Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016

Cálculo Tarifario

Septiembre 2016

ÍNDICE

1. Síntesis 3
Requerimiento total del Costo Propio de Distribución 3
Ingresos y Margen obtenidos 4

2. Requerimiento de Ingresos – Costos Propio de Distribución 5
2.1. Introducción 5
2.2. Costo de capital 6
2.3. Costos de operación y mantenimiento 8
2.4. Costos No Controlables de Servicio de Distribución 10
2.5. Costos Asignables a la Incobrabilidad 10
2.6. Tratamiento de Créditos y Débitos Previos a la Fijación Tarifaria 11
2.7. Requerimientos Totales del Costos Propio de Distribución 11

3. Determinación de los Costos Comerciales y los Costos de Distribución por Etapa de Red 12
3.1. Cargos Comerciales de Atención al Cliente 13
3.2. Costos de Distribución por Etapa de la Red 14
3.2.1. Costo de capital 14
3.2.2. Costos de operación y mantenimiento de las instalaciones 15
3.2.3. Costos de Redes 15
3.3. Factores de Pérdida 16
3.4. Balance de Potencia para el Cálculo de los Costos de Distribución 16
3.5. Costos de Distribución por Etapa de la Red 18
3.6. Costos No Controlables de Servicio de Distribución 19

4. Asignación de los costos a los Cargos Tarifarios 20
4.1. Factores de Asignación de Costos 20
4.1.1. Costos a transferir a las tarifas de Distribución 20
4.1.2. Categorías y Parámetros Tarifarios 20
4.1.3. Factores de asignación de costos a los parámetros tarifarios 22
4.1.4. Curvas de Carga de Instalaciones 23
Categorías sin Medición de Potencia (T1) 25
Categorías con Medición de Potencia (T2, T3 y Peaje) 30
Factores de Incidencia con las etapas de la red y de Coincidencia con el sistema 32
4.2. Determinación de los Costos de Distribución por Categoría Tarifaria 34

5. Cuadro Tarifario 36
5.1. Costos y Parámetros utilizados para el cálculo del Cuadro Tarifario 36

6. Comprobacion de Ingresos y neutralidad de pass throuht – comparacion Cuadro Tarifario Propuesto y el Vigente 41
6.1. Histogramas Tarifa T1 41
6.2. Participación de la Tarifa T1 en el VAD y Distribución Interna del Mismo 43

ANEXOS 44

1. Anexo 1 – Propuesta Alternativa T1 R – Con Atenuación del Cargo Fijo 45

2. Anexo 2 – Propuesta Tarifaria en Función de Parámetros de Redistribución Social 49

3. Anexo 3 – Comparación de Consumos Típicos 54

1. SÍNTESIS

En el marco de la Resolución Nº55/16 para la presentación de los informes relacionados con la Revisión Tarifaria Integral correspondiente al año 2016, la senda de calidad establecida por las Resoluciones ENRE N° 463/16, las consideraciones de la Res N° 492/16 del 29 de agosto y la Res enre N°494/16 del 30 de agosto que fija la tasa de rentabilidad, a partir de las definiciones y cálculos que se han establecido en los informes previamente presentados por EDESUR.

Tomando en como elemento de partida lo establecido en el apartado fundamentos y criterios de la propuesta tarifaria que figura como capítulo I y en coincidencia a lo que se establece en el informe "EDESUR - Estructura Tarifaria. Traslado de Costos de Compra de Energía y Potencia" corresponde **establecer y definir el requerimiento de ingresos necesarios para la prestación de servicio propuesto a precios de diciembre de 2015**.

En base a lo mencionado se determina el Valor Agregado de Distribución (VAD) o requerimiento de ingresos necesarios para la prestación de servicio de distribución de energía eléctrica, siendo dichos ingresos los que empresa debe percibir de sus usuarios a través de las tarifas que se proponen o conforme alguna otra alternativa tarifaria fijada por la autoridad. Los mismos se componen de los siguientes elementos:

- **Costos de capital**: que viene dado de la remuneración de los activos de la empresa a la tasa de descuento que fijo el ENRE
- **Gasto de explotación**: que son los costos totales de operación y mantenimiento de las redes e instalaciones y de atención de los clientes
- **Costos no controlables del servicio**: Son aquellos costos que la empresa debe afrontar, que están relacionados con la prestación de servicio y no on controlados por esta, y por lo tanto deben ser trasferidos a sus clientes
- **Costos asignables a la incobrabilidad**: Es el reconocimiento en los ingresos de la empresa del valor económico de un porcentaje de saldos impagos asociados a la existencia de un número de clientes incobrables, los cuales no son recuperables por la gestión eficiente.

La adición de estos conceptos conforma el requerimiento de ingreso necesario y el presente informe explicitará los valores utilizados, sus resultados y evaluará alternativas tarifarias respecto a la presentada para la Tarifa T1, entendiendo que la misma es la de mayor impacto social debido a su masividad. La primera de dichas alternativas corresponde a una moderación del cargo fijo y la segunda a una redistribución la asignación intratarifaria. Implicando, esta última, una asignación entre las distintas categorías más acorde a la exigencia sociales actuales.

REQUERIMIENTO TOTAL DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

La siguiente tabla resume los requerimientos totales del Costo Propio de Distribución para la prestación del servicio conforme a las condiciones emanadas de las Resoluciones

ENRE N° 55/16 y complementarias y a los criterios y consideraciones sobre las mismas efectuadas por EDESUR.

Montos en MM$ de dic-15	Composición del VAD Tarifario	Otros Costos del Servicio	Cargos Específicos	Montos Activables	Total
Costos de Capital	6,075				**6,075**
Costos OyM de redes	4,177				**4,177**
Costos Comerciales	1,567				**1,567**
Costos no Controlables		273			**273**
Incobrabilidad		187			**187**
Morosidad y Conexión			581		**581**
Costos Indirectos de Inversión				100	**100**
Total	11,819	459	581	100	**12,960**

INGRESOS Y MARGEN OBTENIDOS

Las siguientes tablas resumen comparan la Tarifa y Margen propuesto con su correspondiente en base a los valores fijados por la Resolución ENRE N° 01/16:

		Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Diferencia monto	Diferencia %	Ingresos Necesarios	
Margen Bruto Anual	[miles $]	6,797,539	**12,287,425**	5,489,886	80.8%	12,280,566	**0.1%**
Ventas anuales	[miles $]	14,480,240	18,895,449	4,415,209	30.5%		
Otros Ingresos	[miles $]	8,156	581,169	573,013	7025.8%	581,169	**0.0%**

Compras Reales	[miles $]	6,702,686	6,702,686
Compras Reconocidad en Tarifas	[miles $]	7,682,701	6,608,024
Diferencia de Compras	[miles $]	980,015	**-94,663**

Pérdidas Reconocidas	10.6%			
Pérdidas Reales	12.4%		Diferencia	
Delta Pérdidas	388,706	**149,457**	monto	%
Incobrabilidad Compras		**-66,080**	**-11,286**	**-0.2%**

2. REQUERIMIENTO DE INGRESOS – COSTOS PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la componente de las tarifas que representa el reconocimiento de los costos de distribución y constituye el ingreso básico de las mismas, por lo que debe definirse de manera que reconozca los costos necesarios para operar la empresa en las condiciones de calidad establecidas y brindar una rentabilidad razonable a los accionistas.

En el Artículo 40 de la Ley 24065 y del Decreto Reglamentario se indica que las tarifas deben ser justas y razonables, y deben proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley. En el mencionado artículo 41 se indica además que las tarifas deben proporcionar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia.

Los principios tarifarios establecidos por la Ley 24.065 están orientados a fundamentar tarifas que respondan a costos económicos y no a otras consideraciones que podrían desvincularlas de ellos. Dichos principios promueven que las prestaciones sean satisfechas mediante el desarrollo de actividades rentables en condiciones tanto de calidad y eficiencia.

Durante el desarrollo de los estudios, se han determinado los costos de capital y de explotación eficientes requeridos para la prestación del servicio en el área de concesión correspondiente a la empresa EDESUR, a efectos de atender el mercado existente y satisfacer todo incremento de demanda dentro del área y una propuesta de las tarifas a aplicar a los clientes de forma de cubrir el recupero de los mismos de forma tal de ajustar las señales que reciben tanto la distribuidora como los usuarios y acotando las obligaciones a las establecidas en este capítulo.

Para ese cometido, se ha efectuado un análisis de las instalaciones puestas a disposición, de las inversiones e intervenciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad preestablecida en los lineamientos fijados por el ENRE y de los costos de explotación a considerar a partir de criterios de eficiencia y de condiciones del mercado.

En el caso de las redes se han considerado las instalaciones existentes del año base en estudio y la evolución de las mismas para intentar alcanzar la senda de calidad establecida.

Para los costos de explotación el análisis se fundamenta en modelos de costos eficientes, contrastándolos con los costos reales de la empresa y contra indicadores de distribuidoras de similares características, para determinar por comparación su grado de razonabilidad.

Los costos considerados a ser reconocidos son los siguientes:

- **Costos de capital**: que viene dado de la remuneración de los activos de la empresa a la tasa de descuento que fijo el ENRE

- **Gasto de explotación**: que son los costos totales de operación y mantenimiento de las redes e instalaciones y de atención de los clientes

- **Costos no controlables del servicio**: Son aquellos costos que la empresa debe afrontar que están relacionados con la prestación de servicio y no son controlados por esta y por lo tanto deben ser trasferidos a sus clientes

- **Costos asignables a la incobrabilidad**: Es el reconocimiento en los ingresos de la empresa del valor económico de un porcentaje de saldos impagos asociados a la existencia de un número de clientes incobrables, los cuales no son recuperables por la gestión eficiente cuyos costos están incluidos en los gastos de explotación

2.2. COSTO DE CAPITAL

Como conclusión del análisis y evaluación efectuados sobre los distintos métodos y criterios alternativos para considerar la base de capital, fueron remitidos al ENRE mediante nuestra GER GEN 56/16 del 20 de julio de 2016 y cómo surge de nuestra presentación se ha considerado como el más representativo el Valor Nuevo de Reemplazo (activo físico) por ser el que refleja de mejor manera el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio a la calidad requerida. La determinación de esta base de capital fue llevada a cabo en forma independiente por la consultora Levin global.

Adicionalmente en relación de los otros cálculos solicitados por la res ENRE 55/2016 queremos reiterar las conclusiones a la que arriba la FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS DE LA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES:

"…*En esta oportunidad y para esta RTI debería descartarse la utilización del criterio del FF, su aplicación fáctica sería altamente cuestionable por el nivel de discrecionalidad que el concedente o regulador debería recurrir para obtener el valor de la BCR* (Nota: BCR =Base de Capital Regulatoria) *bajo un criterio histórico. Los eventos macroeconómicos y todas las cuestiones descriptas en el Informe, y que son exógenas al regulador y al regulado, tornan altamente inconveniente (por no decir lógicamente impracticable) la utilización del FF.*

Esto no significa descartar el FF como alternativa a futuro, simplemente significa que en el contexto actual ante la virtualidad de no poder aplicar un modelo basado en costos históricos, la mejor alternativa regulatoria es realizar una valuación eficiente de los activos físicos; con el impacto positivo que ello tendría en términos de incentivos para el próximo

período regulatorio y porque ello también implicaría sentar una base sólida para futuras valuaciones."

A partir de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de las instalaciones eléctricas requeridas para la prestación del servicio, más el VNR correspondiente a instalaciones No Eléctricas. De acuerdo a lo indicado en el Informe "EDESUR - Valores por Metodología de Reemplazo", y tomando los Valores a Nuevo de Reemplazo (VNR) y Valor Depreciado Técnico (VDT), conforme con las vidas útiles establecidas por el ENRE.

El cálculo de la anualidad del VNR depende de las siguientes variables:

- VNR de las instalaciones de distribución, cuyo cálculo se describe en el Informe presentado por la Ger Gen 56/16 EDESUR valores por metodología de reemplazo

- Tasa de rentabilidad establecida en la Resolución ENRE 494/16 del 30 de agosto

- Vida útil Regulatoria (n) de los bienes definidas para cada tipo de instalación, en función de lo acordado por el ENRE en el "Plan y Manual de Cuenta Regulatorio".

La anualidad de la base de capital surge, conforme a la metodología teórica más consistente de la adición de dos términos por un lado la sumatoria del producto entre el Valor del Depreciado Técnico de los activos y la tasa de rentabilidad para cada elemento, y por el otro el valor correspondiente a la depreciación anual determinado como el valor de los activos dividido por la vida útil regulatoria, cuyo algoritmo matemático de cálculo es el siguiente:

$$Anualidad = \sum \left(\frac{VNR}{Vida\ util} + i * VDT \right)$$

Donde

VNR es el Valor nuevo de reemplazo de cada instalación
i es la tasa de rentabilidad
VDT es el valor depreciado técnico de cada instalación

La Tasa de Rentabilidad es la establecida por la Resolución ENRE 494/16 del 30 de agostos con el valor del 12,46%, los resultados obtendios conforme a la medodología detalalda para determinar el Costo de Capital a considerar en tarifas, expresado en pesos argentinos AR$ a diciembre de 2015 es:

Código ENRE	Clases ENRE	VDT AR$	Depreciación Anual del Bien Nuevo	A Asignar como Remuneración
ENRE-00	Terrenos	707,490,100	0	88,153,266
ENRE-01	Cables telefónicos	1,039,027,940	51,951,434	57,442,439
ENRE-02	Centros de transformación – Equipamiento	6,021,564,470	172,045,868	499,592,073
ENRE-03	Centros de transformación – O. Civil	2,424,358,900	48,488,374	167,716,571
ENRE-04	Edificios	1,155,397,640	23,107,984	33,966,070
ENRE-05	Equipos para telecomunicaciones	200,789,180	10,039,546	14,186,174
ENRE-06	Estaciones transformadoras – Equipamiento	9,706,160,950	242,654,241	562,337,519
ENRE-07	Estaciones transformadoras – O. Civil	3,681,575,720	73,631,514	174,189,987
ENRE-08	Grupos electrógenos	102,045,070	20,409,014	26,496,713
ENRE-09	Informática – Hardware	127,726,740	25,545,348	29,102,967
ENRE-10	Informática – Software	244,541,290	24,454,129	30,973,051
ENRE-11	Máq., herramientas y equipos de laboratorio	105,333,970	21,066,794	21,491,209
ENRE-12	Medidores	1,562,280,640	62,491,305	129,380,678
ENRE-13	Medios de transporte	150,527,180	30,105,436	35,566,431
ENRE-14	Muebles y útiles	78,301,870	7,830,187	8,189,388
ENRE-15	Red de Alta Tensión – Cables	6,264,771,260	125,295,425	353,688,441
ENRE-16	Red de Alta Tensión – Líneas	3,347,427,280	74,387,272	189,122,766
ENRE-17	Red de Baja Tensión – Cables	16,630,884,820	415,772,162	1,556,128,816
ENRE-18	Red de Baja Tensión – Líneas	6,449,209,630	184,263,135	587,513,784
ENRE-19	Red de Media Tensión – Cables	11,556,600,360	256,813,355	865,317,273
ENRE-20	Red de Media Tensión – Líneas	2,829,973,930	70,748,835	296,577,985
ENRE-21	Telecontrol y telemando de SS.EE.	79,925,020	3,996,252	12,412,551
SC ENRE 1	Materiales y repuestos	557,145,400	0	69,420,317
Totales		**75,023,059,360**	**1,945,097,610**	**5,808,966,467**
Servidumbre 1	Servidumbre de CT a Nivel	2,060,845,270	0	256,781,321
Servidumbre 2	Servidumbre de Líneas AT	76,750,400	0	9,563,100
Totales Servidumbre		**2,137,595,670**	**0**	**266,344,420**
Totales		**77,160,655,030**	**1,945,097,610**	**6,075,310,888**

2.3. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La metodología utilizada para el cálculo de los Costos de Operación y Mantenimiento, Gastos de Comercialización (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Gastos de la Estructura General o Gastos de Administración (o Costos de Estructura de Apoyo) se basa en el criterio de obtener “costos operativos eficientes” para su traslado a las tarifas, de acuerdo a lo especificado en el Artículo 40 de la Ley 24.065.

A efectos de la determinación de los costos de explotación se realizó un estudio de organización y se analizaron los principales procesos que intervienen en los circuitos administrativos de una distribuidora eléctrica. Como consecuencia de este trabajo se definió una estructura orgánica aplicable a una distribuidora eléctrica, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las exigencias de calidad de servicio impuestas por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos de operación trasladables a tarifas.

La estructura concebida en estos términos es lo que se denomina Empresa Modelo, y representa una organización efectiva y eficiente para prestar el servicio al mercado real y en los términos establecidos por el Contrato de Concesión y la regulación laboral aplicable a la empresa. Cabe destacar que es necesario que el prestatario del servicio no sea solamente efectivo sino también eficiente. Ser efectivo implica que los clientes tengan energía eléctrica disponible todo el tiempo, y ante una eventualidad, la interrupción no supere los tiempos razonables, ser eficiente implica que ese servicio efectivo se preste al mínimo costo posible.

Para minimizar los costos, las dotaciones deben ser óptimas y para que esto ocurra la organización debe reconocer una estructura simple sin redundancias y con responsabilidades claramente distribuidas, considerando la reglamentación laboral vigente.

A ese efecto, se realizó un estudio de organización y se analizaron los principales procesos y actividades que intervienen en los circuitos administrativos de una distribuidora eléctrica. Como consecuencia de este trabajo se definió una estructura orgánica aplicable a una distribuidora eléctrica, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las condiciones de calidad de servicio técnico y comercial impuestas por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos trasladables a tarifas.

De esta manera se contempla el criterio de eficiencia establecido en la regulación, y se toman en cuenta las particularidades de la empresa.

