACIÓN POR INGRESOS

Los tipos de regulación desarrollados para establecer los ingresos de los monopolios naturales, son los siguientes:

- La regulación por costo del servicio o tasa de retorno (cost plus), utilizado tradicionalmente en Estados Unidos en la regulación de utilities
- La regulación por incentivos en su dos formas: limitación de precios (Price cap) y limitación de ingresos (revenuecap).

En el Cost Plus el regulador establece los ingresos considerando los costos reales incurridos por la empresa en la prestación del servicio, obtenidos mediante información de origen contable, más una tasa de rentabilidad considerada justa y razonable para remunerar el capital efectivamente invertido en el negocio. El regulador en este sistema tarifario analiza y evalúa la razonabilidad y el valor de los costos incurridos por la empresa y también las inversiones en activos efectuadas, con una periodicidad anual.

En la regulación de ingresos permitidos por incentivos, el regulador reconoce los costos y las inversiones de una empresa eficiente y no de la real. La tarifa

establecida se fija durante un periodo plurianual, en general cuatro o cinco años, y funciona como precio máximo. Durante cada período tarifario, la empresa recibe el incentivo de reducir sus costos para aumentar su beneficio, ya que la tarifa se mantiene fija.

Existen varias formas para que el regulador establezca los costos e inversiones correspondientes a una empresa eficiente, los más utilizados son:

- El diseño de una empresa modelo teórica que atiende el mismo mercado que la empresa real, y con instalaciones y costos de operación eficientemente dimensionados.
- A través de la comparación de los costos incurridos por varias empresas similares, considerando como valores eficientes los correspondientes a las empresas de menores costos e inversiones unitarios.

3.2.2 REGULACIÓN POR COSTOS DEL SERVICIO

En la regulación por costos del servicio o tasa de retorno las tarifas a aplicar por la empresa regulada son autorizadas y fijadas por el regulador. Las tarifas se revisan de forma periódica en un proceso de negociación entre la empresa y el regulador conocido como Caso Base.

El proceso de regulación de tarifas se da en dos etapas:

- En una primera etapa se determina el nivel de ingresos permitido a la empresa. En este proceso se identifica los costos y las inversiones incurridas en la misma, y se establece la tasa de retorno permitida, de tal manera que la empresa tenga un adecuado nivel de retribución del capital invertido.

En la segunda etapa, se determina la estructura tarifaria, es decir se determinan las tarifas para cada uno de los tipos de consumidores y para cada uno de los conceptos tarifarios, estas tarifas permitirán a la compañía recuperar los ingresos permitidos por el regulador y calculados en la primer etapa.

El proceso de revisión a través del Caso Base tiene la siguiente estructura:

El regulador o la empresa inician un proceso de revisión tarifaria. Después de la presentación detallada de información contable de la empresa y de las negociaciones pertinentes entre la empresa y el regulador, se determina el nivel apropiado de gastos a retribuir y la tasa de retorno a aplicar al capital invertido.

Las tarifas se ajustan de acuerdo con el cálculo de ingresos permitidos resultante de la anterior etapa. Para ello se deben estimar las cantidades que se van a demandar en el siguiente período. Al cambiar los precios también puede cambiar las cantidades de acuerdo con la elasticidad de la demanda, por lo que también se necesita información sobre este parámetro.

La ecuación contable que representa el equilibrio que el regulador debe conseguir en el proceso caso base es la siguiente:

$$\sum_{i=1}^n p_i \times q_i = IP = \text{Gastos} + tr \times BC$$

Donde:

p_i es el precio del servicio o producto i ,

q_i es la cantidad prevista vender del servicio o producto i ,

n es el número de servicios o productos suministrados,

IP es el monto de ingresos permitidos

Gastos son los costos operativos y amortizaciones correspondientes a la depreciación de los activos brutos de la empresa, que el regulador permite trasladar a las tarifas,

Tres la tasa de retorno permitida por el regulador sobre la base de capital autorizada y

BC es la base de capital que representa el valor de las inversiones efectuadas por la empresa, se calcula como los activos netos de la empresa, que son los activos brutos menos las amortizaciones.

Lo que importa de la ecuación es el producto de ambas cantidades. Hay que observar que se incluyen los gastos permitidos, que no necesariamente deben coincidir con los realmente incurridos. Esto proporciona un incentivo a la empresa para mejorar la eficiencia o por el contrario puede suponer una penalización económica si la empresa es ineficiente en su gestión.

Entre los gastos permitidos se consideran los costos operativos de la empresa pero no los costos financieros ya que el costo de la deuda está considerado dentro de la tasa de rentabilidad permitida, la que remunera no sólo el costo de capital propio sino también el costo de la deuda.

3.2.3 PERIODICIDAD DE REVISIÓN

Luego del proceso de revisión las tarifas permanecen fijas. Esto proporciona un incentivo para la empresa a reducir sus costos de operación. Si la empresa incurre en menos costos operativos de los que fueron anticipados en el Caso Base obtendrá una mayor tasa de retorno.

Este incentivo de la empresa en reducir costos aumenta si el período regulatorio entre revisiones tarifarias aumenta, esto es lo que se conoce como retardo regulatorio. Si por el contrario, las revisiones tarifarias se suceden de forma permanente de tal forma que el regulador está ajustando constantemente la tasa de retorno, entonces desaparece el incentivo a reducir costos.

3.2.4. MÉTODO PARA CALCULAR LA BASE DE CAPITAL

La determinación de la base de capital se puede hacer utilizando distintos métodos a saber:

- Valor contable del activo, consiste en considerar para la base de capital la inversión original (incluye instalaciones y equipos) menos las amortizaciones.
- Valor de reposición de los activos, consiste en considerar para la base de capital el costo de adquisición al valor actual de las instalaciones y equipos que posee la empresa, es decir estimar el costo real de reconstruir o volver a adquirir las mismas instalaciones o equipos adquiridos por la empresa. De esta forma se juzga la eficiencia económica de las inversiones.
- Valor nuevo de reemplazo de los activos, consiste en considerar para la base de capital el costo de adquisición de instalaciones y equipos equivalentes en capacidad, pero de la tecnología disponible en el mercado en el momento de cálculo. Este mecanismo envía a la empresa regulada señales para mantener la eficiencia técnico – económica y para innovar en nuevas tecnologías.
- Valor de mercado de los activos, consiste en considerar el costo de mercado de los activos, lo que puede determinarse en las empresas con acciones que cotizan en mercados accionarios a través de la capitalización de mercado de esas acciones.

3.2.5. TASA DE RETORNO

Una vez establecida la base de capital a remunerar, la tasa más importante que queda definir al regulador es la tasa de retorno.

El método más utilizado es calcular el costo medio ponderado de las diferentes formas de financiación que tenga la empresa.

Este método se conoce como WACC (weighted average cost of capital) o costo de capital promedio ponderado. Su fórmula es la siguiente:

$$t_R = c_D * D/C * (1-T_{IR}) + c_E * E/C$$

Donde:

t_R es la tasa de rentabilidad permitida

c_E , es el costo de capital propio

c_D es el costo promedio de la deuda

D es el valor de la deuda

E es el valor del capital propio

C es el valor del capital total

T_{jr} es la tasa efectiva de impuesto a la renta

El costo de la deuda se establece como un valor ponderado de las tasas de interés de los distintos préstamos que haya adquirido la empresa para financiar su capital.

El costo de capital propio se determina mediante otro modelo financiero denominado CAPM o Modelo de Evaluación de Activos de Capital. En este modelo se determina la remuneración correspondiente a una inversión de capital a partir de inversiones alternativas.

$$c_E = trf + \beta * (trm - trf) + R_p$$

Donde

c_E es el costo de oportunidad del capital propio

trf es la tasa de retorno libre de riesgo

Beta, es el coeficiente que representa la diferencia entre el rendimiento de las acciones de una determinada actividad respecto a la rentabilidad media de una cartera de acciones determinada.

trm es la tasa de retorno del Mercado de Capitales

Rp es el riesgo país que mide la sobretasa adquirida por un inversor para invertir en un país determinado.

3.2.6. ASIMETRÍAS DE INFORMACIÓN

Uno de los principales problemas del regulador en definir los procesos de revisión tarifaria es la asimetría de información que se presenta entre este organismo y la empresa.