Los costos totales de operación y mantenimiento de las redes e instalaciones para cada etapa de la red, incluyendo los costos directos y los indirectos o de apoyo cuyo cálculo se presenta en el Informe “EDESUR - Costos de Explotación, Mantenimiento y Gestión Comercial”, se muestran en la siguiente tabla:

ITEM			MONTO
COSTOS DE OyM DE LAS REDES	Costo de OyM en MAT y AT	[$ / año]	470,892,160
COSTOS DE OyM DE LAS REDES	Costo de OyM en AT/MT	[$ / año]	469,744,612
COSTOS DE OyM DE LAS REDES	Costo de OyM en MT	[$ / año]	803,404,124
COSTOS DE OyM DE LAS REDES	Costo de OyM en MT/BT	[$ / año]	302,050,778
COSTOS DE OyM DE LAS REDES	Costo de OyM en BT	[$ / año]	2,130,997,919
TOTAL COSTOS DE OyM DE LAS REDES			**4,177,089,593**
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T1	[$ / año]	1,366,843,742
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T2	[$ / año]	48,907,259
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3BT	[$ / año]	79,265,458
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3MT	[$ / año]	70,739,080
GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL	Costo de Gestión Comercial - T3AT	[$ / año]	902,723
TOTAL GASTOS COMERCIALES - A CARGO COMERCIAL			**1,566,658,262**
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RE	Conexiones	[$ / año]	178,467,867
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RE	Avisos de Suspensión (notificación de deuda)	[$ / año]	158,483,835
COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y RE	Rehabilitaciones	[$ / año]	244,217,639
TOTAL COSTOS DE CONEXIONES, SUSPENSIONES y REHABILITACIONES			**581,169,341**
COSTOS INDIRECTOS DE INVERSIÓN	Costos Indirectos de Inversión	[$ / año]	100,393,437
TOTAL COSTOS INDIRECTOS DE INVERSIÓN			**100,393,437**
TOTAL COSTOS EXPLOTACIÓN MODELO			**6,425,310,634**

2.4. COSTOS NO CONTROLABLES DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

La actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica de las empresas de jurisdicción nacional, prevén un concepto de estabilidad tributaria parcial que no permite reflejar en las tarifas la variación o creación de nuevas tasas, contribuciones o gravámenes que afecten la actividad del prestador.

A los efectos de reflejar en su exacta incidencia las variaciones generadas por algunos costos vigentes y no controlables, deben incluirse en forma explícita en las fórmulas tarifarias y no dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD) los siguientes conceptos de costos:

- Tasa de Inspección y Control del ENRE expresada como un monto trimestral
- Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios expresada como un monto trimestral
- Tasa de Seguridad e Higiene expresada como un monto trimestral
- Los cambios en el régimen impositivo o de prestación de servicio que se hubiese producido en el trimestre

La siguiente tabla muestra los criterios y asignación de los Costos No Controlables de Servicio de Distribución a las distintas tarifas propuestas:

ITEM			MONTO
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	Impuesto al Movimiento en Cuentas Corrientes	[$ / año]	221,269,864
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	Tasa de Seguridad e Higiene	[$ / año]	9,057,470
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	Tasa de Inspección y Control ENRE	[$ / año]	22,355,298
COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	Otras Tasas e Impuestos	[$ / año]	19,869,939
TOTAL COSTOS NO CONTROLABLES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN			272,552,571

2.5. COSTOS ASIGNABLES A LA INCOBRABILIDAD

Adicionalmente debe incluirse el reconocimiento en los ingresos de la empresa del valor económico de la existencia de un número de clientes incobrables (o que la gestión para su cobro resulte significativamente mayor que el beneficio obtenido). Se ha considerado en la determinación de los ingresos una incobrabilidad del **1%** acorde con los valores normalmente reconocidos en este rubro.

Este valor de la incobrabilidad es menor a los ratios actuales y entendemos que puede incrementarse conforme a que se reconozcan la totalidad de los costos reales incurridos por la cadena de abastecimiento eléctrico, por ello es fundamental no solo incorporar este concepto en la tarifa sino dotar a la distribuidora de los elementos que le permitan poder gestionar la misma.

INCOBRABILIDAD	Incobrabilidad	[%]	1%
INCOBRABILIDAD	Costo de Compra MEM	[$ / año]	6,702,686,445
INCOBRABILIDAD	Remuneración Capital	[$ / año]	5,259,875,522
INCOBRABILIDAD	Incobrabilidad	[$ / año]	186,604,252
TOTAL INCOBRABILIDAD			186,604,252

Se incluye la incobrabilidad como un factor de incremento en los valores tarifarios.

2.6. TRATAMIENTO DE CRÉDITOS Y DÉBITOS PREVIOS A LA FIJACIÓN TARIFARIA

A consecuencia de la falta de la realización de la RTI que es el mecanismo natural para balancear derechos y obligaciones de la compañía y siendo ésta prevista tanto en el Contrato de Concesión como en el Acta Acuerdo, sumado al congelamiento tarifario de los últimos años en un marco de costos fuertemente crecientes, se llevó indefectiblemente a la empresa a la insuficiencia de ingresos para operar. Por ello EDESUR debió adoptar medidas de emergencia relacionadas con el manejo de sus recursos, que en una primera etapa implicó la reducción de su capacidad para realizar inversiones, con el consecuente deterioro en su calidad de servicio y el consecuente incremento de su gasto. Al agravarse está situación se tuvo que recurrir al no pago de las obligaciones con el MEM por compra de energía, pasando luego directamente a recibir préstamos en carácter de ayuda por parte del Estado para pagar sueldo y realizar inversiones

En este sentido, surge claramente que **no fue una decisión de la Empresa el estado de su situación operativa y patrimonial en el presente**, y por lo tanto el primer aspecto que debería tratar la RTI es la solución de los mayores costos no percibidos en el pasado por decisión del Gobierno y las consecuencias emergentes de los mismos.

Sin embargo, en razón de las notas intercambiadas con la Secretaría de Energía Eléctrica sobre el tema y concordando en la conveniencia de dar un tratamiento separado de los cálculos de la RTI, **en la actual presentación de requerimiento de ingresos NO hemos incluido los necesarios para cubrir los efectos antes mencionados.**

2.7. REQUERIMIENTOS TOTALES DEL COSTOS PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

La siguiente tabla resume los requerimientos totales del Costo Propio de Distribución para la prestación del servicio considerando con los criterios y el alcance mencionado en los cálculos particulares las condiciones emanadas de las Resoluciones ENRE N° 55/16, 463/16, 492/16y 494/16.

Montos en MM$ de dic-15	Composición del VAD Tarifario	Otros Costos del Servicio	Cargos Específicos	Montos Activables	Total
Costos de Capital	6,075				**6,075**
Costos OyM de redes	4,177				**4,177**
Costos Comerciales	1,567				**1,567**
Costos no Controlables		273			**273**
Incobrabilidad		187			**187**
Morosidad y Conexión			581		**581**
Costos Indirectos de Inversión				100	**100**
Total	11,819	459	581	100	**12,960**

3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS COMERCIALES Y LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN POR ETAPA DE RED

Determinación de los Costos Comerciales y los Costos de Distribución por Etapa de Red
Determinados en el punto anterior los ingresos necesarios para normal prestación de servicio en las condiciones exigidas por la regulación aplicable, se desarolla a continuación una propuesta técnica sobre su asignación justa y economica a cada categoria de usuarios, entendiendo que la decisión final de las tarifas a aplicar es una decisión de la autorida.

En este apartado se desarrolla el cálculo de los Cargos Comerciales de Atención a Clientes, los Costos de Distribución por cada una de las etapas de la red y los Factores de Pérdidas que se aplicarán al cálculo de las Tarifas de Distribución.

La información de base utilizada para este cálculo surge de los Informe "EDESUR - Costos de Explotación, Mantenimiento y Gestión Comercial" y "EDESUR - Valores por Metodología de Reemplazo" (determinación de los costos de capital sobre el Valor Nuevo de Reemplazo) y del valor de Tasa de Rentabilidad establecido por la Resolución ENRE 493/16 del 30 de agosto.

También se ha elaborado el balance de potencia para el cálculo de los Costos de Distribución, a partir de la estructura de mercado correspondiente al año base (2015) y de los parámetros que caracterizan el consumo de cada categoría tarifaria, obtenidos de la campaña de caracterización de la carga desarrollada para las presentaciones tarifarias previas.

A partir de los costos establecidos, de los balances de potencia y de la cantidad de clientes se establecen los Cargos de Comerciales, los Costos de Distribución y los Costos No Controlables de Servicio de Distribución por etapa de red.

Los costos obtenidos se presentan a continuación.

Costos Comercial por categoria tarifaria

	Cargos Comerciales		
	Anual [$ / cliente-año]	Mensual [$ / cliente-mes]	
Tarifa 1	583	**CCT1**	48.61
Tarifa 2	1,748	**CCT2**	145.63
Tarifa T3BT	12,928	**CCT3BT**	1,077.36
Tarifa T3MT	45,290	**CCT3MT**	3,774.16
Tarifa T3AT	240,726	**CCT3AT**	20,060.51

Costo de red por nivel de tensión

	Costos de Distribución		
	Anual [$ / kW-año]	Mensual [$ / kW-mes]	
Red de AT	276	**CDAT**	22.96
Transformación AT/MT	341	**CDATMT**	28.40
Red de MT	552	**CDMT**	45.96
Transformación MT/BT	464	**CDMTBT**	38.69
Red de BT	1,679	**CDBT**	139.93

Costo no controlable del servicio asignado a cada categoría tarifaria

Costo no controlable del servicio		**Definicioón**	**Valor**
Pequeñas demandas - T1R	$ - mes	**CNCSER**	4.75
Pequeñas demandas - T1G	$ - mes	**CNCSEG**	9.48
Pequeñas demandas - T1AP	$ /kwh - mes	**CNCSEAP**	0.02
Medianas demandas - T2	$ /KW - mes	**CNCSE2**	3.27
Grandes demandas T3BT -Peaje BT	$ /KW - mes	**CNCSE3BT**	3.44
Grandes demandas T3MT -Peaje MT	$ /KW - mes	**CNCSE3MT**	6.67
Grandes demandas T3AT -Peaje AT	$ /KW - mes	**CNCSE3AT**	14.87

A continuación se describe, la determinación de los distintos parámetros que intervienen en la determinación de estos costos.

3.1. CARGOS COMERCIALES DE ATENCIÓN AL CLIENTE

Los costos asignados a los Cargos Comerciales de atención al cliente, surgen del informe “EDESUR - Costos de Explotación, Mantenimiento y Gestión Comercial” de agrupar los valores que están asociados a cada categoría, identificados como los costos directos, y los indirectos de administración asignados en forma proporcional a los costos directos.

CONCEPTO	Unidad	VALOR
Costo anual Comercial - T1	$ / año	1,366,843,742
Costo anual Comercial - T2	$ / año	48,907,259
Costo anual Comercial - T3BT	$ / año	79,265,458
Costo anual Comercial - T3MT	$ / año	70,739,080
Costo anual Comercial - T3AT	$ / año	902,723
		1,566,658,262

Tomando en cuenta la cantidad de clientes por categoría tarifaria en el año base de cálculo (2015), se presenta el cálculo de los cargos correspondientes.

	Costo Total [$ / año]	Cantidad de clientes [#]	Cargos Comerciales		
			Anual [$ / cliente-año]	Mensual [$ / cliente-mes]	
Tarifa 1	1,366,843,742	2,343,237	583	**CCT1**	48.61
Tarifa 2	48,907,259	27,986	1,748	**CCT2**	145.63
Tarifa T3BT	79,265,458	6,131	12,928	**CCT3BT**	1,077.36
Tarifa T3MT	70,739,080	1,562	45,290	**CCT3MT**	3,774.16
Tarifa T3AT	902,723	4	240,726	**CCT3AT**	20,060.51
TOTAL	**1,566,658,262**				

3.2. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN POR ETAPA DE LA RED

Los Costos de Distribución para cada etapa de la red comprenden los costos del capital invertido tanto en instalaciones eléctricas como en instalaciones y bienes no eléctricos necesarios para el funcionamiento de la distribuidora, y los costos de operación y mantenimiento de esas instalaciones incluyendo la parte proporcional de costos indirectos de las actividades de administración y apoyo.

3.2.1. COSTO DE CAPITAL

De acuerdo a lo indicado anteriormente y en el Informe “EDESUR - Valores por Metodología de Reemplazo”, se ha procedido en el punto 2.2 Costo de capital, a determinar los Valores a remunerar a nivel de cada instalación.

A partir de los mismos se determinó su apertura por cada etapa de la red de distribución, incluyendo la correspondiente asignación del VNR no eléctrico, según se indica en la tabla siguiente:

Etapa de Red		Remuneración [$-año]
REMUNERACIÓN Total AT	$ / año	592,871,771
REMUNERACIÓN Total AT / MT	$ / año	803,848,790
REMUNERACIÓN Total MT	$ / año	1,247,079,906
REMUNERACIÓN Total MT / BT	$ / año	991,839,857
REMUNERACIÓN Total BT	$ / año	2,439,670,563
REMUNERACIÓN TOTAL	**$ / año**	**6,075,310,888**

3.2.2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Los costos totales de operación y mantenimiento de las redes e instalaciones para cada etapa de la red, incluyendo los costos directos y los indirectos o de apoyo cuyo cálculo se presenta en el Informe "EDESUR - Costos de Explotación, Mantenimiento y Gestión Comercial", se muestran en la siguiente tabla:

Etapa de Red		Costos de OyM ($/AÑO)
REMUNERACIÓN Total AT	$ / año	470,892,160
REMUNERACIÓN Total AT / MT	$ / año	469,744,612
REMUNERACIÓN Total MT	$ / año	803,404,124
REMUNERACIÓN Total MT / BT	$ / año	302,050,778
REMUNERACIÓN Total BT	$ / año	2,130,997,919
REMUNERACIÓN TOTAL	**$ / año**	**4,177,089,593**

3.2.3. COSTOS DE REDES

El costo Total de Redes para cada nivel de tensión o etapa de distribución se calcula como la suma directa de los costos de capital y los costos de operación y mantenimiento correspondientes, según se indica a continuación.

Etapa de Red		Remuneración [$-año]	Costos de OyM ($/AÑO)	Costo de Redes ($-año)
REMUNERACIÓN Total AT	$ / año	592,871,771	470,892,160	1,063,763,932
REMUNERACIÓN Total AT / MT	$ / año	803,848,790	469,744,612	1,273,593,401
REMUNERACIÓN Total MT	$ / año	1,247,079,906	803,404,124	2,050,484,031
REMUNERACIÓN Total MT / BT	$ / año	991,839,857	302,050,778	1,293,890,636
REMUNERACIÓN Total BT	$ / año	2,439,670,563	2,130,997,919	4,570,668,482
REMUNERACIÓN TOTAL	**$ / año**	**6,075,310,888**	**4,177,089,593**	**10,252,400,481**

3.3. FACTORES DE PÉRDIDA

Para el cálculo de los valores tarifarios **se han considerado los valores actualmente reconocidos en el Contrato de Concesión**:

	Por Etapa de Red		A Nivel de Suministro	
Factores de Pérdidas	**FPP**	**FPE**	**FPP**	**FPE**
Red de MAT (220 kV)	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Red de AT	1.0300	1.0280	1.0300	1.0280
Transformación AT/MT	1.0052	1.0048	1.0354	1.0329
Red de MT	1.0421	1.0379	1.0790	1.0720
Transformación MT/BT	1.0239	1.0211	1.1048	1.0947
Red BT (con Acometidas y Medidores)	1.0346	1.0305	1.1430	1.1280

Factor de Pérdidas entre Niveles de Suministro y Etapas de la Red						
Nivel de Suministro -->	Sum. MAT	Sum. AT	Sum. ATMT	Sum. MT	Sum. MTBT	Sum. BT
Etapa de Red	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Red de MAT (220 kV)	1.00000	1.03000	1.03540	1.07900	1.10479	1.14300
Red AT		1.03000	1.03540	1.07900	1.10479	1.14300
Transformación AT/MT			1.00524	1.04757	1.07261	1.10971
Red MT				1.04211	1.06701	1.10392
Transformación MT/BT					1.02390	1.05931
Red BT						1.03459

3.4. BALANCE DE POTENCIA PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Para efectuar el cálculo de los Costos de Distribución correspondientes a cada etapa de la red, se efectuó un balance de potencia considerando la demanda unitaria típica de potencia correspondiente a cada categoría tarifaria, y el mercado considerado en el año base de cálculo.

Los requerimientos unitarios de potencia se determinaron a partir de los factores de carga y de simultaneidad establecidos a partir de los resultados de la campaña de caracterización de la carga desarrollada para las presentaciones tarifarias previas.

Para efectuar el balance de potencia, teniendo en cuenta lo indicado en la Resolución ENRE N° 55/2016, se ha separado la potencia asociada al Uso de Redes de la potencia facturada a los clientes. Siendo que esta última surgirá del Régimen Tarifario a aplicar.

Para la categoría T1R se consideró un (1) cargo comercial, un (1) cargo fijo y tres (3) cargos variables por bloques de consumo.

Para la categoría T1G se consideró un (1) cargo comercial, un (1) cargo fijo y tres (3) cargos variables por bloques de consumo.

Para la categoría T2 se considera un cargo comercial, un cargo por compra de potencia aplicado a la máxima registrada en cada mes, un cargo por potencia contratada y un cargo variable.

Finalmente la división de la categoría T3 por nivel de tensión se mantiene, pero los cargos a aplicar son un cargo comercial, un cargo por compra de potencia a aplicar a la potencia registrada en cada mes, un cargo por uso de red a aplicar a la potencia máxima registrada y tres cargos variables por tramo horario.

Las estructuras de mercado consideradas correspondientes al año 2015 (excluyendo consumos asociados a barrios carenciados o bocas de expendio) es la siguiente:

		Energía [kWh / año]					Potencia [kW / año]
	Clientes	TOTAL	Energía acumulada por banda	En Punta	En Resto	En Valle	Uso de Redes
T1 R <300	689,163	675,737,584	3,181,945,684				
T1 R >300 y < 900	1,114,041	4,275,874,298	3,272,469,998				
T1 >900	278,297	2,823,521,118	1,320,717,318				
T1 G 0-1600	204,603	637,890,828	1,186,359,628				
T1 G 1600 -4000	41,895	658,438,400	475,665,600				
T1 G > 4000	15,237	654,002,772	288,306,772				
T1 AP	0	501,238,999					
T2	27,986	1,327,984,000					6,200,681
T3 BT	5,947			389,612,270	885,361,202	193,501,081	6,775,947
T3 MT	1,083			373,908,266	1,104,821,115	364,532,534	4,829,859
T3 AT	1			1,171,947	19,197,607	9,654,610	78,480
TP BT	184			42,981,967	124,547,739	32,567,741	622,347
TP MT	479			554,942,630	1,483,726,716	603,110,740	5,436,752
TP AT	3			23,610,824	61,261,774	28,496,238	68,785
TOTALES	2,378,919	**17,851,694,999**					**24,012,852**

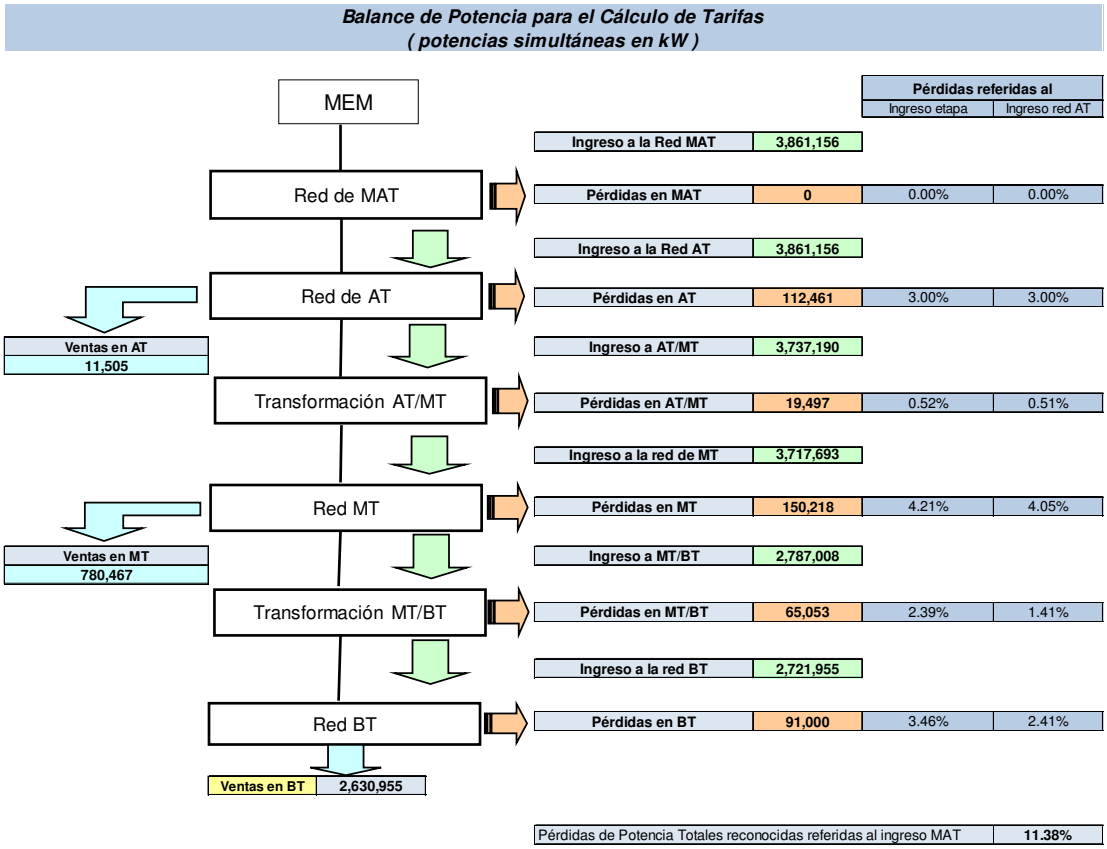
Nota: no se consideran consumos asociados a bocas de expendio.

Los factores considerados para determinar los requerimientos de potencia por categoría y por nivel de tensión fueron los siguientes:

- **Categoría T1:** factores de carga, potencias típicas, factores de incidencia sobre las distintas etapas de la red y factores de asignación a los cargos fijos y variables

- **Categorías T2 y T3:** factores de simultaneidad y factores de incidencia sobre las distintas etapas de la red

El Balance de Potencia resultante es el siguiente.



3.5. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN POR ETAPA DE LA RED

Una vez determinados los Costos de Redes y el Balance de Potencia para todas las etapas de la red, el cálculo de los Costos de Distribución se efectúa dividiendo el Costo de cada etapa de la red por la demanda de potencia que ingresa en esa etapa, según se muestra a continuación.

	Costo de Redes [$ / año]	Demanda Ingresada [kW]	Costos de Distribución		
			Anual [$ / kW-año]	Mensual [$ / kW-mes]	
Red de AT	1,063,763,932	3,861,156	276	**CDAT**	22.96
Transformación AT/MT	1,273,593,401	3,737,190	341	**CDATMT**	28.40
Red de MT	2,050,484,031	3,717,693	552	**CDMT**	45.96
Transformación MT/BT	1,293,890,636	2,787,008	464	**CDMTBT**	38.69
Red de BT	4,570,668,482	2,721,955	1,679	**CDBT**	139.93
TOTAL	**10,252,400,481**				

3.6. COSTOS NO CONTROLABLES DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

La siguiente tabla muestra los criterios y asignación de los Costos No Controlables de Servicio de Distribución a las distintas tarifas propuestas:

Costo no controlable del servicio		Energía para asiganación a la categoria	Parametro de Asignación al cliente	CARGO $/año	Definicioón	Valor
Pequeñas demandas - T1R	$ - mes	7,775,133,000	2,081,501	57	**CNCSER**	4.75
Pequeñas demandas - T1G	$ - mes	1,950,332,000	261,736	114	**CNCSEG**	9.48
Pequeñas demandas - T1AP	$ /kwh - mes	501,238,999	501,238,999	0	**CNCSEAP**	0.02
Medianas demandas - T2	$ /KW - mes	1,327,984,000	6,200,681	3	**CNCSE2**	3.27
Grandes demandas T3BT -Peaje BT	$ /KW - mes	1,668,572,000	7,398,294	3	**CNCSE3BT**	3.44
Grandes demandas T3MT -Peaje MT	$ /KW - mes	4,485,042,000	10,266,611	7	**CNCSE3MT**	6.67
Grandes demandas T3AT -Peaje AT	$ /KW - mes	143,393,000	147,265	15	**CNCSE3AT**	14.87
TOTAL		**17,851,694,999**				

4. ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS A LOS CARGOS TARIFARIOS

La determinación de los factores de asignación tiene por objeto caracterizar la modalidad de consumo de cada categoría mediante una serie de parámetros y relaciones que se obtienen de las propias curvas de carga de cada categoría tarifaria, y de su relación con las curvas de carga correspondientes a las diferentes etapas de las redes de la empresa.

Una vez establecidas las categorías tarifaria se deben determinar las curvas de carga características para cada una de ellas, a partir del procesamiento de la campaña de medición, y establecer las curvas de carga de las instalaciones correspondientes a los distintos niveles de tensión (BT, MT y AT) a partir de mediciones disponibles en las redes o, en su defecto, agregando las curvas de carga de las categorías tarifarias por nivel de tensión.

Estos factores de asignación pueden ser modificados en caso de realizarse una campaña de medición nueva, y que de la misma surjan modalidades de consumo con diferencias importante a las asumidas, que justifique su ajuste.

Para el análisis de la asignación de los costos asociados a la potencia (costos de redes y costos de compra de potencia en el mercado) la curva relevante a considerar es la correspondiente a los días hábiles.

4.1. FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS

Antes de la definición de los Factores de Asignación de Costos a los parámetros tarifarios de las distintas categorías se presenta una síntesis de los Costos a Transferir y de las Categorías y Parámetros Tarifarios considerados.

4.1.1. COSTOS A TRANSFERIR A LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Los costos que deben ser transferidos a las tarifas de distribución se pueden agrupar en los siguientes conceptos:

1. **Costos Comerciales (CC):** comprende los costos requeridos para la gestión comercial de las distintas categorías tarifarias. Se expresan en $/mes.
2. **Costos de Redes (CR):** incorporan todos los costos requeridos para la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica. Se agrupan por nivel de tensión (etapas de AT, MT y BT de las redes) y se expresan en $/kW-mes.
3. **Costos de abastecimiento:** corresponden a los costos de compra de la potencia y la energía en el MEM, o pass-through. Se expresan en $/kW-mes para la potencia y en $/kWh para la energía.

4.1.2. CATEGORÍAS Y PARÁMETROS TARIFARIOS

Se considera la siguiente estructura de categorías y cargos tarifarios:

USUARIOS CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA

En esta clasificación se agrupan las categorías Tarifa 1 Residencial (T1R), Tarifa 1 General (T1G) y Tarifa Alumbrado Público (TAP).

Los parámetros de estas categorías son:

- **Un Cargo Fijo (CF):** que contiene los Costos Comerciales (CC) correspondientes a la categoría y parte de los Costos de Redes (CR), y del Costo de Compra de Potencia (CCP). La categoría T1AP no tiene cargo fijo.
- **Cargos Variables (CV):** que contienen la parte de los Costos de Redes (CR) no asignados al CF y los costos de abastecimiento de potencia y energía. La categoría T1R tiene tres (3) CV, la categoría TAP tienen un (1) CV mientras que la categoría T1G tiene tres (3) CV.

USUARIOS CON MEDICIÓN SIMPLE DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

En esta clasificación sólo se encuentra la categoría Tarifa 2, medianas demandas.

Los parámetros tarifarios para esta categoría son:

- **Un Cargo Fijo (CF):** que contiene los Costos Comerciales (CC) correspondientes a la categoría.
- **Un Cargo por Potencia Demandada:** que comprende el costo de abastecimiento de potencia.
- **Un Cargo por Capacidad Contratada:** que incorpora los Costos de Redes (CR)
- **Un Cargo Variable (CV):** que contiene los costos de abastecimiento de energía.

USUARIOS CON MEDICIÓN HORARIA DE ENERGÍA Y DEMANDA MÁXIMA

En esta clasificación sólo se agrupan las categorías de Tarifa 3 y Peaje, por cada nivel de tensión.

Los parámetros tarifarios de estas categorías son:

- **Un Cargo Fijo (CF):** que contiene los Costos Comerciales (CC) correspondientes a cada categoría.
- **Un Cargo por Potencia Demandada en Punta:** que comprende el costo de abastecimiento de potencia.
- **Un Cargo por Capacidad Máxima Contratada:** que incorpora los Costos de Redes (CR)
- **Cargos Variables por tramo horario (CV):** que contienen los costos de abastecimiento de energía.

4.1.3. FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS A LOS PARÁMETROS TARIFARIOS

De acuerdo a lo indicado precedentemente deben definirse una serie de factores que permitan efectuar la asignación de los distintos costos a a cada uno de los parámetros de las categorías tarifarias.

Estos parámetros se determinan analizando la incidencia de la forma de consumo de cada categoría en cada costo en particular, para lo que se debe caracterizar a forma típica de consumo de cada categoría mediante el procesamiento de la campaña de medición.

PARÁMETROS DE CONSUMO PARA PEQUEÑAS Y MEDIANAS DEMANDAS (T1 Y T2)

Los parámetros que deben establecerse para cada categoría tarifaria son los siguientes:

KEP = participación en el horario de punta del consumo de la categoría (cat).

KER = participación en el horario de resto del consumo de la categoría (cat).

KEV = participación en el horario de valle del consumo de la categoría (cat).

FC = factor de carga medio de la categoría (cat).

KF = factor de asignación de la potencia al cargo fijo para la categoría (cat).

Pot = potencia máxima promedio de la categoría en horas de remuneración de la potencia)

Los factores KF y Pot se calcularon a partir del análisis de la curva Energía-Potencia correspondiente a la categoría, y de la consideración de las bandas de consumo. Estas curvas se determinaron con los resultados obtenidos de la campaña de medición.

Los factores FC y KE fueron obtenidos directamente del procesamiento de la información de la campaña de medición.

FACTORES DE SIMULTANEIDAD Y DE COINCIDENCIA PARA LAS CATEGORÍAS CON MEDICIÓN DE POTENCIA (T2, T3 Y PEAJE)

Para la asignación de costos en las categorías tarifarias con medición de demanda máxima (T2, T3 y Peaje) se deben establecer los factores de simultaneidad de la demanda máxima de cada usuario con la demanda máxima de su respectiva categoría, o simultaneidad interna, y los factores de coincidencia de la demanda máxima de la categoría con la demanda máxima de la distribuidora.

De esta manera se determina la contribución de cada usuario individual a la demanda máxima de la categoría, y la contribución de esa categoría a la demanda máxima de la distribuidora.

Los factores de simultaneidad interna se calcularon para el período de punta, para establecer la contribución a la compra de potencia, y para la máxima absoluta, para la contribución al costo de redes.

Los factores de simultaneidad interna se obtuvieron directamente del procesamiento de los resultados de la campaña de medición, mientras que los factores de coincidencia surgieron del análisis de la curva de carga típica obtenida para cada categoría y de la curva de carga total típica de la distribuidora.

FACTORES DE INCIDENCIA DE LAS DISTINTAS CATEGORÍAS CON LAS DISTINTAS ETAPAS DE LA RED

Estos factores permiten asignar el costo de las redes, en sus distintas etapas (AT, MT y BT), a cada una de las categorías tarifarias considerando la contribución de esa categoría a la máxima solicitación (demanda máxima) de esa etapa de la red.

Estos factores surgen del análisis de la curva de carga típica obtenida para cada categoría y de las curvas de carga típicas para cada etapa de la red (AT, M y BT).

4.1.4. CURVAS DE CARGA DE INSTALACIONES

Como se ya se vio una parte de la información básica requerida para determinar los factores de asignación de costos a las distintas categorías tarifarias es la curva de carga típica representativa de las distintas etapas, o niveles de tensión, de la red de distribución: Alta Tensión (comprende todas las instalaciones de 132 kV o más incluyendo las EETT AT/MT), Media Tensión (incluye las redes de MT) y Baja tensión (comprende los CT MT/BT y las redes de BT).

Para la determinación de las curvas de las instalaciones se puede efectuar el procesamiento de curvas típicas de instalaciones disponibles por mediciones habituales, o específicas, verificando la información con la acumulación de los resultados de la campaña de medición de clientes consolidada para cada Nivel de Tensión.

En todos los casos debe determinarse la curva de carga típica para los días hábiles, que es cuando se produce la mayor solicitación de las distintas instalaciones.

Etapa de BT de la Red

La curva de carga típica representativa de la red de BT se determina, en general, a partir de la información disponible de la campaña de medición realizada en los centros de transformación de MT/BT, efectuándose una cierre a partir de los resultados obtenidos de la campaña de medición de los clientes en BT, tomando en cuenta la estructura de mercado existen en este nivel de suministro.

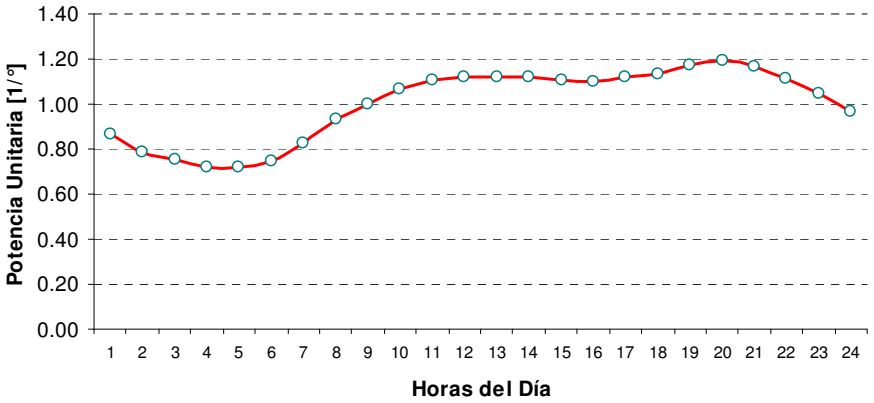
Se debe obtener las curva de carga representativas de las instalaciones en Baja Tensión, correspondiente a un día hábil típico.

Como ejemplo se muestra una curva característica de la red de BT determinada para una distribuidora.

Etapa de MT DE la Red

La curva de carga representativa de la red de Media Tensión se calcula a partir de la información disponible de mediciones en Subestaciones Transformadoras AT/MT y, al igual que en el caso de la red BT, considerando los resultados obtenidos de la campaña de medición de los clientes en BT y MT, y la estructura de mercado agregada hasta este nivel de suministro.

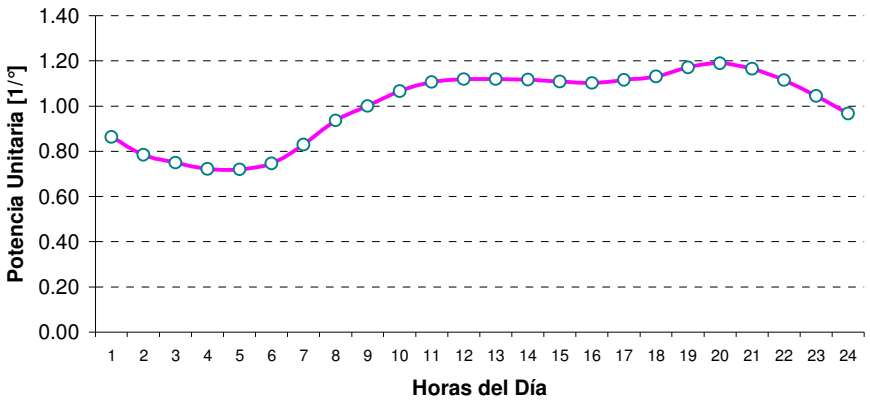
Se muestra un ejemplo de una curva de carga característica de la red de MT de una distribuidora.