Cuanto más se involucre el regulador en los procesos de decisión empresarial en cuanto a planificación de inversiones y gestión de costos operativos, mayor será el conocimiento que tenga sobre los problemas a regular, y por tanto mayor será el costo de regulación. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.3. CÁLCULO DE LA TARIFA

3.3.1 VALOR AGRAGADO DE DISTRIBUCIÓN

La tarifa de distribución o Valor Agregado de Distribución se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{VAD} = \frac{\text{VNR} + \text{CO\&M}}{\text{MD}}$$

Dónde:

VAD, valor agregado de distribución

VNR, valor nuevo de reemplazo

CO&M, costo de operación y mantenimiento

MD, máxima demanda del sistema de distribución

Las tarifas que resultan del modelo corresponden al de un sistema económicamente adaptado, concepto de eficiencia que reconoce los costos de las instalaciones con tecnología vigente y guarda un equilibrio entre la oferta y la demanda, tratando de alcanzar una determinada calidad de servicio. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.3.2. MODELO DE COSTES INCREMENTALES

En este modelo las tarifas se calculan teniendo en consideración los siguientes aspectos:

- Determinación de la demanda. Se desarrollan estudios de proyección de demanda para el período regulado. Para ello se determinan la tasa de crecimiento anual, los consumos por nivel de tensión y tipos de consumidores y su incidencia en la potencia de punta de la empresa
- Plan de inversiones, se dimensionan las inversiones de acuerdo a la demanda prevista, se calculan los costos de entrada de inversiones, para cubrir futuras demandas.
- Cálculo de los costos de los consumidores, se relaciona con los costos de medición, lectura, facturación y cobranza de facturas de consumos y atención al cliente.

La tarifa base en un sistema de costos incremental tiene en cuenta los requerimientos de ingresos, como son, costos, utilidad, depreciación y demanda.

Este modelo busca incorporar en las tarifas los costos marginales de largo plazo. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.3.3. BENCHMARKING

Las técnicas de Benchmarking son utilizadas para calcular las eficiencias que las empresas de un sector obtienen en un determinado período.

Estas técnicas se realizan a través del análisis de los resultados obtenidos por empresas locales y extranjeras, a través de la definición de índices o ratios técnicos y comerciales de costos, que permiten evaluar cuales empresas y sobre qué actividades desarrolladas han conseguido las mejores eficiencias.

El cálculo del factor X es calculado para un período. Los objetivos de eficiencia para el segundo período de cada empresa concesionaria pueden ser determinados por las medias de la técnica del Data Envelopment Analysis y el Total Factor Productivity. El promedio ponderado del cambio de productividad puede ser calculado por ambos métodos.

Los resultados de este tipo de evaluaciones en general conducen a obtener distintos valores de rendimiento entre las diversas empresas. Cada empresa tendrá su correspondiente frontera de costos dependiendo de su tamaño y mercado. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.4. CALIDAD DEL SUMINISTRO

El cálculo de las tarifas debe tener en cuenta los temas de calidad técnica de suministro, calidad de producto y calidad comercial.

La calidad técnica del suministro está relacionada con la robustez de la red, es decir, con su capacidad de maniobra y de otras redes para asegurar el aprovisionamiento del servicio de forma de evitar los cortes del servicio, este

aspecto de la calidad es medido por índices como el SAIFI Y SAIDI, que miden fundamentalmente la frecuencia y duración media de las interrupciones de suministro. El SAIFI, mide el número de interrupciones totales por cliente, y es representado por el número de interrupciones máximas que puede ocurrir en el sistema por semestre. Y el SAIDI, mide la duración media de la interrupción del servicio a un usuario, y se mide como un número de horas de interrupción por clientes en un semestre

Los indicadores señalados son la base que se utiliza al momento de efectuar el proceso de optimización de las redes y son también los límites de calidad que se exigen que cumpla la empresa concesionaria. En caso que el concesionario supere los límites establecidos será sujeta a sanciones y penalizaciones.

Cabe señalar que el aprovisionamiento del costo de la calidad se realiza a través de las instalaciones que se reconocen en la empresa modelo. Los modelos de optimización de redes tienen algoritmos que permiten sensibilizar los niveles del SAIFI y SAIDI de una red.

Durante el cálculo de las inversiones necesarias para garantizar los niveles de calidad del SAIFI tienen que ver con la ubicación, cantidad y tipo de los equipos de protección y seccionamientos, los cuales son elementos que le dotan a la red de la capacidad de respuestas de maniobras para restablecer los posibles cortes de servicios que ocurren en la red.

La calidad de producto, en el caso de las redes de servicio eléctrico, está relacionada con las perturbaciones y el nivel de voltaje que un usuario debe recibir en un suministro cuando conecta sus aparatos y equipos eléctricos a su red interna. Este requerimiento es considerado durante el cálculo de las redes de la empresa modelo, la cual considera niveles de caída e tensión de 2% en media tensión y 5% en baja tensión. De encontrarse un cierto porcentaje de desviación del nivel de tensión permisible, la empresa concesionaria es sujeta de penalizaciones y multas.

La calidad de servicio comercial, mide el nivel de respuesta que tiene la empresa concesionaria respecto de la atención de nuevos suministros y reclamos, así como el trato que recibe el cliente.

De no cumplir la empresa concesionaria, con los niveles exigidos la empresa es sancionada de acuerdo a las escala de multas por incumplimiento de las condiciones de servicio comercial preestablecidas.

Los requerimientos de los niveles de calidad por lo general varían dependiendo de las zonas o sectores típicos donde se provean el servicio, normalmente los niveles exigidos para las zonas de alta densidad urbanas son mayores a los de las zonas de baja densidad y a su vez estos últimos son mayores a los niveles de calidad aplicados en los sistemas rurales. Las zonas se calculan en función de las ventas por kilómetros cuadrados de superficie. En las zonas rurales los niveles de calidad están referidos a un nivel de calidad mínimo aceptable, dado los altos costos de inversión y los bajos consumos que se registran en dichas zonas.

Finalmente, el ente Normativo y Regulador debe precisar mediante las normas pertinentes los niveles de calidad exigibles, así como los montos de las penalizaciones por el incumplimiento de la calidad. Los estudios de optimización de las redes deben mostrar los aprovisionamientos de infraestructura técnica y administrativa considerada dentro del cálculo tarifario, de forma que las señales económicas y técnicas sean comprendidas por las empresas concesionarias, los usuarios del servicio público y los especialistas supervisores del cumplimiento de la calidad. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.5. DISEÑO DE TARIFAS

Para el diseño de las tarifas se deben tener en cuenta los siguientes principios:

- Neutralidad, implica que el cliente debe pagar lo más exactamente posible el costo que ocasiona al sistema eléctrico. Por eso es importante que las tarifas

puedan reflejar los costos del sistema en cuanto a sus componentes de potencia y energía. Así como los costos que se producen en los distintos bloques de horarios.

- Sensibilidad, este principio hace referencia a la garantía de recuperación de las inversiones y costos de explotación que permiten la prestación del servicio eléctrico de forma tal que la empresa regulada garantice la prestación y expansión del servicio eléctrico.
- Equidad o no discriminación. Consiste en evitar discriminaciones injustificadas. Todos los clientes con las mismas características de su curva de consumo deben pagar el mismo precio. La aplicación de este principio permite que las tarifas se diferencien unas con otras.
- Eficiencia económica, este principio es la base para que las tarifas orienten a los usuarios a la utilización racional de la energía eléctrica y a través de ello a una eficiente asignación de recursos tanto al interior del sector eléctrico como en el resto de la economía.
- Transparencia, este principio permite al regulador hacer público la metodología, criterios y resultados del cálculo tarifario.
- Estabilidad, implica que las estructuras tarifarias deben diseñarse para que tengan cierta duración. La estabilidad implica que el valor real de la tarifa en el tiempo debe garantizarse.
- Sencillez, significa que las estructuras tarifarias deben ser lo suficientemente simples para no ocasionar costos de transacción desproporcionados, tanto por los costos de medición y facturación como por las dificultades de comprensión y posibilidades de respuesta de los clientes.
- Actividad, se deriva de los principios de eficiencia y sostenibilidad. Las tarifas finales serán el resultado de una suma de conceptos de costos aplicables. Este principio es imprescindible para conseguir objetividad y transparencia en la determinación de las tarifas.

- Consistencia, las tarifas deben ser consistentes con el modelo regulatorio.
- Universalidad del servicio, la expansión de la frontera eléctrica es incluida como un aporte sobre la factura de los consumidores y en otros casos como un monto adicional que se incluye dentro de la tarifa.

CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

3.5.1. MARCO REGULATORIO

En Latino América se obedece a un régimen de competencia en la generación y monopolio natural regulado en las actividades de transmisión y distribución eléctrica.