Etapa de AT de la Red

En este caso se utilizado como curva de carga para esta etapa de la red la correspondiente a la curva de carga máxima típica de la distribuidora.

Un ejemplo se muestra en el gráfico siguiente:



CATEGORÍAS SIN MEDICIÓN DE POTENCIA (T1)

Los distintos costos a transferir a las tarifas de distribución están expresados de distinta manera: los Costos Comerciales como un cargo fijo mensual; los Costos de Redes como un costo mensual por unidad de potencia máxima demandada por etapa de red; Los Costos de Abastecimiento de Potencia en función de la potencia coincidente de la distribuidora; y los Costos de Abastecimiento de Energía como un precio para la energía consumida en cada banda horaria.

Por este motivo es necesario determinar, para cada categoría tarifaria, la participación en la demanda de cada etapa de la red, en la demanda máxima de potencia de la distribuidora y la participación del consumo de energía por banda horaria.

En el caso de las categorías sin medición de potencia todos los parámetros necesarios deben determinarse a partir del consumo de energía, que es la única variable que se mide.

Por ese motivo los factores a determinar son:

- El Factor de Carga (FC)
- Las participaciones del consumo de energía por banda horaria, KE
- La potencia característica, Pot, y el factor de asignación de costos al cargo fijo, KF

A continuación se describen la metodología para la determinación de cada uno de estos factores, a partir del procesamiento de las mediciones obtenidas en las campañas de medición de usuarios.

Factores de Carga (FC)

Son los factores que relacionan el consumo mensual de energía con la demanda máxima de potencia de las categorías sin medición de potencia (T1R, T1G y AP).

Se calcula para la categoría “j” con la expresión:

$$FC_j = \frac{Emes_j}{730 \times Pmáx_j}$$

Donde:

$Emes_j$: es la energía mensual promedio consumida por la categoría tarifaria "j"

$Pmáx_j$: es la demanda máxima de potencia promedio de la categoría tarifaria "j"

FACTORES DE PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO POR BANDA HORARIA (KEP, KER, KEV)

Estos factores indican el porcentaje de la energía total consumida que corresponde a cada banda horaria y se calculan para todas las categorías sin medición horaria (T1R, T1G, T1AP y T2).

Las expresiones de cálculo son:

$$KEP_j = \frac{Epunta_j}{Etotal_j} \qquad KER_j = \frac{Eresto_j}{Etotal_j} \qquad KEV_j = \frac{Evalle_j}{Etotal_j}$$

Donde:

$Epunta_j$: es la energía consumida en el horario de punta por la categoría "j"

$Eresto_j$: es la energía consumida en el horario de punta por la categoría "j"

$Evalle_j$: es la energía consumida en el horario de punta por la categoría "j"

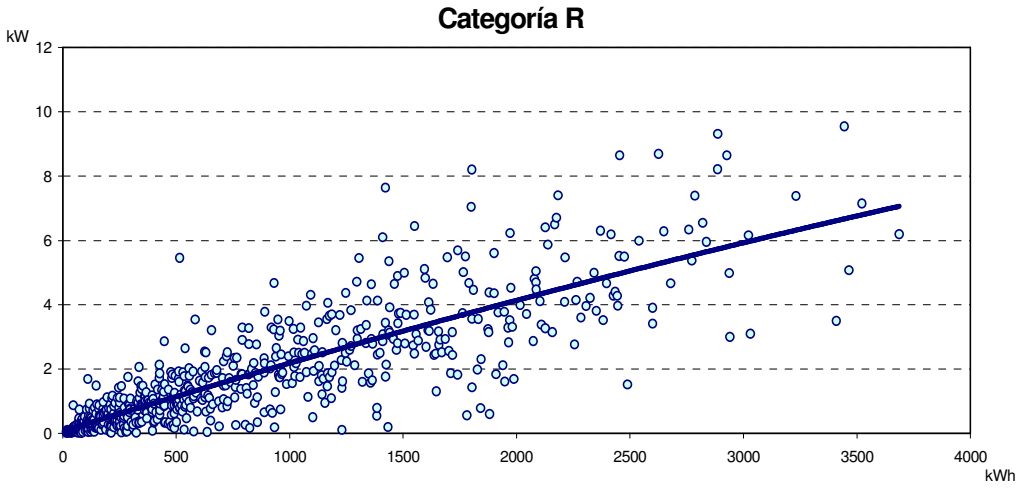
$Etotal_j$ = Epuntaj + $Eresto_j$ + $Evalle_j$: es la energía total consumida por la categoría "j"

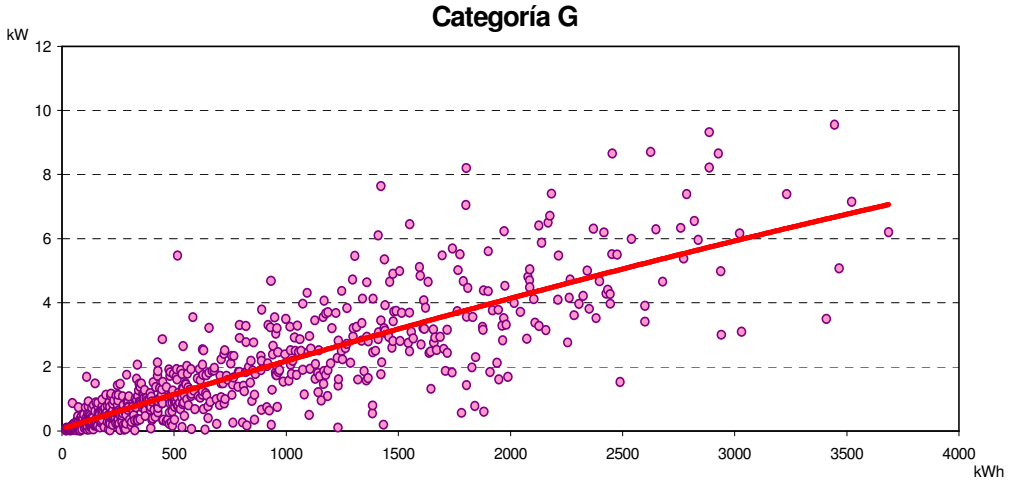
Potencia característica, POT, y el factor de asignación de costos al cargo variable, KFV – Parábola Natural

Para la asignación de los Costos asociados a la potencia en las categorías sin medición de potencia se debe efectuar el estudio de la relación Potencia-Energía de cada categoría para determinar las relaciones necesarias.

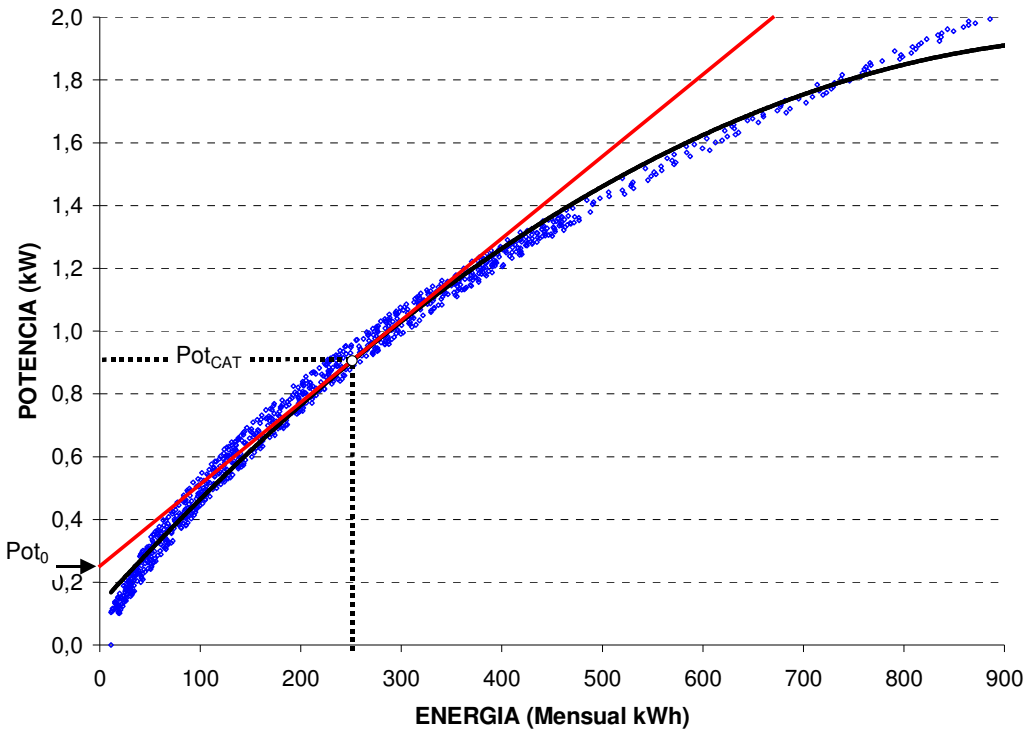
Las potencias a considerar para la elaboración de la curva debe ser la simultánea con la máxima de la distribuidora, y no la máxima del cliente, de manera de determinar directamente la contribución a la máxima demanda.

En general las curvas típicas presentan las formas indicadas, en los gráficos siguientes, se presentan los resultados de mediciones efectuadas en una distribuidora para las categorías de clientes residenciales y generales





Como se indicó, para la asignación de costos en estas categorías, se considera el estudio de la curva Potencia-Energía, y la determinación de la recta tangente a esa curva en el punto de consumo medio de la categoría, según se muestra en el esquema donde se plantea el análisis de una categoría única, siendo el criterio aplicable para el caso de categorías por rangos de consumo.



En la curva planteada, obtenida a partir de la interpolación de una serie de mediciones de curvas de carga en los clientes, se traza la recta tangente a la misma en el punto de consumo medio de energía de la categoría, obteniéndose también la potencia media correspondiente.

La ordenada al origen y la pendiente de la recta son:

Ordenada al origen = Pot_0

Pendiente = $\dfrac{(Pot_{CAT} - Pot_0)}{Pot_{CAT} \times FC \times 730}$

Siendo Pot_0 el valor de potencia en que la recta tangente corta el eje de ordenadas, Pot_{CAT} el valor medio de potencia de la categoría y FC el factor de carga medio de la categoría referido a la potencia simultánea (determinado según se indicó anteriormente).

La pendiente puede expresarse como:

Pendiente = $\dfrac{\left(1 - \dfrac{Pot_0}{Pot_{CAT}}\right)}{FC \times 730}$

Si llamamos KF = $\frac{Pot_0}{Pot_{CAT}}$, la recta de la potencia (P) en función del consumo de energía (E) se puede expresar como:

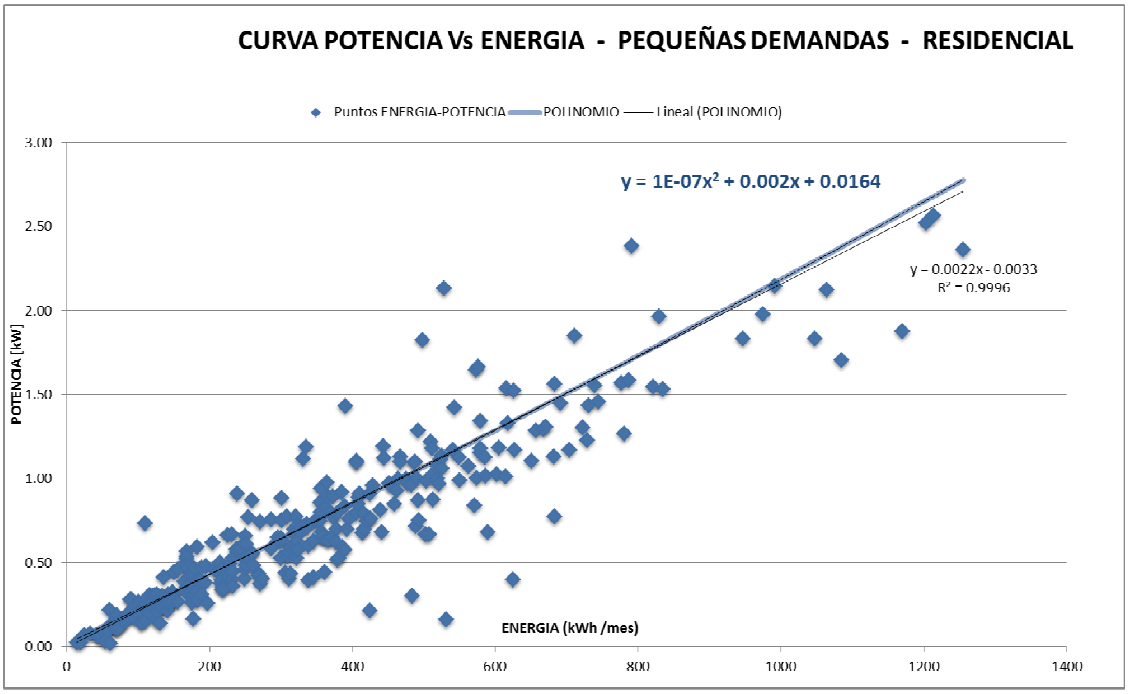
$$P = Pot_{CAT} \times KF + \frac{(1 - KF)}{FC \times 730} \times E$$

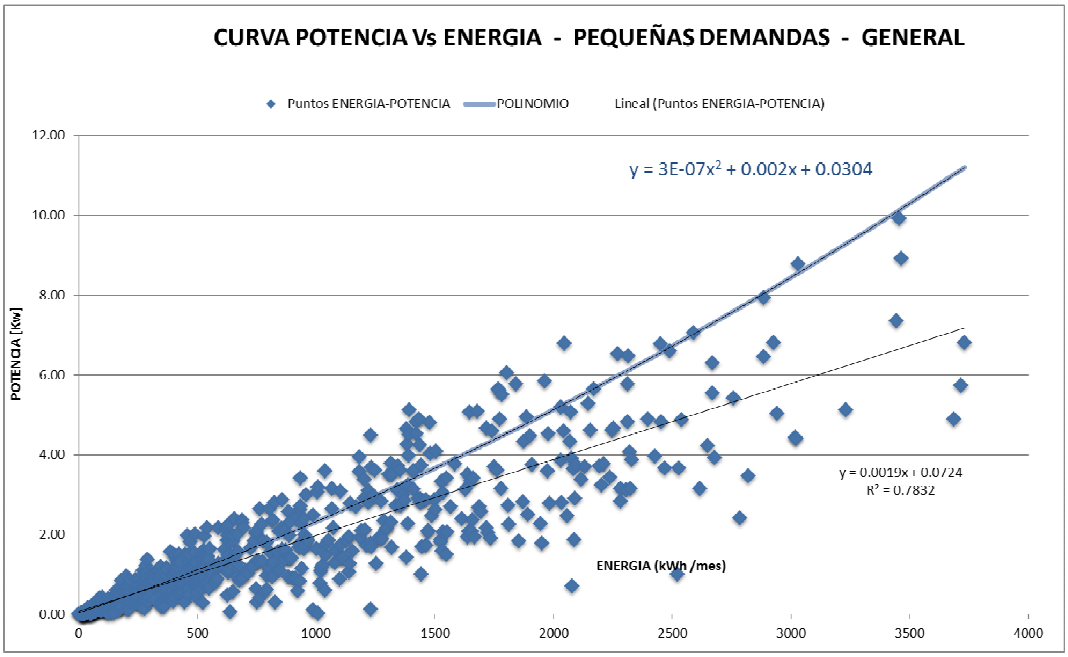
O lo que es lo mismo un cargo fijo (Pot_{CAT} x KF) y un cargo variable ((1-KF) / FC x 730) en función de la energía.

Para determinar el valor de KF correspondiente a cada categoría se deben determinar la curvas Potencia-Energía correspondientes y trazar las rectas tangentes en el punto de Pot (potencia promedio de los usuarios de la categoría).

Potencia característica, POT, y el factor de asignación de costos al cargo variable, KFV – Parábola Propuesta

Como se desprende de las mediciones de carga disponible tanto la R como la G tienen una distribución parabólica decreciente. Con el fin de dar mejor señal respecto al Ahorro y Eficiencia Energética se ha propuesto una deformación de dicha curva invirtiendo levemente su forma parabólica. En el "Anexo 1 – Propuesta Alternativa T1 R" se muestra otra función parabólica y distribución del cargo comercial con el fin de mejorar dicha señal y minimizar el impacto en los primeros estratos de la misma.





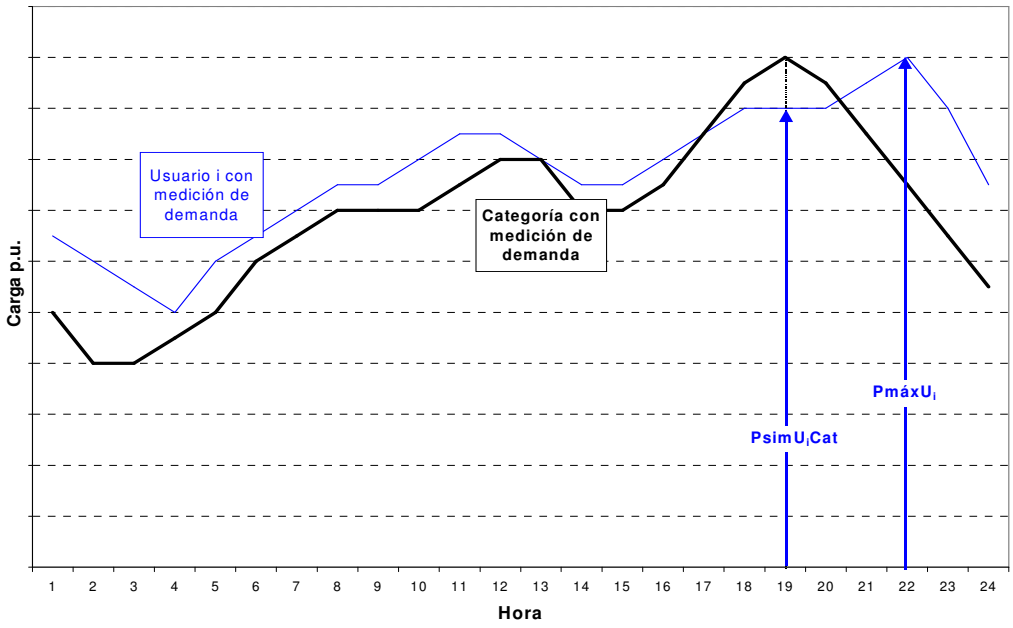
CATEGORÍAS CON MEDICIÓN DE POTENCIA (T2, T3 Y PEAJE)

Para las categorías con medición de potencia, como son las T2, T3 y Peaje en todos los niveles de tensión, como existe información sobre la potencia máxima, o la potencia máxima en punta, demandada mensualmente por cada cliente, se requiere determinar la incidencia de esa potencia en el momento de máxima demanda de la categoría y de la máxima demanda en punta de la categoría.