Los costos de energía y potencia de generación se fijan empleando distintos mecanismos, desde cálculos de los precios marginales a través de modelos de optimización para períodos de seis meses hasta mecanismos de subastas diarias para el mercado spot.

El cálculo de las tarifas que se aplican a los clientes finales deben tener en cuenta el traspaso de los costos de generación, a través del mecanismo de pass – through. Por lo general, este mecanismo contempla que el costo de generación es trasladado a la tarifa del cliente final aplicando los factores de expansión de pérdidas de cada una de las etapas eléctricas utilizadas hasta el nivel de tensión donde se vende la electricidad.

Se pueden distinguir los siguientes costos: generación, transmisión principal, transmisión secundaria, distribución en media tensión, distribución en baja tensión. CIER (CURSO DE Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados – modulo 4 – 2013)

4. BASE CONTABLE

4.1. COSTOS DE OPERACIÓN.

Los costos de operación son las erogaciones necesarias para afrontar el pago de los insumos y demás gastos directos e indirectos que intervienen en la producción, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica y administración de los servicios. Entre ellos podemos nombrar combustibles, materiales, compra de energía y potencia, remuneraciones e impuestos.

Su determinación se basa en el presupuesto económico y en datos contables y estadísticos, aplicados al mercado consumidor.

4.2. COSTOS DE CAPITAL

Estos costos se relacionan directamente con las inversiones de la empresa, se consideran:

- La depreciación, constituidos con la dotación al fondo de depreciación de los bienes afectados al servicio, se calculan al precio de reposición.
- El fondo de Expansión, resulta de aplicar una tasa anual sobre la base tarifaria, destinada a cubrir las erogaciones para esos fines.

La depreciación anual o del ejercicio se calcula en función de coeficientes que se aplican sobre el activo fijo bruto, de acuerdo a la vida útil asignada a los Bienes de Uso.

El Fondo de expansión es el elemento del costo que permite obtener un margen de recursos para invertir en las obras necesarias para atender el crecimiento constante de la demanda.

4.3. ESTRUCTURA DE COSTO

Los costos deben ser clasificados atendiendo a su naturaleza y a los fines de utilizarlos en la elaboración de los precios basados en los principios marginales. De esta manera podemos encontrar:

4.3.1 COSTOS VARIABLES.

Dentro de este rubro se incluyen:

- Costo de combustibles y lubricantes, se calculan en base al programa anual de generación, que toma como base la capacidad de cada una de las unidades generadoras que integran el sistema, sus consumos específicos y el grado de utilización de las mismas.
- Materiales, se estiman en base a las necesidades de mantenimiento y su distribución se efectúa de acuerdo a la utilización esperada.
- Compra de energía, se establece en función de las estimaciones para el año y la tarifa establecida por el ente proveedor.
- Impuestos directos se determinan en base a los vencimientos, imputables al ejercicio, que operarán a lo largo del año.

4.3.2. COSTOS FIJOS

Se incluyen los siguientes:

- Monto total de sueldos estimados para el período. La base de cálculo se constituyen con las liquidaciones mensuales
- Depreciación anual
 - Impuestos, se consideran los impuestos a los automotores, el inmobiliario y los impuestos a los capitales.
 - Gastos varios,

4.3.3 COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN

Son los realizados por la Empresa en relación con la venta y distribución de los servicios que presta.

5. ANÁLISIS DE DATOS Y DIAGNÓSTICO

A continuación se presentan los Estados de Resultados y Costos de Servicios Vendidos correspondientes a los períodos 2012/2014, de una empresa de Generación y Distribución de Energía.

5.1.1. Tabla 1 Período 2012

| ESTADO DE RESULTADOS EMPRESA MODELO | | | | |
|---|------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 | | | | |
| | MERCADO DISTRIBUIDOR | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNICACIONES | total empresa Dic-12 |
| Ventas Netas (Notas 3.1, 3.2 y 3.3) | 2.433.993.266,17 | 1.664.642.517,26 | 4.943.097,24 | 4.103.578.880,67 |
| Costo de los Servicios Vendidos (Anexo IV) | -1.610.049.155,35 | -1.669.717.181,62 | -4.919.206,05 | -3.284.685.543,02 |
| Resultado Bruto | 823.944.110,82 | -5.074.664,36 | 23.891,19 | 818.893.337,65 |
| Gastos de Comercialización (Anexo V) | -503.905.774,67 | | -3.402.096,02 | -507.307.870,69 |
| Gastos de Administración (propios) (Anexo V) | | | -2.947.514,29 | -2.947.514,29 |
| Gastos de Administración Prorrateados (Anexo V) | -189.524.766,33 | -29.599.439,03 | -1.767.130,69 | -220.891.336,05 |
| Total gastos | -693.430.541,00 | -29.599.439,03 | -8.116.741,00 | -731.146.721,03 |
| Resultado Operativo | 130.513.569,82 | -34.674.103,39 | -8.092.849,81 | 87.746.616,62 |
| Resultados por valuación de bienes de cambio al valor neto de realización | 4.484.605,88 | | | 4.484.605,88 |
| Otros Gastos | -2.334.607,84 | | | -2.334.607,84 |
| Resultados Financieros y por Tenencia (Nota 3.5) | -96.586.447,17 | -679.872.534,06 | | -776.458.981,23 |
| Otros Ingresos y Egresos (Notas 3.6, 3.7 Y 3.8.) | 41.843.648,42 | 179.997.087,00 | | 221.840.735,42 |
| Resultados Ordinarios | 77.920.769,11 | -534.549.550,45 | -8.092.849,81 | -464.721.631,15 |
| Resultados extraordinarios (no existen) | | | | |
| Resultado Final | 77.920.769,11 | -534.549.550,45 | -8.092.849,81 | -464.721.631,15 |

Las Notas 1 a 5 y los Anexos I a V forman parte integrante de estos Estados Contables

| COSTOS DE LOS SERVICIOS VENDIDOS | | | | | |
|--|-----------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 | | | | | |
| RUBROS | MERCADO TRANSMISIÓN | DISTRIBUCIÓN | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNI. | TOTAL dic-12 |
| Compra de energía | | 827.873.812,84 | | | 827.873.812,84 |
| Sub-total compras | | 827.873.812,84 | | | 827.873.812,84 |
| Materia Prima | | | 1.102.091.983,65 | - | 1.102.091.983,65 |
| Materiales y otros | 2.713.901,41 | 29.704.075,77 | 3.036.848,17 | 49.594,07 | 35.504.419,42 |
| Gastos en personal | 134.995.680,82 | 421.969.416,32 | 205.956.689,00 | 4.377.038,23 | 767.298.824,37 |
| Amortizaciones | 33.665.564,42 | 30.162.593,47 | 130.935.461,93 | 186.068,08 | 194.949.687,90 |
| Servicios de terceros | 7.017.710,16 | 24.827.248,39 | 211.752.728,30 | 16.123,51 | 243.613.810,36 |
| Impuestos, tasas y contribuciones | 2.570,96 | 39.886,86 | 0,00 | - | 42.457,82 |
| Otros | 36.331.842,80 | 60.744.851,13 | 15.943.470,57 | 290.382,16 | 113.310.546,66 |
| Sub-total costos | 214.727.270,57 | 567.448.071,94 | 1.669.717.181,62 | 4.919.206,05 | 2.456.811.730,18 |
| Totales | 214.727.270,57 | 1.395.321.884,78 | 1.669.717.181,62 | 4.919.206,05 | 3.284.685.543,02 |