Por ello se deben determinar los siguientes factores de asignación.

Factor de Simultaneidad Interna

En el caso de las categorías con medición de potencia, como la demanda máxima individual de cada cliente no resultará coincidente con la demanda máxima promedio representativa de la categoría se determina un factor de simultaneidad entre los clientes individuales y la categoría (también llamada simultaneidad interna) para cada categoría según se indica en la figura.



Primeramente se debe calcular la curva de carga promedio típica de la categoría en días hábiles a partir de los datos de la campaña de medición.

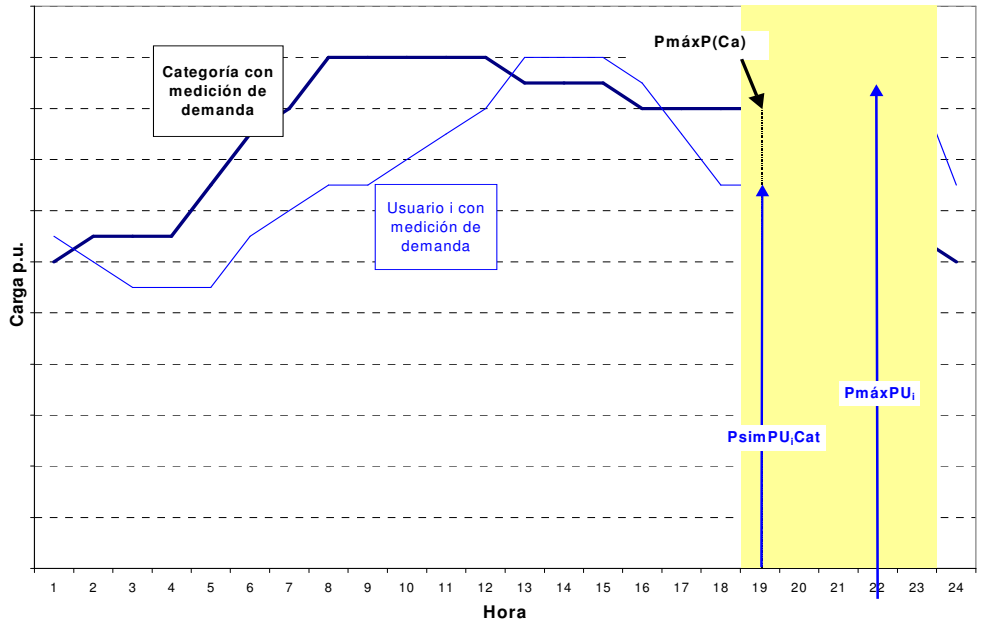
Por otra parte para cada curva promedio representativa del consumo de cada cliente en días hábiles y en el mismo período, se determina la potencia máxima individual, PmáxUi no simultánea y el valor de la potencia simultánea con la máxima de la categoría PsimUiCat para cada cliente individual. De esta manera se define el factor de simultaneidad de la categoría como:

$$\text{FSimCat} = \frac{\sum PsimUiCat}{\sum P\,\text{máx}\,Ui}$$

Factor de simultaneidad en punta de las categorías con medición horaria

Para las categorías con medición de potencia en horario de punta, se determina un factor de simultanead dentro del horario de punta, de manera similar que en el caso de la demanda máxima de potencia.

El factor de simultaneidad promedio entre la demanda máxima registrada en punta por los clientes y la demanda máxima en punta correspondiente a la categoría (siempre considerando las curvas representativas promedio anuales de los días hábiles), tal como se muestra en el siguiente esquema:



A partir de las curvas se determina la potencia máxima en punta correspondiente a cada cliente individual, PmáxPUi, el valor de la potencia de cada cliente individual simultánea con la máxima en punta de la categoría PsimUiPCat.

De esta manera se define el factor de simultaneidad en punta para la categoría como:

$$\text{FSimPCat} = \frac{\sum PsimPUiCat}{\sum P\,\text{máx}\,PUi}$$

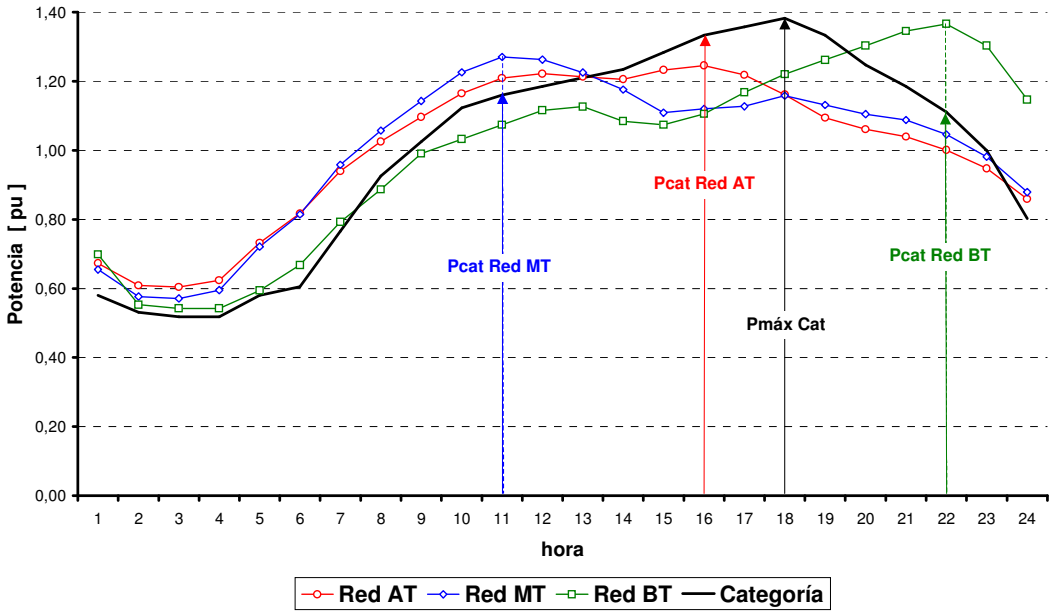
FACTORES DE INCIDENCIA CON LAS ETAPAS DE LA RED Y DE COINCIDENCIA CON EL SISTEMA

Finalmente se requiere de la determinación de los factores de incidencia de la demanda máxima de cada categoría tarifaria con la demanda máxima de cada etapa de la red, y el factor de coincidencia de la demanda de cada categoría con la demanda máxima del sistema de distribución.

Las metodologías de cálculo correspondientes se describen a continuación.

Factores de incidencia con las distintas etapas de la red de distribución

Como ejemplo ilustrativo del cálculo de los factores de coincidencia de cada categoría "j" con la demanda máxima en cada etapa de la red "i", FCO_{i-j}, se muestra a continuación, como ejemplo, un gráfico con las curvas de carga representativas de una categoría y las correspondientes a la red de AT, a la red MT y a la red BT en todos los casos para un día hábil típico.



En el gráfico se observa que los factores de incidencia se obtienen como la demanda correspondiente a la curva representativa de la categoría en la hora en que se produce la demanda máxima en cada tipo de instalación, relacionada con la demanda máxima de esa categoría, PmáxCat.

Por lo tanto los factores de coincidencia con las redes de AT, MT y de BT serán respectivamente:

$$FI_{Cat\text{-}RedAT} = \text{Pcat RedAT} / \text{PmáxCat}$$

$$FI_{Cat\text{-}RedMT} = \text{Pcat RedMT} / \text{PmáxCat}$$

$$FI_{Cat\text{-}RedBT} = \text{Pcat RedBT} / \text{PmáxCat}$$

En el caso de los usuarios con medición de potencia la PmáxCat, o sea la potencia máxima registrada para la categoría, es la potencia máxima absoluta obtenida de la curva de carga representativa de la categoría.

En el caso de las categorías sin medición de potencia, la potencia máxima de la categoría (PmáxCat) corresponde a la demanda de la curva de carga representativa de la categoría, coincidente con la demanda máxima del sistema. Es decir que se trata de la demanda simultanea de cada categoría.

Factores de Coincidencia con el Sistema (FCOS)

Son factores de coincidencia de la demanda de cada categoría tarifaria en el momento de demanda máxima del sistema de distribución (demanda máxima coincidente).

Son similares a los Factores de Incidencia por Etapa de Red que se describieron anteriormente, pero se calculan para el momento de máxima demanda del sistema total de la distribuidora, y no para el de máxima demanda de cada etapa de la red.

Se calculan para todas las categorías tarifarias y se utilizan las siguientes expresiones.

Para las categorías tarifarias sin medición horaria:

$$FCOS_j = Pcoinc_{MAX\text{-}SD\text{-}j} / Pmáx_j$$

Donde:

$Pcoinc_{MAX\text{-}SD\text{-}j}$: es la demanda de potencia promedio en el momento de máxima demanda del sistema de distribución para la categoría tarifaria "j"

$Pmáx_j$: es la demanda máxima de potencia promedio de la categoría tarifaria "j"

Para las categorías tarifarias con medición horaria:

$$FCOS_j = Pcoinc_{MAX\text{-}SD\text{-}j} / Pmáx_{PUNTA\text{-}j}$$

Donde:

$Pcoinc_{MAX\text{-}SD\text{-}j}$: es la demanda de potencia promedio en el momento de máxima demanda del sistema de distribución para la categoría tarifaria "j"

$Pmáx_{PUNTA\text{-}j}$: es la demanda máxima de potencia en el horario de punta promedio de la categoría tarifaria "j"

4.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA TARIFARIA

Tomando en cuenta todos los criterios y factores detallados anteriormente, se efectuó la asignación de los costos de distribución a las distintas categorías tarifarias utilizando los factores y parámetros que se muestran en las tablas siguientes.

	CD por Etapa de Red [$ / kW-mes]					
	CDBT	CDMTBT	CDMT	CDATMT	CDAT	CDMAT
Tarifa 1 R1	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 1 R2	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 1 G1	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 1 G2	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 1 G3	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 1 AP	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 2	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 3 y Peaje BT	139.93	38.69	45.96	28.40	22.96	
Tarifa 3 y Peaje MT			45.96	28.40	22.96	
Tarifa 3 y Peaje AT					22.96	

	Factores de Pédidas de Potencia					
	FPPBT	FPPMTBT	FPPMT	FPPATMT	FPPAT	FPPMAT
Tarifa 1 R1	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 1 R2	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 1 G1	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 1 G2	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 1 G3	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 1 AP	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 2	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 3 y Peaje BT	1.0346	1.0239	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 3 y Peaje MT	1.0000	1.0000	1.0421	1.0052	1.0300	1.0000
Tarifa 3 y Peaje AT	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0300	1.0000

Considerando la aplicación final de los Factores de Simultaneidad Interna, resultan los siguientes Costos de Distribución para cada categoría tarifaria.

	Factores de Incidencia con cada Etapa de la Red					
	BT	MTBT	MT	ATMT	AT	MAT
Tarifa 1 R1	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999
Tarifa 1 R2	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999
Tarifa 1 R3	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999
Tarifa 1 G1	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968
Tarifa 1 G2	0.924	0.924	0.924	0.924	0.924	0.924
Tarifa 1 G3	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840
Tarifa 1 AP	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Tarifa 2	0.778	0.778	0.778	0.778	0.778	0.778
Tarifa 3 y Peaje BT	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756
Tarifa 3 y Peaje MT			0.980	0.980	0.980	0.980
Tarifa 3 y Peaje AT					0.946	0.946

	Factores de Sim. Int.	CD [$ / kW-mes]	
Tarifa 1 R1	1.000	CDR1	**293.92**
Tarifa 1 R2	1.000	CDR2	**293.92**
Tarifa 1 R3	1.000	CDR3	**293.92**
Tarifa 1 G1	1.000	CDG1	**284.97**
Tarifa 1 G2	1.000	CDG2	**271.97**
Tarifa 1 G3	1.000	CDG3	**247.29**
Tarifa 1 AP	1.000	CDAP	**294.25**
Tarifa 2	0.804	CDT2	**184.10**
Tarifa 3 y Peaje BT	0.917	CDT3B	**203.99**
Tarifa 3 y Peaje MT	0.931	CDT3M	**93.43**
Tarifa 3 y Peaje AT	0.991	CDT3A	**22.17**

5. CUADRO TARIFARIO

Para la determinación del Cuadro Tarifario se han considerado los parámetros que se describen a continuación:

1. Costos de Compra de Energía y Potencia en el MEM (valores correspondientes a la Resolución MEyM N° 06/16)
2. Costos No Controlables por la Distribuidora a trasladar a tarifas (correspondientes al año2005)
3. Costos de Distribución y Comerciales (determinados en los apartados anteriores)
4. Factores de pérdidas de energía y potencia (determinados en los apartados anteriores)
5. Parámetros de caracterización de la demanda (obtenidos del procesamiento de la campaña de medición de las presentaciones tarifarias previas)

5.1. COSTOS Y PARÁMETROS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL CUADRO TARIFARIO

A continuación se presentan los distintos costos y parámetros, que no se han detallado en los apartados anteriores, que intervinieron en el cálculo del Cuadro Tarifario.

Algunos de esos parámetros, como los factores de pérdidas y los factores de caracterización de la carga, se mantendrán fijos durante el período tarifario, mientras que otros, como los costos de compra de energía y potencia y los costos no controlables, se actualizarán en cada período estacional y finalmente los Costos Comerciales y los Costos de Distribución se ajustarán aplicando índices de actualización de costos con la periodicidad establecida en el régimen tarifario.

5.1.1. Costos de Compra de la Energía y Potencia en el MEM

Los costos de compra de la energía y potencia, como así los costos de transporte, en el MEM considerados son los determinados por la Resolución MEyM 06/16, sin considerar Planes Estímulo ni Tarifa Social

CONCEPTO	Unidad	Código	VALOR APLICACIÓN
Precio de Referencia de la Potencia - Residenciales	$ / kW-mes	PPOTR	1.4276
Cargo por Transporte de Terceros - Residenciales	$ / kW-mes	CUSTR	0.6645
Precio de Referencia de la Energía en Punta - Residenciales	$ / kWh	PEpR	0.3214
Precio de Referencia de la Energía en Resto - Residenciales	$ / kWh	PErR	0.3171
Precio de Referencia de la Energía en Valle - Residenciales	$ / kWh	PEvR	0.3123

Precio de Referencia de la Potencia - Generales		$ / kW-mes	PPOTG	1.4276
Cargo por Transporte de Terceros - Generales		$ / kW-mes	CUSTG	0.6645
Precio de Referencia de la Energía en Punta - Generales		$ / kWh	PEpG	0.3214
Precio de Referencia de la Energía en Resto - Generales		$ / kWh	PErG	0.3171
Precio de Referencia de la Energía en Valle - Generales		$ / kWh	PEvG	0.3123
Precio de Referencia de la Potencia - Alumbrado Público		$ / kW-mes	PPOTA	1.4276
Cargo por Transporte de Terceros - Alumbrado Público		$ / kW-mes	CUSTA	0.6645
Precio de Referencia de la Energía en Punta - Alumbrado Público		$ / kWh	PEpA	0.3214
Precio de Referencia de la Energía en Resto - Alumbrado Público		$ / kWh	PErA	0.3171
Precio de Referencia de la Energía en Valle - Alumbrado Público		$ / kWh	PEvA	0.3123
Precio de Referencia de la Potencia - Med. Y Gdes. Dem.		$ / kW-mes	PPOT	1.4276
Cargo por Transporte de Terceros - Med. y Gdes. Dem.		$ / kW-mes	CUST	0.6645
Precio de Referencia de la Energía en Punta - Med. y Gdes. Dem.	<300KW	$ / kWh	Pep	0.3214
Precio de Referencia de la Energía en Resto - Med. y Gdes. Dem.	<300KW	$ / kWh	Per	0.3171
Precio de Referencia de la Energía en Valle - Med. y Gdes. Dem.	<300KW	$ / kWh	Pev	0.3123
Precio de Referencia de la Potencia - Med. Y Gdes. Dem.		$ / kW-mes		1.4276
Cargo por Transporte de Terceros - Med. y Gdes. Dem.		$ / kW-mes		0.6645
Precio de Referencia de la Energía en Punta - Med. y Gdes. Dem.	>300 kw	$ / kWh	Pepy	0.7730
Precio de Referencia de la Energía en Resto - Med. y Gdes. Dem.	>300 kw	$ / kWh	Pery	0.7687
Precio de Referencia de la Energía en Valle - Med. y Gdes. Dem.	>300 kw	$ / kWh	Pevy	0.7639
Fondo Nacional de la Energía Eléctrica		$/kWh	FNEE	0.0055
Cargo transitorio para la conformación del Fondo de Inversión para el MEM		$ / kWh	FONINVEMEM	0.0036

5.1.2. Costos No Controlables por la Distribuidora

Los costos no controlables por la distribuidora considerados en este cálculo, y el cálculo de los cargos correspondientes, se presentan en la siguiente tabla.