Fuente: EPEC

5.1.2. Tabla 2- Período 2013

| ESTADO DE RESULTADOS EMPRESA MODELO | | | | |
|---|-------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 | | | | |
| | MERCADO DISTRIBUIDOR | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNICACIONES | total empresa Dic-13 |
| Ventas Netas (Notas 3.1, 3.2 y 3.3) | 2.788.184.772,01 | 1.481.688.492,89 | 6.382.185,36 | 4.276.255.450,26 |
| Costo de los Servicios Vendidos (Anexo IV) | -1.812.721.268,43 | -1.502.442.450,40 | -11.049.670,88 | -3.326.213.389,71 |
| Resultado Bruto | 975.463.503,58 | -20.753.957,51 | -4.667.485,52 | 950.042.060,55 |
| Gastos de Comercialización (Anexo V) | -639.114.733,45 | | -3.843.279,87 | -642.958.013,32 |
| Gastos de Administración (propios) (Anexo V) | | | -2.155.545,76 | -2.155.545,76 |
| Gastos de Administración Prorrateados (Anexo V) | -251.912.598,66 | -39.342.993,26 | -2.348.835,42 | -293.604.427,34 |
| Total gastos | -891.027.332,11 | -39.342.993,26 | -8.347.661,05 | -938.717.986,42 |
| Resultado Operativo | 84.436.171,47 | -60.096.950,77 | -13.015.146,57 | 11.324.074,13 |
| Resultados por valuación de bienes de cambio al valor neto de realización | 2.327.254,17 | | | 2.327.254,17 |
| Otros Gastos | -1.269.824,83 | | | -1.269.824,83 |
| Resultados Financieros y por Tenencia (Nota 3.5) | -126.009.322,61 | -1.296.380.128,45 | | -1.422.389.451,06 |
| Otros Ingresos y Egresos (Notas 3.6, 3.7 Y 3.8.) | 77.247.378,23 | 192.692.157,96 | | 269.939.536,19 |
| Resultados Ordinarios | 36.731.656,43 | -1.163.784.921,26 | -13.015.146,57 | -1.140.068.411,40 |
| Saldo por Revalúo Técnico RT 31 | 1.063.271.547,78 | | | 1.063.271.547,78 |
| Resultado Final | 1.100.003.204,21 | -1.163.784.921,26 | -13.015.146,57 | -76.796.863,62 |

| COSTOS DE LOS SERVICIOS VENDIDOS | | | | | |
|--|-----------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 | | | | | |
| RUBROS | MERCADO | | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNI. | TOTAL dic-13 |
| | TRANSMISIÓN | DISTRIBUCIÓN | | | |
| Compra de energía | | 843.849.415,32 | | | 843.849.415,32 |
| Sub-total compras | | 843.849.415,32 | | | 843.849.415,32 |
| Materia Prima | | | 830.547.213,05 | 2.566.217,84 | 833.113.430,89 |
| Materiales y otros | 3.146.585,73 | 23.368.530,21 | 3.396.828,91 | 1.893.340,61 | 31.805.285,46 |
| Gastos en personal | 169.335.445,18 | 540.526.846,64 | 261.446.499,03 | 6.068.921,72 | 977.377.712,57 |
| Amortizaciones | 29.793.207,06 | 30.980.837,81 | 143.443.383,99 | 162.905,72 | 204.380.334,58 |
| Servicios de terceros | 11.480.030,95 | 35.508.259,16 | 237.319.588,39 | 6.242,43 | 284.314.120,93 |
| Impuestos, tasas y contribuciones | 4.521,07 | 732,00 | 20,00 | - | 5.273,07 |
| Otros | 45.024.754,67 | 79.702.102,63 | 26.288.917,03 | 352.042,56 | 151.367.816,89 |
| Sub-total costos | 258.784.544,66 | 710.087.308,45 | 1.502.442.450,40 | 11.049.670,88 | 2.482.363.974,39 |
| Totales | 258.784.544,66 | 1.553.936.723,77 | 1.502.442.450,40 | 11.049.670,88 | 3.326.213.389,71 |

Fuente: EPEC

5.1.3. Tabla 3 Período 2014

| ESTADO DE RESULTADOS EMPRESA MODELO | | | | |
|---|----------------------|-------------------|--------------------|----------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 | | | | |
| | MERCADO DISTRIBUIDOR | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNICACIONES | total empresa Dic-14 |
| Ventas Netas (Notas 3.1, 3.2 y 3.3) | 3.753.087.742,94 | 2.104.363.274,84 | 9.260.086,48 | 5.866.711.104,26 |
| Costo de los Servicios Vendidos (Anexo IV) | -2.433.084.322,54 | -2.290.085.480,71 | -8.342.780,76 | -4.731.512.584,01 |
| Resultado Bruto | 1.320.003.420,40 | -185.722.205,87 | 917.305,72 | 1.135.198.520,25 |
| Gastos de Comercialización (Anexo V) | -891.242.928,57 | | -5.540.878,06 | -896.783.806,63 |
| Gastos de Administración (propios) (Anexo V) | | | -2.499.473,30 | -2.499.473,30 |
| Gastos de Administración Prorrateados (Anexo V) | -336.366.519,33 | -52.532.766,42 | -3.136.284,56 | -392.035.570,31 |
| Total gastos | -1.227.609.447,90 | -52.532.766,42 | -11.176.635,92 | -1.291.318.850,24 |
| Resultado Operativo | 92.393.972,50 | -238.254.972,29 | -10.259.330,20 | -156.120.329,99 |
| Resultados por valuación de bienes de cambio al valor neto de realización | 14.149.291,04 | | | 14.149.291,04 |
| Otros Gastos | -1.692.660,92 | | | -1.692.660,92 |
| Resultados Financieros y por Tenencia (Nota 3.5) | -125.989.171,30 | -1.631.809.837,46 | | -1.757.799.008,76 |
| Otros Ingresos y Egresos (Notas 3.6, 3.7 Y 3.8.) | 71.338.450,24 | 223.360.396,60 | | 294.698.846,84 |
| Resultados Ordinarios | 50.199.881,56 | -1.646.704.413,15 | -10.259.330,20 | -1.606.763.861,79 |
| Saldo por Revalúo Técnico RT 31 | 2.002.390.459,39 | | | 2.002.390.459,39 |
| Resultado Final | 2.052.590.340,95 | -1.646.704.413,15 | -10.259.330,20 | 395.626.597,60 |

| COSTOS DE LOS SERVICIOS VENDIDOS | | | | | |
|--|---------------------|------------------|-------------------|--------------------|------------------|
| Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 | | | | | |
| RUBROS | MERCADO TRANSMISIÓN | DISTRIBUCIÓN | MERCADO GENERADOR | TELECOMUNICACIONES | TOTAL dic-14 |
| Compra de energía | | 905.070.706,06 | | | 905.070.706,06 |
| Sub-total compras | | 905.070.706,06 | | | 905.070.706,06 |
| Materia Prima | | | 1.088.600.318,78 | 1.426.832,32 | 1.090.027.151,10 |
| Materiales y otros | 6.445.002,24 | 31.991.416,73 | 22.295.458,06 | 48.498,41 | 60.780.375,44 |
| Gastos en personal | 235.191.098,00 | 756.672.799,08 | 351.727.445,81 | 6.211.894,39 | 1.349.803.237,28 |
| Amortizaciones | 29.665.847,45 | 184.857.845,65 | 189.220.886,85 | 110.483,25 | 403.855.063,20 |
| Servicios de terceros | 17.117.637,70 | 86.680.145,90 | 443.107.359,89 | 5.617,21 | 546.910.760,70 |
| Impuestos, tasas y contribuciones | 4.659,25 | 12.242,52 | 0,00 | - | 16.901,77 |
| Otros | 61.131.299,97 | 118.243.621,99 | 195.134.011,32 | 539.455,18 | 375.048.388,46 |
| Sub-total costos | 349.555.544,61 | 1.178.458.071,87 | 2.290.085.480,71 | 8.342.780,76 | 3.826.441.877,95 |
| Totales | 349.555.544,61 | 2.083.528.777,93 | 2.290.085.480,71 | 8.342.780,76 | 4.731.512.584,01 |

Fuente: EPEC

5.2 INFORMACION CUADROS TARIFARIOS

A continuación se presentan los Cuadros Tarifarios pertenecientes a una Empresa Generadora y Distribuidora de Energía, correspondientes a los períodos 2012/2015, en los cuales podemos identificar que existen diferentes categorías de usuarios a saber:

Categoría 1 – Residencial, en la cual se incluyen aquellos usuarios que pertenecen a casas de familia, normalmente se clasifican, además, de acuerdo a su consumo bimestral.

Categoría 2 – General y Servicio, en la cual se incluyen aquellos usuarios que pertenecen a comercios. También se clasifican de acuerdo a su consumo.

Categoría 3 – Grandes Usuarios, en esta categoría se diferencian los usuarios de acuerdo a su nivel de tensión, sea en Baja Tensión, en Media Tensión y Alta Tensión con facturación de potencia

Categoría 4. Cooperativas, en esta categoría se afectan las cooperativas, que a su vez se dividen de acuerdo a su nivel de tensión, en Baja, Media y Alta Tensión. Con facturación de potencia

Categoría 5, Gobierno, en esta categoría se incluye todos los suministros pertenecientes al gobierno, como son, Escuelas y reparticiones.

Categoría 6. Alumbrado Público

Categoría 7, Servicio de Agua, esta categoría incluye los suministros que poseen bombas de agua para riego.

Categoría 8, Rural, son los usuarios pertenecientes a la zona rural.

Categoría 9, Peaje, incluye aquellos suministros que utilizan las redes de distribución sin pertenecer a la cartera de clientes de la empresa generadora y distribuidora del servicio por venta de energía.

En los Cuadros Tarifarios que se presentan a continuación se denotan los aumentos tarifarios elaborados anualmente, como así también la tarifa media por cada una de las categorías de la empresa modelo planteada.

5.2.1. Tabla 4-Período 2012 – Incremento Tarifario

| CATEGORIA | Neto s/Imp. - % |
|--|--------------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 17,33% 539,69 |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 0,00% 92,00 |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 11,01% 777,10 |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 18,99% 458,24 |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 31,16% 328,82 |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 40,07% 241,45 |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 51,30% 370,61 |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 37,40% 289,77 |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 46,20% 236,02 |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 62,27% 206,06 |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 15,41% 613,04 |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 16,92% 568,23 |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 15,03% 629,39 |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 11,25% 789,07 |
| PEAJE | 6,35% 82,19 |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 22,29% 370,54 |

5.2.2. Tabla 5- Período 2013 – Incremento Tarifario

| CATEGORIA | Neto s/Imp. - % |
|--|------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 7,86% 542,47 |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 6,47% 109,76 |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 6,31% 821,62 |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 6,40% 447,14 |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 5,16% 273,08 |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 2,47% 184,10 |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 6,47% 287,22 |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 6,87% 261,70 |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 5,11% 164,51 |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 2,62% 174,74 |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 6,46% 626,79 |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 6,47% 572,56 |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 6,23% 669,26 |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 6,42% 835,48 |
| PEAJE Tar. Media \$/MWh | 9,05% 94,92 |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 6,52% 355,35 |

Fuente: EPEC

5.2.3. Tabla 6 - Período 2014 – Incremento Tarifario

| CATEGORIA | Neto s/Imp. - % |
|--|------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 5,91% 573,01 |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 5,52% 115,82 |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 5,39% 865,92 |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 6,01% 474,03 |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 4,91% 286,48 |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 2,41% 188,54 |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 9,77% 259,16 |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 6,43% 278,52 |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 4,86% 172,51 |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 2,58% 179,21 |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 5,51% 661,34 |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 5,52% 604,19 |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 5,97% 700,03 |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 5,48% 881,28 |
| PEAJE Tar. Media \$/MWh | 8,42% 102,93 |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 5,49% 374,52 |

Fuente: EPEC

5.2.4. Tabla 7 - Período 2015 – Incremento Tarifario

| CATEGORIA | Neto s/Imp. - % |
|--|--------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 28,61% 742,36 |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 9,55% 133,46 |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 28,19% 1113,89 |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 22,53% 579,55 |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 18,37% 350,23 |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 10,18% 197,42 |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 28,95% 390,81 |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 24,42% 326,31 |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 18,87% 207,96 |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 10,00% 198,64 |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 28,87% 850,80 |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 28,95% 779,08 |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 27,94% 899,04 |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 28,85% 1121,21 |
| PEAJE Tar. Media \$/MWh | 28,76% 130,23 |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 24,90% 468,98 |

Fuente: EPEC

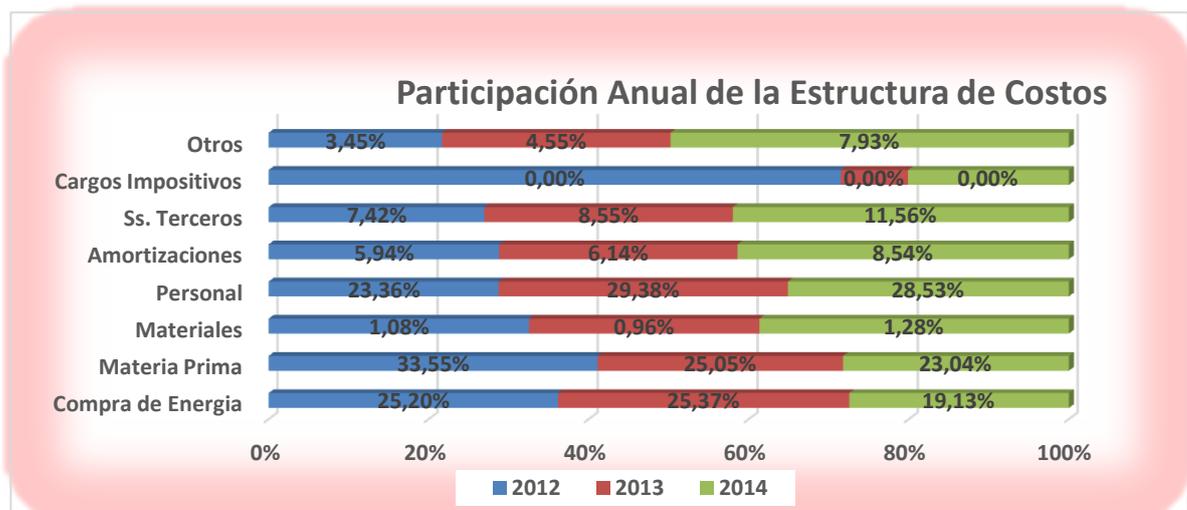
5.3. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE DATOS

5.3.1. Tabla 8 - COMPARACIÓN DE COSTOS DE SERVICIOS 2012 / 2014

| | Total 2012 | Total 2013 | variación 12/13 | Total 2014 | variación 13/14 |
|-----------------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|-------------------------|-----------------|
| Compra de energía | 827.873.812,84 | 843.849.415,32 | 1,93% | 905.070.706,06 | 7,26% |
| Sub-total compras | 827.873.812,84 | 843.849.415,32 | 1,93% | 905.070.706,06 | 7,26% |
| Materia Prima | 1.102.091.983,65 | 833.113.430,89 | -24,41% | 1.090.027.151,10 | 30,84% |
| Materiales y otros | 35.504.419,42 | 31.805.285,46 | -10,42% | 60.780.375,44 | 91,10% |
| Gastos en personal | 767.298.824,37 | 977.377.712,57 | 27,38% | 1.349.803.237,28 | 38,10% |
| Amortizaciones | 194.949.687,90 | 204.380.334,58 | 4,84% | 403.855.063,20 | 97,60% |
| Servicios de terceros | 243.613.810,36 | 284.314.120,93 | 16,71% | 546.910.760,70 | 92,36% |
| Impuestos, tasas y contribuciones | 42.457,82 | 5.273,07 | -87,58% | 16.901,77 | 220,53% |
| Otros | 113.310.546,66 | 151.367.816,89 | 33,59% | 375.048.388,46 | 147,77% |
| Sub-total costos | 2.456.811.730,18 | 2.482.363.974,39 | 1,04% | 3.826.441.877,95 | 54,15% |
| Totales | 3.284.685.543,02 | 3.326.213.389,71 | 1,26% | 4.731.512.584,01 | 42,25% |

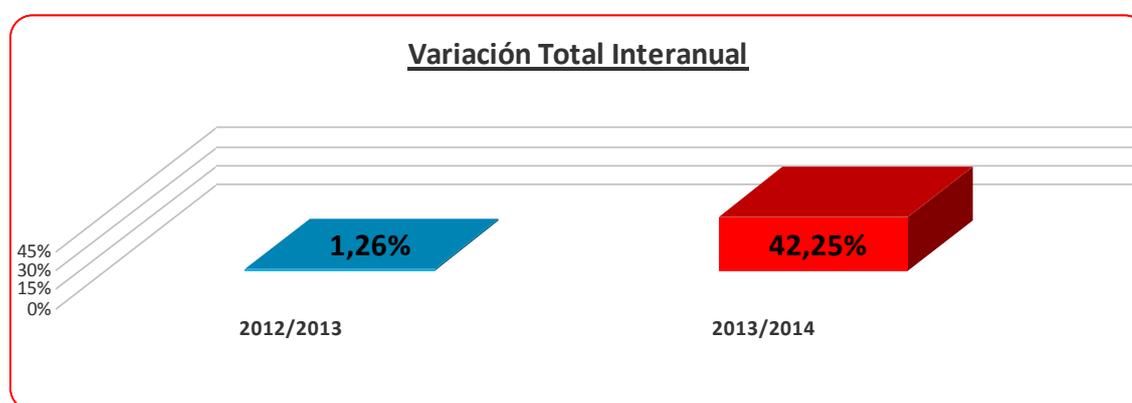
Como se puede apreciar en el cuadro comparativo de costos, se presenta un incremento de costos sostenido en el tiempo, variando de 1.26 % en comparación 2012/2013 a un 42.25 % en 2013 /2014.