CONCEPTO	Unidad	VALOR
Impuesto movimiento cuentas corrientes	$ / año	221,269,864
Tasa de Seguridad e Higiene (previsiones)	$ / año	9,057,470
Tasa de Inspección y Control del ENRE	$ / año	22,355,298
Otras Tasas e Impuestos	$ / año	19,869,939
Reconocimento de Pasivos Regulatorios	$/año	0
Costos Totales a Trasladar a Tarifas	$ / año	272,552,571
Energía Anual Vendida	GWh / año	17,851.69

Costo no controlable del servicio		Energía para asiganación a la categoria	Parametro de Asignación al cliente	CARGO $/año	Definicioón	Valor
Pequeñas demandas - T1R	$ - mes	7,775,133,000	2,081,501	57	CNCSER	4.75
Pequeñas demandas - T1G	$ - mes	1,950,332,000	261,736	114	CNCSEG	9.48
Pequeñas demandas - T1AP	$ /kwh - mes	501,238,999	501,238,999	0	CNCSEAP	0.02
Medianas demandas - T2	$ /KW - mes	1,327,984,000	6,200,681	3	CNCSE2	3.27
Grandes demandas T3BT -Peaje BT	$ /KW - mes	1,668,572,000	7,398,294	3	CNCSE3BT	3.44
Grandes demandas T3MT -Peaje MT	$ /KW - mes	4,485,042,000	10,266,611	7	CNCSE3MT	6.67
Grandes demandas T3AT -Peaje AT	$ /KW - mes	143,393,000	147,265	15	CNCSE3AT	14.87
TOTAL		17,851,694,999				

5.1.3. Parámetros de Caracterización de la Demanda

Finalmente los parámetros de caracterización de la demanda que no se han presentado en los apartados anteriores de este Informe son los siguientes.

FACTORES DE COINCIDENCIA CON EL PICO DEL SISTEMA	UNIDADES	VALOR
FCT2_S	°/1	0.933
FCT3_BT_S	°/1	0.922
FCT3_MT_S	°/1	0.993
FCT3_AT_S	°/1	0.994
FCFTT_MAT_S	°/1	1.000

FACTORES DE SIMULTANEIDAD INTERNA EN PUNTA	UNIDADES	VALOR
FSIMPT3_BT	°/1	0.975
FSIMPT3_MT	°/1	0.987
FSIMPT3_AT	°/1	0.997
FSIMPFTT_MAT	°/1	1.000

PARAMETROS DE CONSUMO PARA LAS PEQUEÑAS DEMANDAS	UNIDADES	R1	R2	R3	G1	G2	G3	T2	AP
KEP	%	29.6%	29.7%	29.7%	25.1%	24.4%	21.8%	20.9%	35.0%
KER	%	45.8%	45.7%	45.7%	60.9%	61.1%	63.3%	62.6%	10.0%
KEV	%	24.6%	24.6%	24.6%	14.0%	14.5%	14.9%	16.5%	55.0%
Cmed	°/1	81.7099	320	845	260	1310	3577		
FC	°/1	0.6187	0.6363	0.6400	0.6188	0.5725	0.5094		0.468
Kcd	°/1	0.0682	0.0161	-0.0483	0.0184	-0.1174	-0.1135		
Kf	°/1	0.0682	0.0161	-0.0483	0.0184	-0.1174	-0.1135		
POT	[kW / mes]	0.227	0.402	1.161	0.660	3.121	6.744		

Los valores negativos que se observan en esta última tabla se producen debido a la deformación de la parábola natural de distribución de las tarifas T1 para crear cargos tarifarios progresivos.

5.2. Cuadro Tarifario Resultante

El cuadro tarifario resultante se presenta a continuación.

TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS (POTENCIAS MENORES A 10 KW)

T1R - RESIDENCIAL		R1	R2	R3
CARGO FIJO (CC+VAD+ CNSER)	$/mes.	58.49		
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.985	1.001	1.039

T1G - GENERAL		G1	G2	G3
CARGO FIJO	$/mes.	62.16		
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.999	1.109	1.123
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041	0.0041	0.0041

TARIFA ALUMBRADO PUBLICO		AP
CARGO VARIABLE	$/kWh	1.259
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041

TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS (POTENCIAS IGUALES O MAYORES A 10 KW Y MENORES A 50 KW)

		T2
CARGO POR GESTION COMERCIAL	$/mes	147.09
CARGO POTENCIA REGISTRADA	$/kW-mes	1.811
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	189.24
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.368
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS (POTENCIAS IGUALES O MAYORES A 50 KW)

		menores de 300 KW		
		T3 BT	T3 MT	T3 AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1,088.1	3,811.9	20,261.1
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/kW-mes	2.171	2.232	2.157
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	209.51	101.10	37.41
CARGO ENERGIA (P)	$/kWh	0.372	0.354	0.339
CARGO ENERGIA (R)	$/kWh	0.367	0.349	0.335
CARGO ENERGIA (V)	$/kWh	0.362	0.344	0.330
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041	0.0039	0.0037

		Mayores de 300 KW		
		T3 BT	T3 MT	T3 AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1,088.1	3,811.9	20,261.1
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/kW-mes	2.171	2.232	2.157
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	209.51	101.10	37.41
CARGO ENERGIA (P)	$/kWh	0.887	0.843	0.808
CARGO ENERGIA (R)	$/kWh	0.882	0.838	0.804
CARGO ENERGIA (V)	$/kWh	0.877	0.833	0.799
FONINVEMEM	$/kWh	0.0037	0.0037	0.0037

TARIFA DE PEAJE

		TPJ T2
CARGO POR GESTION COMERCIAL	$/mes	147.09
CARGO POTENCIA REGISTRADA	$/MW-mes	729.89
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	189238.89
CARGO VARIABLE	$/MWh	41.300
FONINVEMEM	$/kWh	0.4654

		menores de 300 KW		
		TPJ BT	TPJ MT	TPJ AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1088.13	3811.90	20261.12
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/MW-mes	271.58	163.45	62.81
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	209512.74	101102.44	37405.96
CONSUMO DE ENERGIA (P)	$/MWh	42.256	23.298	9.244
CONSUMO DE ENERGIA (R)	$/MWh	41.700	23.456	9.122
CONSUMO DE ENERGIA (V)	$/MWh	41.076	23.105	8.985
FONINVEMEM	$/kWh	0.4654	0.2618	0.1018

		Mayores de 300 KW		
		TPJ BT	TPJMT	TPj AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1088.13	3811.90	20261.12
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/MW-mes	271.58	163.45	62.81
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	209512.74	101102.44	37405.96
CONSUMO DE ENERGIA (P)	$/MWh	100.643	56.612	22.016
CONSUMO DE ENERGIA (R)	$/MWh	100.087	56.299	21.894
CONSUMO DE ENERGIA (V)	$/MWh	99.463	55.948	21.757
FONINVEMEM	$/kWh	0.1018	0.1018	0.1018

OTROS CARGOS TARIFARIOS

		AVISO DE SUSPENSIÓN	SERVICIO DE REHABILITACIÓN
TARIFA T1-R	$/#	44.17	137.09
TARIFA T1-G Y AP	$/#	93.48	2071.24
TARIFAS 2 Y 3	$/#	309.16	4587.82

		A) CONEXIONES COMUNES Y POR USUARIO	B) CONEXIONES ESPECIALES POR USUARIO
AEREAS MONOFASICAS	$/#	1,678.46	4,405.95
SUBTERRANEAS MONOFASICAS	$/#	5,215.21	14,176.98
AEREAS TRIFASICAS	$/#	3,177.08	7,762.87
SUBTERRANEAS TRIFASICAS	$/#	7,972.68	14,656.54

6. COMPROBACION DE INGRESOS Y NEUTRALIDAD DE PASS THROUHT – COMPARACION CUADRO TARIFARIO PROPUESTO Y EL VIGENTE

Las siguientes tablas resumen y comparan la Tarifa y Margen propuesto con su correspondiente en base a los valores fijados por la Resolución ENRE N° 01/16:

	VENTAS [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Tarifas Medias [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	5,317,416	9,244,739	3,927,324	**73.9%**	0.684	1.189	213	370
T1 General	2,489,992	2,231,056	-258,937	**-10.4%**	1.277	1.144	793	710
Alumbrado Público	300,242	631,021	330,779	**110.2%**	0.599	1.259		
T2	1,527,241	1,722,202	194,961	**12.8%**	1.150	1.297	4,548	5,128
T3 Baja Tensión	1,964,759	2,162,409	197,650	**10.1%**	1.338	1.473	27,532	30,302
T3 Media y Alta Tensión	1,990,708	1,985,689	-5,019	**-0.3%**	1.063	1.060	153,073	152,687
Peaje en Baja Tensión	123,229	190,190	66,961	**54.3%**	0.616	0.950	55,709	85,981
Peaje en Media y Alta Tensión	766,653	728,142	-38,510	**-5.0%**	0.278	0.264	132,570	125,911
TOTAL FACTURACION ANUAL	14,480,240	18,895,449	4,415,209	**30.5%**	0.811	1.058	999	1,304
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

	Margen [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Márgenes Medios [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	1,575,890	6,346,982	4,771,092	**302.8%**	0.203	0.816	63	254
T1 General	1,499,360	1,502,153	2,793	**0.2%**	0.769	0.770	477	478
Alumbrado Público	115,912	436,207	320,295	**276.3%**	0.231	0.870		
T2	1,028,441	1,222,806	194,365	**18.9%**	0.774	0.921	3,062	3,641
T3 Baja Tensión	1,285,150	1,477,464	192,314	**15.0%**	0.875	1.006	18,009	20,704
T3 Media y Alta Tensión	556,745	537,470	-19,275	**-3.5%**	0.297	0.287	42,810	41,328
Peaje en Baja Tensión	108,623	175,567	66,944	**61.6%**	0.543	0.877	49,106	79,370
Peaje en Media y Alta Tensión	627,418	588,776	-38,642	**-6.2%**	0.228	0.214	108,493	101,811
TOTAL MARGEN ANUAL	6,797,539	12,287,425	5,489,886	**80.8%**	0.381	0.688	469	848
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

Finalmente la siguiente tabla resume el reconocimiento de Costos de Distribución y de Costos Mayoristas:

		Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Diferencia monto	Diferencia %	Ingresos Necesarios	
Margen Bruto Anual	[miles $]	6,797,539	**12,287,425**	5,489,886	80.8%	12,280,566	**0.1%**
Ventas anuales	[miles $]	14,480,240	18,895,449	4,415,209	30.5%		
Otros Ingresos	[miles $]	8,156	581,169	573,013	7025.8%	581,169	**0.0%**

Compras Reales	[miles $]	6,702,686	6,702,686
Compras Reconocidad en Tarifas	[miles $]	7,682,701	6,608,024
Diferencia de Compras	[miles $]	980,015	**-94,663**

Pérdidas Reconocidas	10.6%			
Pérdidas Reales	12.4%		Diferencia	
Delta Pérdidas	388,706	**149,457**	monto	%
Incobrabilidad Compras		**-66,080**	**-11,286**	**-0.2%**

En cuanto a la diferencia respecto al reconocimiento del Costo de Distribución y al Reconocimiento de Costos Mayoristas las mismas corresponden a la deformación de la curva de distribución de consumos de la Tarifa T1 (se toma una parábola creciente, en lugar de la decreciente que surge de las mediciones de carga disponible). Adicionalmente, en lo que respecta a los Costos Mayoristas, la misma también incorpora la existencia de pérdidas mayores (estructura real 2015) a las reconocidas.

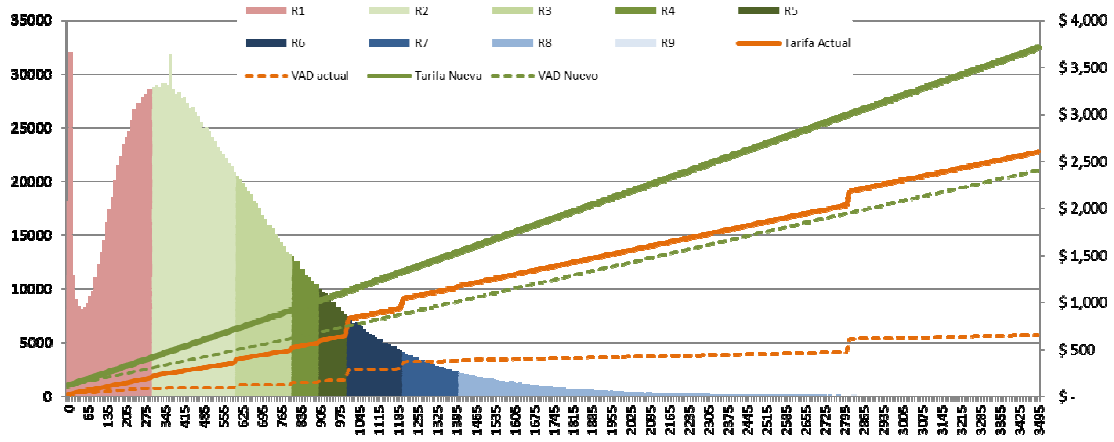
6.1. HISTOGRAMAS TARIFA T1

Dada la cantidad de clientes involucrados y el impacto social que tiene este segmento creemos conveniente mostrar desagregada la incidencia y comparativa entre la Tarifa Actual (Res. ENRE N° 01/16) y la propuesta para esta Renegociación Tarifaria Integral.

HISTOGRAMA DE CONSUMO DE CLIENTES RESIDENCIALES TARIFA T1- R BIMESTRAL

TOTAL EDESUR Clientes Totales 2,172,292 Consumo Promedio Total 568.24 kWh-bim

SEGMENTACIÓN	Clientes Totales	2,169,127	100%	Consumo Promedio Total	564	kWh-bim
	máximo	31,813		Consumo Promedio máx	365	kWh-bim

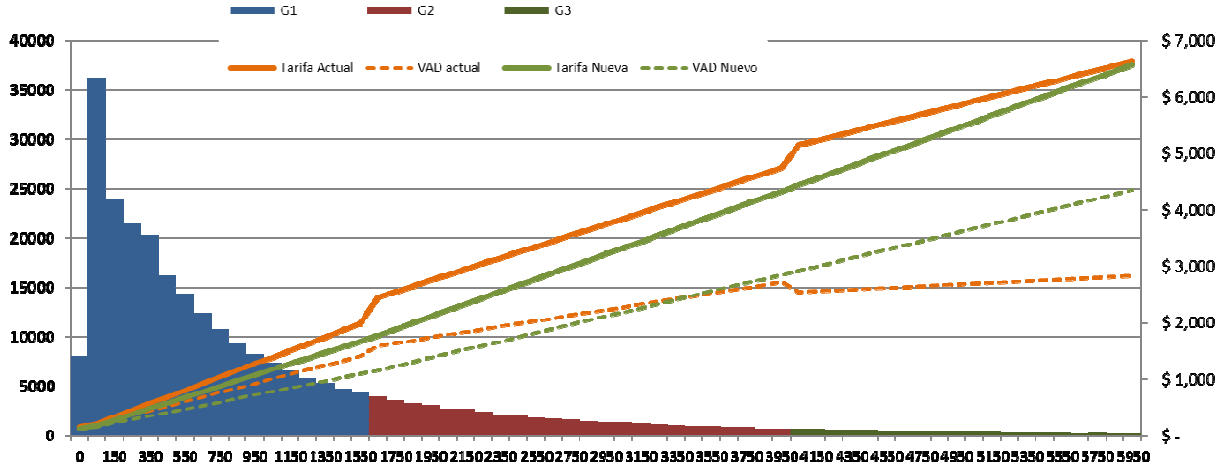


Nota: Valores Comparativos Bimestrales – sin impuestos

HISTOGRAMA DE CONSUMO DE CLIENTES GENERALES TARIFA T1- G BIMESTRAL

TOTAL EDESUR Clientes Totales 273,645 Consumo Promedio Total 1,077 kWh-bim

SEGMENTACIÓN	Clientes Totales	267,360	98%	Consumo Promedio Total	960	kWh-bim
	máximo	36,251		Consumo Promedio máx	50	kWh-bim



Nota: Valores Comparativos Bimestrales – sin impuestos

DISTORSIONES TARIFARIAS

Como se observa en los histogramas con las tarifas propuestas se han corregido las distorsiones que surgían en los "Empalmes Tarifarios" y se ha moderado el subreconocimiento de costos de distribución que se producía con el aumento de consumos.