5.3.1.1. Gráfico 6: PARTICIPACIÓN ANUAL DE LA ESTRUCTURA DE COSTOS



En este gráfico se puede observar que los valores mas relevantes en la estructura de costos en los últimos años son: La Compra de Energía, la Materia Prima y el Costo de Personal, con una proporción aproximada del 25% de los costos cada uno. Los restantes costos tienen una mínima participación en la estructura, pero que sumados se traduce en un 20% aproximadamente.

5.3.1.2. Gráfico 7- VARIACIÓN TOTAL INTERANUAL



Como resumen del cuadro y gráfico anterior, podemos concluir que la variación interanual se ha incrementado drásticamente, los costos varían de un 1,26% a un 42,25%. La causa es que los componentes con más incidencia en el costo han aumentado en promedio un 26% aproximadamente (2013/2014), y los de mínima participación se han incrementado un 106% (en su mayoría por los Cargos Impositivos y los Costos de Materiales).

5.3.2. Tabla 9 - COMPARACION DE TARIFAS 2012/2015

| CATEGORIA | Nov-12 | dic 13/febrero 14 | Ene-15 |
|--|-------------------------|-------------------------|--------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 17,33% 539,69 | 13,89% 572,80 | 28,61% 742,36 |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 0,00% 92,00 | 12,35% 115,82 | 9,55% 133,46 |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 11,01% 777,10 | 12,04% 865,92 | 28,19% 1113,89 |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 18,99% 458,24 | 12,79% 474,03 | 22,53% 579,55 |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 31,16% 328,82 | 10,32% 286,48 | 18,37% 350,23 |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 40,07% 241,45 | 4,95% 188,54 | 10,18% 197,42 |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 51,30% 370,61 | 12,35% 303,08 | 28,95% 390,81 |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 37,40% 289,77 | 13,74% 278,52 | 24,42% 326,31 |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 46,20% 236,02 | 10,22% 172,51 | 18,87% 207,96 |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 62,27% 206,06 | 5,24% 179,21 | 10,00% 198,64 |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 15,41% 613,04 | 12,32% 661,33 | 28,87% 850,80 |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 16,92% 568,23 | 12,35% 604,18 | 28,95% 779,08 |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 15,03% 629,39 | 10,09% 693,57 | 27,94% 899,04 |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 11,25% 789,07 | 12,25% 881,27 | 28,85% 1121,21 |
| PEAJE 82,19 | 6,35% 82,19 | 18,19% 102,88 | 28,76% 130,23 |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 22,29% 370,54 | 12,25% 374,47 | 24,90% 468,98 |

La variación tarifaria se presenta anualmente y con diferente incidencia de acuerdo a la estructura de cuadro tarifario, por ejemplo en tarifa residencial se denota un incremento en 2012 del 17.33 %, mientras que en 2013/2014 del

13.89%, y en 2015 del 28.61%, mientras que la variación promedio interanual de la empresa modelo es del 22.29%, el 12.25% y el 24.90% respectivamente.

Como se observa, los incrementos tarifarios se realizan anualmente quedando constante durante el año en curso. Mientras que los costos, según se puede observar, aumentan en forma continuada durante los períodos considerados.

5.4 MODELO DE CALCULO DE TARIFA

5.4.1 ELABORACIÓN DE FLUJO DE FONDO

A los fines de establecer el incremento tarifario, una vez definidos los costos se procede a elaborar el flujo de fondo para determinar el porcentaje de incremento correspondiente. Para ellos, primero se comparan los Ingresos y Egreso.

Para el cálculo de Flujo de Fondos se sigue la siguiente metodología, por ejemplo, incremento tarifario a aplicar desde enero/2015, considerando que los ingresos y los costos tienen una base de datos aprobada a agosto 2014:

Para los ingresos se considera la venta de energía de Enero a Agosto, estimando el valor del período Septiembre-Diciembre/2014, considerando un incremento en la Demanda del 4%, como son valores devengados se le aplica un coeficiente de incobrabilidad del 3% para obtener los valores percibidos. Así mismo para el Fondo Compensación de Tarifas (FCT) se consideran los valores transferidos a la Empresa Modelo. Además se considera el aporte provincial para Tarifas Sociales según lo devengado del primer semestre más el estimado del segundo semestre. Y finalmente se consideran otros Ingresos Operativos, como por ejemplo, tasas de conexión, aumento de potencia.

Para los Egresos, se considera la compra de Energía, que se obtiene del Informe Definitivo de las Transacciones Económicas con CAMMESA como agente distribuidor del período Enero a Agosto de 2014, estimando el período Sep.-Dic/14.

El valor del Precio de Transferencia se calcula teniendo en cuenta el resultado operativo de las centrales térmicas de Enero a Agosto estimándose el último cuatrimestre, más el reintegro del Fondo Pilar Bicentenario a la provincia de 102 millones para 2014.

Para el caso de los costos de Transmisión, Distribución, Administración, Comercialización propios y Financieros, se toman los valores provistos por el área Contable y se va actualizando por el IPIM al mes de Agosto 2014 y se suma un estimativo para Sep.-Dic./14, salvo los Gastos de Personal que se toma en cuenta los aumentos otorgados para el año 2014 (se estima el período Julio a Diciembre de acuerdo al último Balance del que se dispone. Los Gastos Financieros se estiman tomando como base el balance a Dic./2013.

Los Bienes de Capital se toman en base a la ejecución presupuestaria a Sep./2014 y se proyectó a Dic./2014. En las Obras vía Administrativa se toman a Ago./14 y proyectadas a Dic./2014.

Con esta metodología, el **Atraso Tarifario es de 24,0% a Dic/2014.**

Tabla 10– Flujo de Fondos 22014 / 2015

| FLUJO DE FONDOS | | | |
|--|-------------------------------|----------------------|-------------------------|
| (valores en \$) | | | |
| | 2014 | 2015 | 2015 |
| INGRESOS: | | sin Proyección | con Proyección |
| Venta de Energía | 3.706.105.795 | 3.706.105.795 | 3.706.105.795 |
| Fondos Compensación de Tarifas (FCT) | 9.540.190 | 9.540.190 | 9.540.190 |
| Servicio Técnico de Transporte de Energía | 0 | | |
| Respaldo Demanda Base | 0 | | |
| Respaldo Demanda Plus | 0 | | |
| Sub Total Venta de Energía | 3.715.645.985 | 3.715.645.985 | 3.715.645.985 |
| Otros Ingresos (Cargos Fijos) | 545.551.581 | 545.551.581 | 545.551.581 |
| Venta de Energía sin Cargos Fijos | 3.170.094.404 | 3.170.094.404 | 3.170.094.404 |
| Crecimiento de la Demanda | 2,5% 0 | 79.252.360 | 79.252.360 |
| Reducción de Pérdidas | 0,20% 0 | 6.340.189 | 6.340.189 |
| Recuperación diferencia de Facturación por Tarifa Social | 87.360.000 | 87.360.000 | 87.360.000 |
| Otros Ingresos Operativos (Tasas, etc) | 56.930.183 | 56.930.183 | 56.930.183 |
| Ventas netas | 3.314.384.587 | 3.399.977.136 | 3.399.977.136 A) |
| CIE (s/simula) | 398.922.590 | 398.922.590 | 398.922.590 |
| Obras del Norte (s/simula) | 104.600.785 | 104.600.785 | 104.600.785 |
| Arroyo Cabral (s/simula) | 42.028.207 | 42.028.207 | 42.028.207 |
| Total Ingresos incluido Cargos Fijos y FEDEI | 3.859.936.168 | 3.945.528.717 | 3.945.528.717 |
| COMPRA DE ENERGÍA | 709.477.032 | 727.213.957 | 727.213.957 |
| Margen Ingresos incluidos Cargos Fijos y FEDEI | 3.150.459.137 | 3.218.314.760 | 3.218.314.760 |
| Costo Total Transferencia | | | |
| Fondo Pilar Bicentenario | | | |
| Costo de Transferencia Generación Térmica | | | |
| | 249.745.962 | 268.791.524 | 268.791.524 |
| Pago Deuda a CAMESA (Nov y Dic/14) | - | - | 0 |
| GENERACIÓN MÓVIL | 31.184.547 | 55.715.931 | 55.715.931 |
| Costos Prorratados - Transmisión y Distribución | | | |
| | Aj. Prom. Sueldos = 1,1152922 | 1,355131 | |
| | IPIM Prom.= 1,140000 | 1,333716 | |
| (b) Costos de Transmisión | 593.655.965 | 658.239.883 | 784.038.614 |
| Gastos Personal | 237.175.267 | 264.519.725 | 321.403.480 |
| Materiales | 4.938.371 | 5.629.742 | 6.586.386 |
| Servicios de Terceros | 14.152.325 | 16.133.650 | 18.875.187 |
| Impuestos, Tasas y Contribuciones | 5.651 | 6.442 | 7.537 |
| Otros | 18.162.199 | 20.704.907 | 24.223.222 |
| Total Costos PROPIOS de Transmisión | 274.433.813 | 306.994.467 | 371.095.812 |
| Costos Administ. prorratado (25%) | 75.610.778 | 84.467.048 | 102.301.226 |
| Costos Comercialización asignado (25%) | 191.425.537 | 214.592.531 | 258.455.738 |
| Gastos Financieros (25%) | 52.185.837 | 52.185.837 | 52.185.837 |
| (c) Costos de Distribución | 1.832.315.222 | 2.032.106.720 | 2.421.594.347 |
| Gastos Personal | 758.024.427 | 845.418.730 | 1.027.222.158 |
| Materiales | 28.591.987 | 32.594.865 | 38.133.601 |
| Servicios de Terceros | 60.057.794 | 68.465.885 | 80.100.062 |
| Impuestos, Tasas y Contribuciones | 1.258 | 1.434 | 1.678 |
| Otros | 27.973.297 | 31.889.559 | 37.308.444 |
| Total Costos PROPIOS de Distribución | 874.648.763 | 978.370.473 | 1.182.765.942 |
| Costos Administración prorratado (75%) | 226.832.335 | 253.401.143 | 306.903.677 |
| Costos Comercialización asignado (75%) | 574.276.610 | 643.777.592 | 775.367.215 |
| Gastos Financieros (75%) | 156.557.512 | 156.557.512 | 156.557.512 |
| OTROS GASTOS: | 137.244.179 | 156.458.364 | |
| Obras x Terceros financiadas con tarifas | 14.693.443 | 16.750.525 | 16.750.525 |
| Obras por Via Administrativa (A Sep-14) | 6.302.599 | 7.184.962 | 7.184.962 |
| Total Bienes de Capital (Ejec. Presupuesto a Sep/14) | 116.248.137 | 132.522.877 | 132.522.877 |
| Déficit de Caja año anterior | -239.238.320 ==> | 239.238.320 | 239.238.320 |
| Interés Déficit de Caja año anterior (BADLAR + 9% = 29%) | | 62.201.963 | 301.440.283 |
| Reconstrucción de Capital de Trabajo | | - | 0 |
| | | 457.898.647 | 457.898.647 |
| Total Costos (Distribución, Transmisión + Otros) | | 4.199.966.662 | 4.715.253.020 |
| INGRESOS (s/C.F.O.) - EGRESOS | | -799.989.527 | -1.315.275.884 |
| Recuperación de Capital de Trabajo | 1,37% | 46.604.780 | 846.594.307 |
| | | | 24,90% |

Con este cálculo de flujo de fondo se determina incremento tarifario global de la Empresa del 24.9% a aplicar a partir del primero de enero de 2015.

Una vez determinado el porcentaje de tarifa a incrementar se lo distribuye en las diferentes consumidores definidos en la estructura tarifaria, explicados en el punto 5.2 de este trabajo.

6. MODELO DE GESTION PROPUESTO

6.1 ADECUACIÓN PERIÓDICA DE TARIFA

A los fines de considerar los efectos de las variaciones de costos de los insumos y recursos involucrados en el proceso productivo que se observan periódicamente, se establece que el cuadro tarifario se ajustará trimestralmente por un indicador que considera en forma sintética, por una parte la participación de los distintos componentes o rubros de costos y por la otra, los indicadores de precios más representativos del comportamiento de los mencionados componentes.

Los Cuadros Tarifarios se adecuarán trimestralmente con la evolución de los índices acumulados entre el 1º de Enero al 31 de Marzo, entre el 1º de Abril al 30 de Junio y entre el 1º de Julio al 30 de Septiembre de cada año y tendrán vigencia a partir del 1º de Mayo, el 1º de Agosto y el 1º de Noviembre de cada año. Es dable aclarar que va a existir un desfase entre el periodo de actualización y la vigencia del mismo, esto se va a producir por los plazos en la publicación de los índices a utilizar.

6.1.1 HERRAMIENTA PROPUESTA

Para la adecuación trimestral se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{FACT}_1 = [K_p (IS_1 / IS_0) + K_m (IPIM_1 / IPIM_0) + (K_{ce} \times 1)]$$

FACT₁ = Fórmula de Adecuación de Costos Trimestral

K_p= participación del Costo de Personal en el total de costos de prestación del servicio.

K_m = participación del Costo de Materiales, Servicios, Bienes de Capital y Otros en el total de costos de prestación del servicio en el período 0.

K_{ce} = participación del Costo de Compra de Energía en el total de costos de prestación del servicio en el período 0.

IS_{r0} = Índice de Salarios nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 0.

IS_{r1} = Índice de Salarios nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 1.

$IPIM_0$ = Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 0.

$IPIM_1$ = Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 1.

Periodo 0 = índice del mes anterior al inicio del trimestre considerado

Periodo 1 = índice del mes final del trimestre considerado

Consideraciones en su aplicación

- La fórmula de adecuación respecto del último valor aplicado tenga una variación mayor o igual a +/- 1%.
- La fórmula de adecuación respecto del trimestre anterior, tenga una variación menor o igual a +/- 15%

En caso de que la fórmula registre en un trimestre una variación superior a +/- 15% se aplicará transitoriamente dicho valor límite +/- 15%

6.2. Tabla 11 - APLICACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

RESUMEN DE COSTOS OPERATIVOS PROYECTADOS PARA 2015 A PRECIOS DE DICIEMBRE DE 2014

| | | | | |
|--|-----------------------------------|---|-----------------------------|---------------------------------------|
| TOTAL GASTOS DE PERSONAL PARA AÑO 2015 | \$ 2.069.356.007 | } | Para Kp: \longrightarrow | 0,5608 |
| | | | \$ 2.069.356.007 | |
| Total Gastos de Materiales, Serv. Terceros, Impuestos y Otros PARA Año 2015 | \$ 412.247.246 | } | Para Km: \longrightarrow | 0,2144 |
| OTROS GASTOS | 156.458.364 | | \$ 791.213.066 | |
| Costo Precio Transferencia de Generación Generación Móvil | 166.791.524 55.715.931 | | | |
| COMPRA DE ENERGÍA | 727.213.957 | } | Para Kce: \longrightarrow | 0,2248 |
| Fondo Pilar Bicentenario | 102.000.000 | | \$ 829.213.957 | |
| | | | Total: | \$ 3.689.783.030 1,0000 |

FORMULA DE AJUSTE

$$FACT_1 = [K_p (IS_1 / IS_0) + K_m (IPIM_1 / IPIM_0) + (K_{ce} \times 1)]$$

FACT₁ = Fórmula de Adecuación de Costos Trimestral

K_p = participación del Costo de Personal = 0,5608

K_m = participación del Costo de Materiales, Servicios, Bienes de Capital y Otros en el = 0,2144

K_{ce} = participación del Costo de Compra de Energía en el total de costos = 0,2248

Total = 1,0000

Los índices de aplicación serán:

IS₀ = Índice de Salarios nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 0.

IS₁ = Índice de Salarios nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 1.

IPIM₀ = Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general, publicado por el INDEC al período 0.

IPIM₁ = Índice de Precios Internos al por Mayor nivel general, publicado por el INDEC correspondiente al período 1.