6.2. PARTICIPACIÓN DE LA TARIFA T1 EN EL VAD Y DISTRIBUCIÓN INTERNA DEL MISMO

T1R - RESIDENCIAL			
% TOTAL VAD 52%	R1	R2	R3
% SUBTARIFA	14%	54%	32%
CARGO FIJO	54%	23%	10%
CARGO VARIABLE	46%	77%	90%

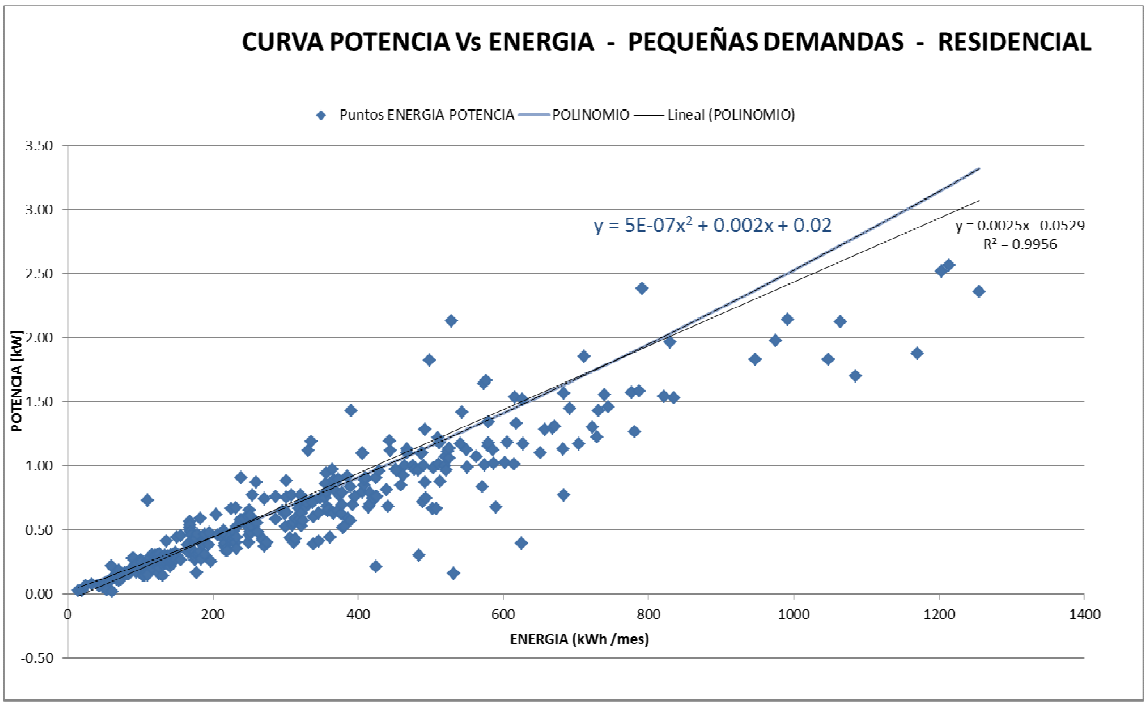
T1G - GENERAL			
% TOTAL VAD 12%	G1	G2	G3
% SUBTARIFA	37%	31%	32%
CARGO FIJO	28%	7%	2%
CARGO VARIABLE	72%	93%	98%

ANEXO 1 PROPUESTA ALTERNATIVA T1 R– CON ATENUACIÓN DEL CARGO FIJO

1. ANEXO 1 – PROPUESTA ALTERNATIVA T1 R – CON ATENUACIÓN DEL CARGO FIJO

Dada la cantidad de clientes involucrados y el impacto social que conlleva la tarifa Residencial ponemos a consideración otra alternativa tarifaria, la cual introduce las siguientes modificaciones a la inicialmente propuesta:

- Los Costos Comerciales "CCR" se reparten 50% en el cargo fijo y 50% en el cargo variable.
- Se asume una parábola de crecimiento más pronunciado, como la descripta a continuación



PARAMETROS DE CONSUMO PARA LAS PEQUEÑAS DEMANDAS	UNIDADES	R1	R2	R3
KEP	%	29.6%	29.7%	29.7%
KER	%	45.8%	45.7%	45.7%
KEV	%	24.6%	24.6%	24.6%
Cmed	°/1	81.7099	320	845
FC	°/1	0.6000	0.6130	0.5875
Kcd	°/1	0.0710	-0.0398	-0.1961
Kf	°/1	0.0710	-0.0398	-0.1961
POT	[kW / mes]	0.234	0.417	1.265

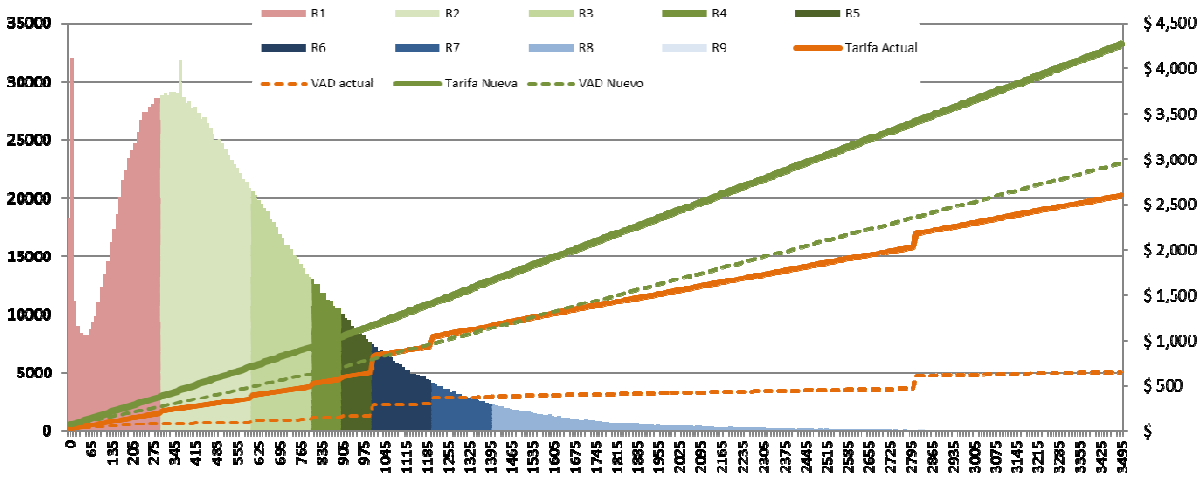
Cuadro Propuesto

T1R - RESIDENCIAL		R1	R2	R3
CARGO FIJO (CC+VAD+ CNSER)	$/mes.	34.12		
CARGO VARIABLE	$/kWh	1.034	1.098	1.244

Histograma Comparativo

TOTAL EDESUR Clientes Totales 2,172,292 Consumo Promedio Total 568.24 kWh-bim

SEGMENTACIÓN	Clientes Totales	2,169,127	100%	Consumo Promedio Total	564	kWh-bim
	máximo	31,813		Consumo Promedio máx	365	kWh-bim



Nota: Valores Comparativos Bimestrales – sin impuestos

Comparativa de Ingresos y Margen

	VENTAS [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Tarifas Medias [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	5,317,416	9,376,671	4,059,255	**76.3%**	0.684	1.206	213	375
T1 General	2,489,992	2,188,134	-301,858	**-12.1%**	1.277	1.122	793	697
Alumbrado Público	300,242	616,814	316,572	**105.4%**	0.599	1.231		
T2	1,527,241	1,684,653	157,412	**10.3%**	1.150	1.269	4,548	5,016
T3 Baja Tensión	1,964,759	2,117,576	152,817	**7.8%**	1.338	1.442	27,532	29,674
T3 Media y Alta Tensión	1,990,708	1,973,057	-17,651	**-0.9%**	1.063	1.053	153,073	151,715
Peaje en Baja Tensión	123,229	184,644	61,416	**49.8%**	0.616	0.923	55,709	83,474
Peaje en Media y Alta Tensión	766,653	713,470	-53,183	**-6.9%**	0.278	0.259	132,570	123,374
TOTAL FACTURACION ANUAL	14,480,240	18,855,019	4,374,779	**30.2%**	0.811	1.056	999	1,301
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

	Margen [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Márgenes Medios [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	1,575,890	6,475,102	4,899,212	**310.9%**	0.203	0.833	63	259
T1 General	1,499,360	1,459,232	-40,128	**-2.7%**	0.769	0.748	477	465
Alumbrado Público	115,912	422,000	306,089	**264.1%**	0.231	0.842		
T2	1,028,441	1,185,257	156,816	**15.2%**	0.774	0.893	3,062	3,529
T3 Baja Tensión	1,285,150	1,432,630	147,481	**11.5%**	0.875	0.976	18,009	20,076
T3 Media y Alta Tensión	556,745	524,838	-31,907	**-5.7%**	0.297	0.280	42,810	40,357
Peaje en Baja Tensión	108,623	170,021	61,398	**56.5%**	0.543	0.850	49,106	76,863
Peaje en Media y Alta Tensión	627,418	574,103	-53,314	**-8.5%**	0.228	0.208	108,493	99,274
TOTAL MARGEN ANUAL	6,797,539	12,243,185	5,445,646	**80.1%**	0.381	0.686	469	845
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

		Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Diferencia monto	Diferencia %	Ingresos Necesarios	
Margen Bruto Anual	[miles $]	6,797,539	**12,243,185**	5,445,646	80.1%	12,280,162	**-0.3%**
Ventas anuales	[miles $]	14,480,240	18,855,019	4,374,779	30.2%		
Otros Ingresos	[miles $]	8,156	581,169	573,013	7025.8%	581,169	**0.0%**

Compras Reales	[miles $]	6,704,574	6,704,574
Compras Reconocidad en Tarifas	[miles $]	7,682,701	6,611,835
Diferencia de Compras	[miles $]	978,127	**-92,739**

Pérdidas Reconocidas	10.6%			
Pérdidas Reales	12.4%		Diferencia	
Delta Pérdidas	388,706	**149,499**	monto	%
Incobrabilidad Compras		**-66,118**	**-9,359**	**-0.1%**

Resulta necesario señalar que como se observa en las tablas precedentes el cambio en los parámetros de la Tarifa T1 Residencial, tiene impactos menores sobre los valores del resto de los segmentos tarifarios.

ANEXO 2
PROPUESTA TARIFARIA EN FUNCIÓN DE PARÁMETROS DE REDISTRIBUCIÓN SOCIAL

2. ANEXO 2 – PROPUESTA TARIFARIA EN FUNCIÓN DE PARÁMETROS DE REDISTRIBUCIÓN SOCIAL

A continuación se presenta una segunda alternativa la cual implica una moderación del cargo fijo de la Tarifa T1 R1, al igual que la anterior, más una redistribución de la asignación intratarifaria de los costos propios de distribución. Implicando, esto, una ruptura tarifaria y una asignación entre las distintas categorías más acorde a la exigencia sociales actuales.

Esta propuesta permite modular el impacto de los aumentos propuestos en la Tarifa T1 R, pasándose de una versión técnica con un aumento promedio del 73.9% a una versión atenuada con una aumento promedio del 17,9%

	Factores de Incidencia con cada Etapa de la Red						Factores de Sim. Int.	Factores de Asignación Social	CD [$ / kW-mes]	
	BT	MTBT	MT	ATMT	AT	MAT				
Tarifa 1 R1	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	1.000	0.250	CDR1	70.06
Tarifa 1 R2	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	1.000	0.485	CDR2	135.93
Tarifa 1 R3	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	1.000	0.500	CDR3	140.13
Tarifa 1 G1	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	0.968	1.000	2.000	CDG1	543.45
Tarifa 1 G2	0.924	0.924	0.924	0.924	0.924	0.924	1.000	2.000	CDG2	518.66
Tarifa 1 G3	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	0.840	1.000	2.000	CDG3	471.59
Tarifa 1 AP	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.700	CDAP	196.40
Tarifa 2	0.778	0.778	0.778	0.778	0.778	0.778	0.804	1.601	CDT2	281.04
Tarifa 3 y Peaje BT	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756	0.917	1.601	CDT3B	311.42
Tarifa 3 y Peaje MT			0.980	0.980	0.980	0.980	0.931	1.601	CDT3M	143.63
Tarifa 3 y Peaje AT					0.946	0.946	0.991	1.601	CDT3A	34.08

Cuadros Tarifarios Propuesto

Repitiendo la secuencia de cálculo descrita en el presente documento se obtienen los siguientes cuadros tarifarios

T1R - RESIDENCIAL		R1	R2	R3
CARGO FIJO (CC+VAD+ CNSER)	$/mes.	30.44		
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.578	0.766	0.882

T1G - GENERAL		G1	G2	G3
CARGO FIJO	$/mes.	65.33		
CARGO VARIABLE	$/kWh	1.566	1.775	1.801
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041	0.0041	0.0041

TARIFA ALUMBRADO PUBLICO		AP
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.970
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041

		T2
CARGO POR GESTION COMERCIAL	$/mes	147.09
CARGO POTENCIA REGISTRADA	$/kW-mes	1.811
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	287.15
CARGO VARIABLE	$/kWh	0.368
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041

		menores de 300 KW		
		T3 BT	T3 MT	T3 AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1,088.1	3,811.9	20,261.1
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/kW-mes	2.171	2.232	2.157
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	318.01	151.81	49.44
CARGO ENERGIA (P)	$/kWh	0.372	0.354	0.339
CARGO ENERGIA (R)	$/kWh	0.367	0.349	0.335
CARGO ENERGIA (V)	$/kWh	0.362	0.344	0.330
FONINVEMEM	$/kWh	0.0041	0.0039	0.0037

		Mayores de 300 KW		
		T3 BT	T3 MT	T3 AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1,088.1	3,811.9	20,261.1
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/kW-mes	2.171	2.232	2.157
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/kW-mes	318.01	151.81	49.44
CARGO ENERGIA (P)	$/kWh	0.887	0.843	0.808
CARGO ENERGIA (R)	$/kWh	0.882	0.838	0.804
CARGO ENERGIA (V)	$/kWh	0.877	0.833	0.799
FONINVEMEM	$/kWh	0.0037	0.0037	0.0037

		TPJ T2
CARGO POR GESTION COMERCIAL	$/mes	147.09
CARGO POTENCIA REGISTRADA	$/MW-mes	729.89
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	287151.64
CARGO VARIABLE	$/MWh	41.300
FONINVEMEM	$/kWh	0.4654

		menores de 300 KW		
		TPJ BT	TPJ MT	TPJ AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1088.13	3811.90	20261.12
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/MW-mes	271.58	163.45	62.81
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	318009.25	151807.12	49440.33
CONSUMO DE ENERGIA (P)	$/MWh	42.256	23.298	9.244
CONSUMO DE ENERGIA (R)	$/MWh	41.700	23.456	9.122
CONSUMO DE ENERGIA (V)	$/MWh	41.076	23.105	8.985
FONINVEMEM	$/kWh	0.4654	0.2618	0.1018

		Mayores de 300 KW		
		TPJ BT	TPJMT	TPj AT
CARGO GESTION COMERCIAL	$/mes	1088.13	3811.90	20261.12
CARGO POTENCIA REGISTRADA EN PUNTA	$/MW-mes	271.58	163.45	62.81
CARGO POTENCIA MAXIMA CONTRATADA	$/MW-mes	318009.25	151807.12	49440.33
CONSUMO DE ENERGIA (P)	$/MWh	100.643	56.612	22.016
CONSUMO DE ENERGIA (R)	$/MWh	100.087	56.299	21.894
CONSUMO DE ENERGIA (V)	$/MWh	99.463	55.948	21.757
FONINVEMEM	$/kWh	0.1018	0.1018	0.1018

Ventas y Márgenes Tarifarios

Las siguientes tablas resumen y comparan la Tarifa y Margen propuesto para esta alternativa con parámetros de redistribución social en base a los valores fijados por la Resolución ENRE N° 01/16:

	VENTAS [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Tarifas Medias [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	5,317,416	6,268,575	951,160	**17.9%**	0.684	0.806	213	251
T1 General	2,489,992	3,426,435	936,443	**37.6%**	1.277	1.757	793	1,091
Alumbrado Público	300,242	485,968	185,726	**61.9%**	0.599	0.970		
T2	1,527,241	2,329,328	802,087	**52.5%**	1.150	1.754	4,548	6,936
T3 Baja Tensión	1,964,759	2,887,304	922,545	**47.0%**	1.338	1.966	27,532	40,460
T3 Media y Alta Tensión	1,990,708	2,229,751	239,043	**12.0%**	1.063	1.190	153,073	171,453
Peaje en Baja Tensión	123,229	279,862	156,633	**127.1%**	0.616	1.399	55,709	126,520
Peaje en Media y Alta Tensión	766,653	1,011,634	244,981	**32.0%**	0.278	0.367	132,570	174,932
TOTAL FACTURACION ANUAL	14,480,240	18,918,857	4,438,617	**30.7%**	0.811	1.060	999	1,306
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

	Margen [miles $/año]		Diferencia Tar.propuesta - Tar.vigente		Márgenes Medios [$ / kWh]		Tarifas Medias [$ / #-mes]	
	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	monto	%	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta
T1 Residencial	1,575,890	3,365,161	1,789,270	**113.5%**	0.203	0.433	63	135
T1 General	1,499,360	2,697,533	1,198,173	**79.9%**	0.769	1.383	477	859
Alumbrado Público	115,912	291,154	175,242	**151.2%**	0.231	0.581		
T2	1,028,441	1,829,932	801,491	**77.9%**	0.774	1.378	3,062	5,449
T3 Baja Tensión	1,285,150	2,202,359	917,209	**71.4%**	0.875	1.500	18,009	30,862
T3 Media y Alta Tensión	556,745	781,531	224,787	**40.4%**	0.297	0.417	42,810	60,095
Peaje en Baja Tensión	108,623	265,239	156,616	**144.2%**	0.543	1.326	49,106	119,909
Peaje en Media y Alta Tensión	627,418	872,267	244,849	**39.0%**	0.228	0.317	108,493	150,833
TOTAL MARGEN ANUAL	6,797,539	12,305,175	5,507,637	**81.0%**	0.381	0.689	469	849
OTROS INGRESOS	8,156	581,169	573,013	**7025.8%**				

Finalmente la siguiente tabla resume el reconocimiento de Costos de Distribución y de Costos Mayoristas:

		Tarifa Vigente	Tarifa Propuesta	Diferencia monto	Diferencia %	Ingresos Necesarios	
Margen Bruto Anual	[miles $]	6,797,539	**12,305,175**	5,507,637	81.0%	12,280,800	**0.2%**
Ventas anuales	[miles $]	14,480,240	18,918,857	4,438,617	30.7%		
Otros Ingresos	[miles $]	8,156	581,169	573,013	7025.8%	581,169	**0.0%**