Periodo 0 = índice del mes anterior al inicio del trimestre considerado

Periodo 1 = índice del mes final del trimestre considerado

Trimestre

Ene - Mar/15

195,99

Dic-14

208,04

Mar-15

841,66

Dic-14

853,75

Mar-15

FACT Trimestre =

1,03755926

En base a lo expuesto y con la distribución de la adecuación tarifaria en su estructura de Cuadro se obtiene lo siguiente:

Tabla 12– Adecuación Tarifaria 1° Trimestre:

ADECUACIÓN TARIFARIA 1° TRIMESTRE

| CATEGORIA | Neto s/Imp. \$ | Variacion en % |
|--|-------------------------------------|---------------------------|
| RESIDENCIAL Tar. Media \$/MWh | 118.010.131 773,22 | 4,16% |
| TOTAL TARIFA SOCIAL Tar. Media \$/MWh | 2.655.732 135,30 | 1,38% |
| GENERAL Tar. Media \$/MWh | 63.084.240 1159,67 | 4,11% |
| G.C. EN BAJA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 27.723.429 600,80 | 3,54% |
| G.C. EN MEDIA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 30.520.224 360,70 | 2,99% |
| G.C. EN ALTA TENSIÓN Tar. Media \$/MWh | 3.674.909 200,93 | 1,78% |
| COOP. EN BT SIN MEDIC. Tar. Media \$/MWh | 6.530 407,21 | 4,20% |
| COOP. EN BT C/ MED. Tar. Media \$/MWh | 53.885 338,64 | 3,78% |
| COOP. EN MT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 36.785.832 214,30 | 3,06% |
| COOP. EN AT C/MED. Tar. Media \$/MWh | 7.096.837 202,11 | 1,75% |
| TOTAL GOBIERNO Tar. Media \$/MWh | 10.447.080 886,42 | 4,19% |
| ALUM. PUBLICO Tar. Media \$/MWh | 14.110.985 811,77 | 4,20% |
| SERVICIO DE AGUA Tar. Media \$/MWh | 81.052 935,74 | 4,08% |
| RURAL Tar. Media \$/MWh | 377.616 1168,13 | 4,18% |
| PEAJE | 6.476.955 136,13 | 4,29% |
| TOTAL EMPR, MODELO Tar. Media \$/MWh | 321.105.436 486,67 | 3,76% |

De acuerdo a la herramienta presentada se estima que durante el primer trimestre la variación tarifaria se define en un 3.76% global total para la empresa modelo, afectando a cada una de las categorías integrantes de la estructura tarifaria, como por ejemplo para categoría residencial se define una adecuación del 4.16%.

6.3 PASOS PARA SU APROBACIÓN

La Empresa deberá presentar al Ente Regulador de Servicios Públicos el Cuadro Tarifario resultante de la aplicación de la fórmula de adecuación trimestral de costos y la memoria de cálculo incluyendo la documentación de respaldo utilizada.

La adecuación tarifaria resultante será autorizada por el ERSEP cuando:

- La fórmula de adecuación respecto del último valor aplicado tenga una variación mayor o igual a +/- 1%.
- La fórmula de adecuación respecto del trimestre anterior, tenga una variación menor o igual a +/- 15%

En caso que la fórmula registre en un trimestre una variación superior a +/- 15% se aplicará transitoriamente dicho valor límite +/- 15% y se deberá presentar al ERSEP un estudio de costos complementario que muestre el real incremento que deba aplicarse. El ERSEP deberá expedirse dentro de los 30 días corridos de realizada la presentación, y en caso contrario la Empresa estará habilitada a comenzar a aplicar el incremento total solicitado.

El traslado del resultado de la fórmula de adecuación trimestral al Cuadro Tarifario se hará de idéntica forma a la aplicada en el ajuste tarifario inmediato anterior

Los ajustes por variación de costos de compra al MEM se aplicarán independientemente de la presente, de acuerdo al mecanismo de Pass Through oportunamente aprobado por el ERSeP.

Conclusiones Finales

Este trabajo final tuvo como objetivo general proponer una herramienta que permita la adecuación tarifaria en contexto inflacionario.

Esta propuesta es necesaria debido al aumento de costos por la inflación reinante en el país. Luego de aprobar un incremento tarifario este se mantiene constante durante el año en curso, lo cual provoca un desfasaje en la ecuación ingreso – costo que se acrecienta durante todo el período.

Bajo esta premisa se presenta un modelo de gestión que permita la adecuación tarifaria en forma trimestral y de esa manera amortiguar la inflación permitiendo reestablecer el equilibrio en la ecuación.

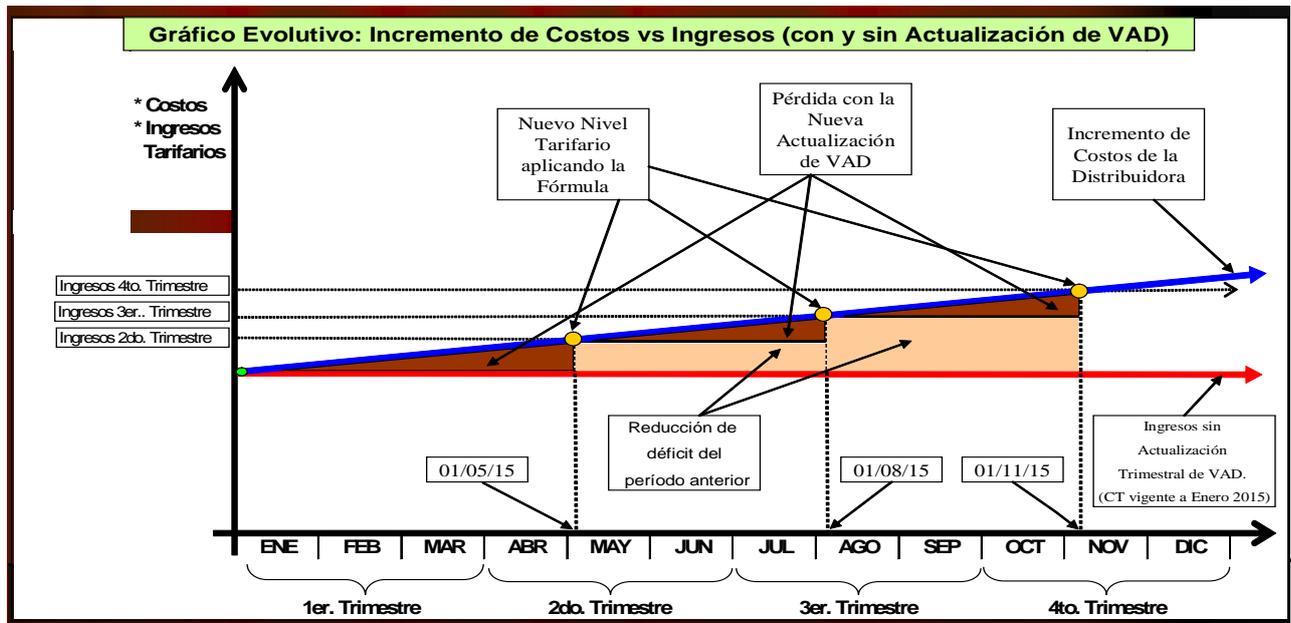
Una ventaja importante a destacar es que, de acuerdo con su aplicación, esta herramienta permite un impacto menor en la economía del consumidor final, ya que el incremento que deberá realizarse a comienzo de año va a ser menor.

Una desventaja es el desfasaje que se produce entre el período de actualización y la vigencia del mismo debido a los plazos que se presentan en la publicación de los índices que se utilizan para su cálculo.

Se puede apreciar en el siguiente gráfico el impacto del modelo de gestión durante un año en curso.

Grafico 8 – Evolutivo Incremento de Costos vs Ingresos

Gráfico 8: Incremento de Costos vs Ingresos



El gráfico demuestra que aplicando la herramienta de gestión propuesta permite equilibrar la ecuación ingreso – costo en forma trimestral reduciendo el déficit provocado por la inflación.

Por último, se puede decir que la herramienta presentada permite agilizar la toma de decisiones empresarial ya que, como se estableció, una vez aprobada por el Ente Regulador, permite realizar las adecuaciones tarifarias en cada trimestre, quedando la aprobación de la estructura tarifaria correspondiente.

Bibliografía

- **MILLER, Roger L. – “Microeconomía” – Ed. McGraw Hill**
- **HONGREN - SUNDEM - STRATTON – “Contabilidad - Administrativa”
– Ed. Pearson – México 2006**
- **MEDINA DE GILLIERI, MARTHA BEATRIZ – “Un Modelo Económico
Financiero” – Talleres Gráficos de CREAR – 2008**
- **MARCO REGULATORIO – Ley 24065**
- **NUEVO ESQUEMA DE REMUNERACIÓN PARA LA INDUSTRIA DE
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REPÚBLICA
ARGENTINA”- LIC. BARBINI, SOLEDAD)**
- **CIER – Comisión de Integración de Energía Regional**
- **CEARE – Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética**
- **EPEC – Empresa Provincial de Energía de Córdoba**
- **CAMMESA. (2014). CAMMESA. Recuperado el 17 de 06 de 2014, de
<http://cammesa.com>**