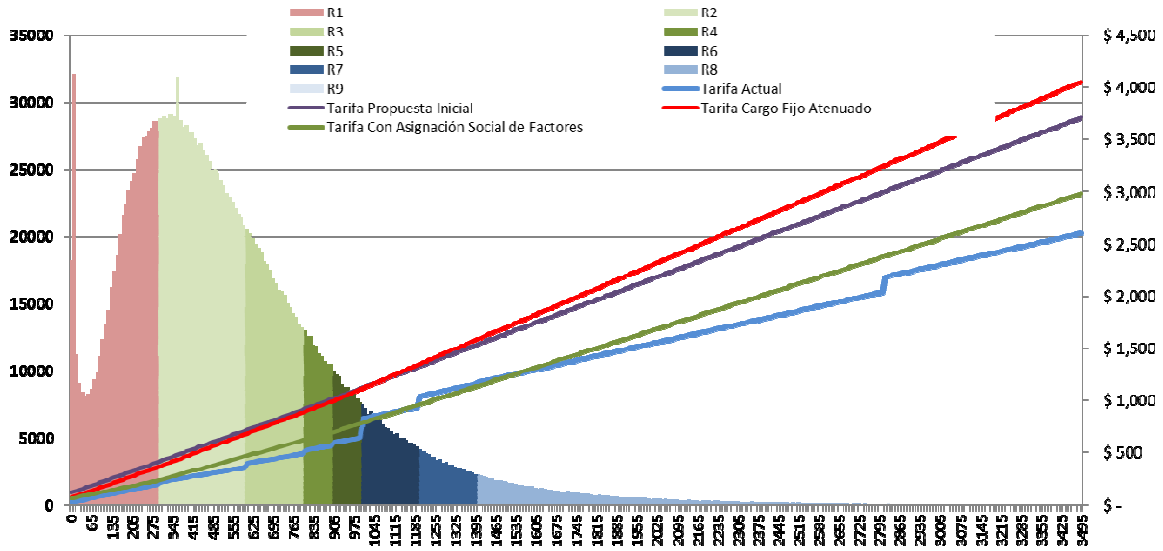
Compras Reales	[miles $]	6,705,420	6,705,420
Compras Reconocidad en Tarifas	[miles $]	7,682,701	6,613,681
Diferencia de Compras	[miles $]	977,281	**-91,739**

Pérdidas Reconocidas	10.6%			
Pérdidas Reales	12.4%		Diferencia	
Delta Pérdidas	388,706	**149,517**	monto	%
Incobrabilidad Compras		**-66,137**	**-8,358**	**-0.1%**

Tarifas e Histograma de Consumo de Clientes Residenciales Tarifa T1- R Bimestral

TARIFA T1 RESIDENCIAL			Tarifa Actual	Tarifa Propuesta Inicial	Tarifa Cargo Fijo Atenuado	Tarifa Con Asignación Social de Factores
R1	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	23.94	**116.98**	**68.24**	**60.88**
R2	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	80.14			
R3	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	105.68			
R4	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	122.76			
R5	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	140.34			
R6	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	233.32			
R7	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	298.43			
R8	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	308.43			
R9	Cargo Fijo	$/bimestre-cliente	448.43			
R1	Cargo Variable	$/kWh	0.577	**0.985**	**0.986**	**0.578**
R2	Cargo Variable	$/kWh	0.459	**1.001**	**1.045**	**0.766**
R3	Cargo Variable	$/kWh	0.479			
R4	Cargo Variable	$/kWh	0.492			
R5	Cargo Variable	$/kWh	0.502			
R6	Cargo Variable	$/kWh	0.589	**1.039**	**1.180**	**0.882**
R7	Cargo Variable	$/kWh	0.616			
R8	Cargo Variable	$/kWh	0.616			
R9	Cargo Variable	$/kWh	0.616			

Nota: Valores Comparativos Bimestrales – Cargo Fijo Actual (Tarifa Res. ENRE 01/16 y Cargo ENRE 347/12) – sin impuestos



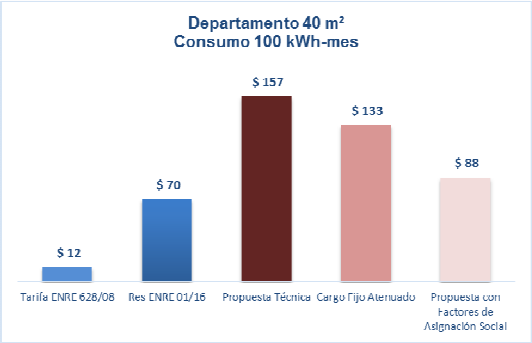
Nota: Valores Comparativos Bimestrales – Cargo Fijo Actual (Tarifa Res. ENRE 01/16 y Cargo ENRE 347/12) – sin impuestos

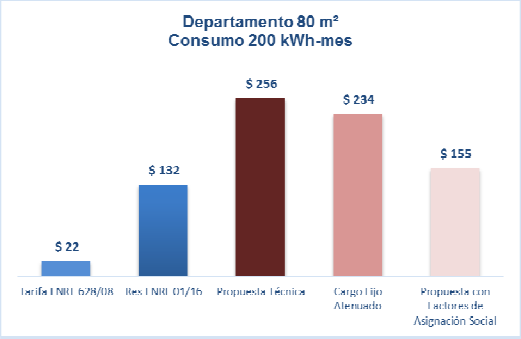
ANEXO 3
Comparación de Consumos Típicos

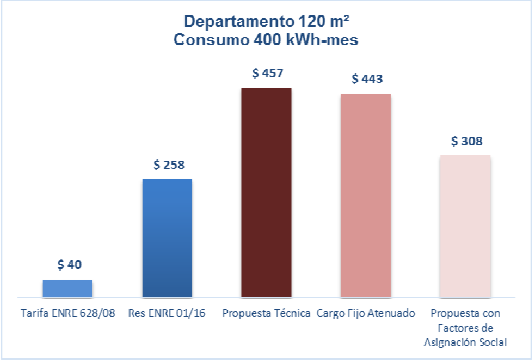
3. ANEXO 3 – COMPARACIÓN DE CONSUMOS TÍPICOS

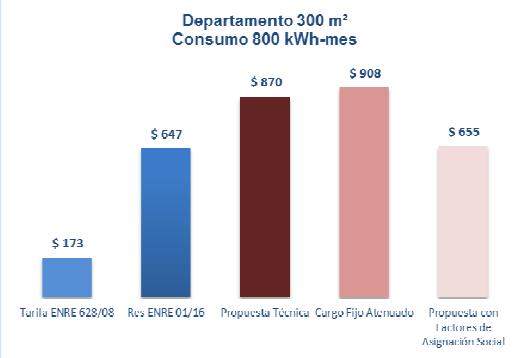
Pequeña Demanda Residenciales ($-mensuales sin impuestos)

- ***Con Subsidio y sin ahorro de Energía***

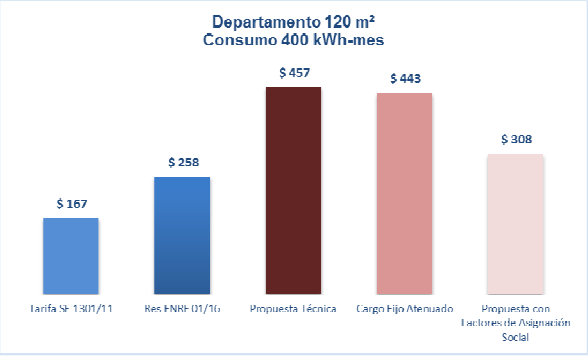


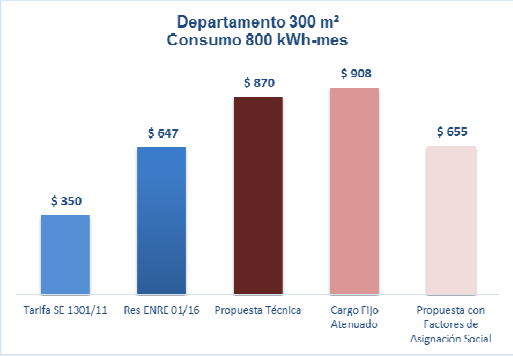






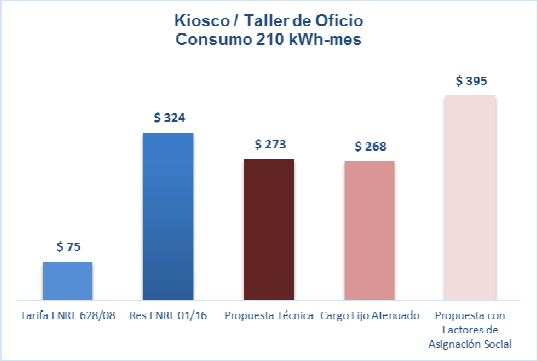
- ***Sin Subsidio y sin ahorro de Energía***

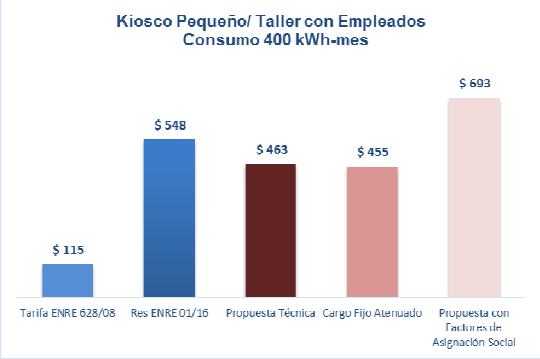


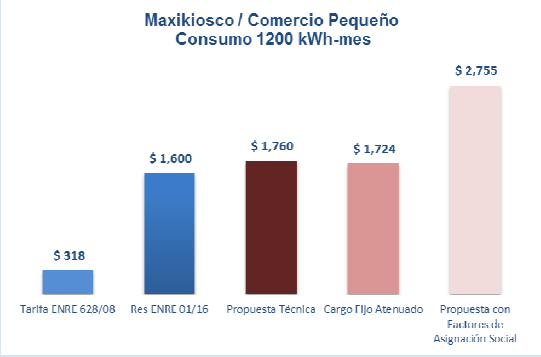


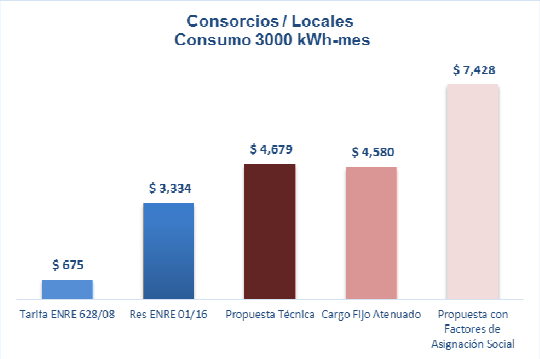
Pequeña Demanda Generales ($-mensuales sin impuestos)

- ***Con Subsidio y sin ahorro de Energía***

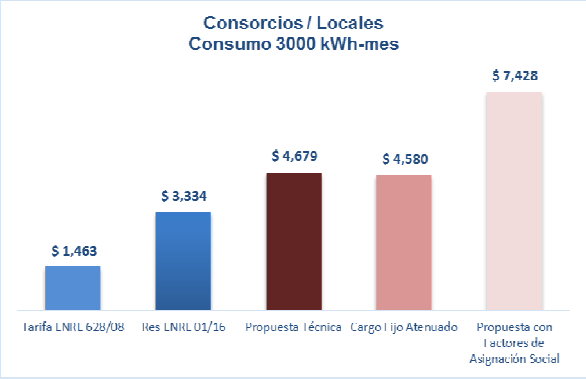




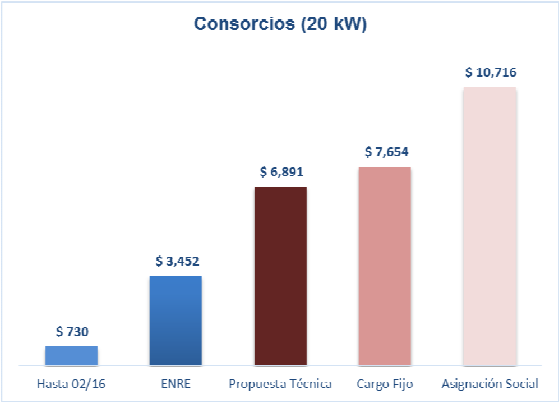


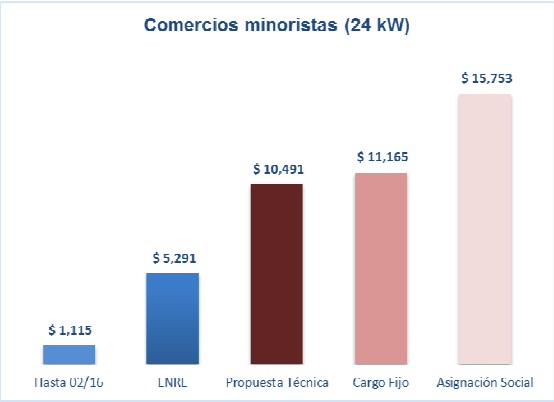


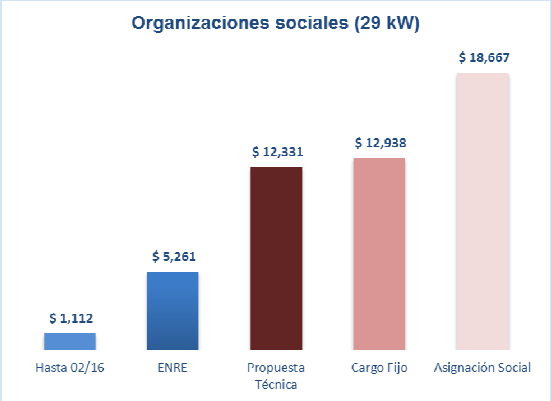
- ***Sin Subsidio y sin ahorro de Energía***

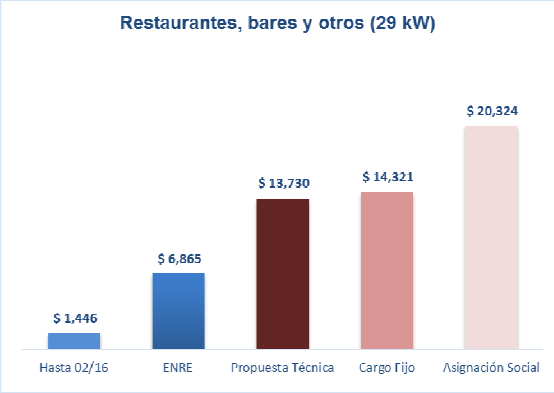


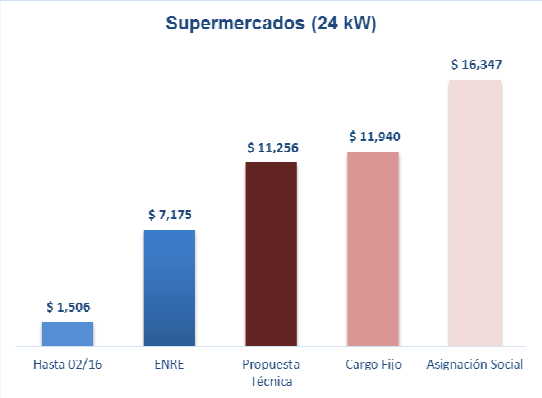
Medianas Demandas ($-mensuales sin impuestos)

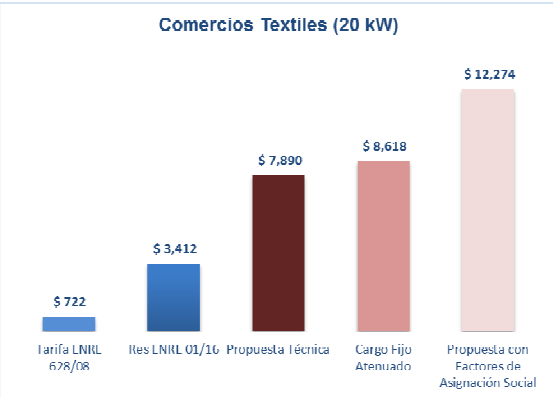






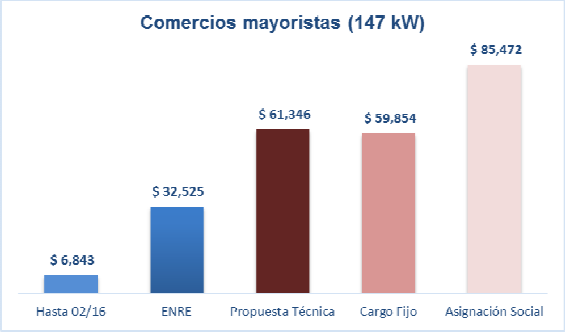


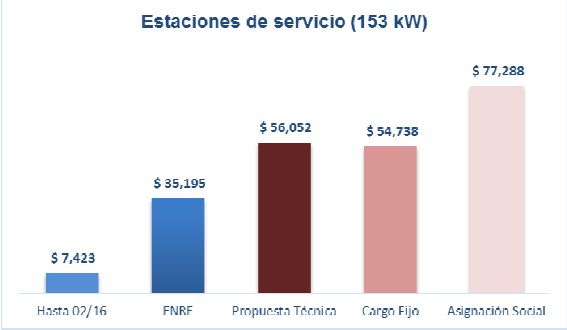


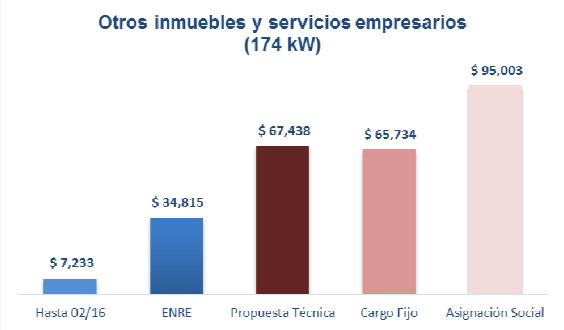


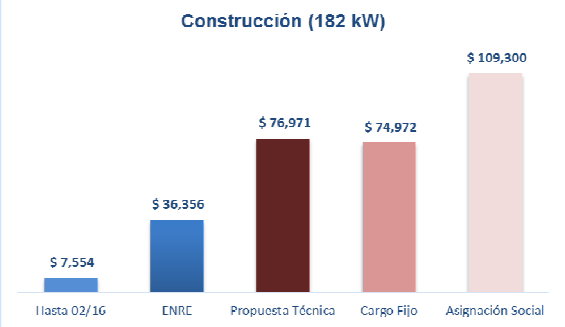
Grandes Demandas ($-mensuales sin impuestos)

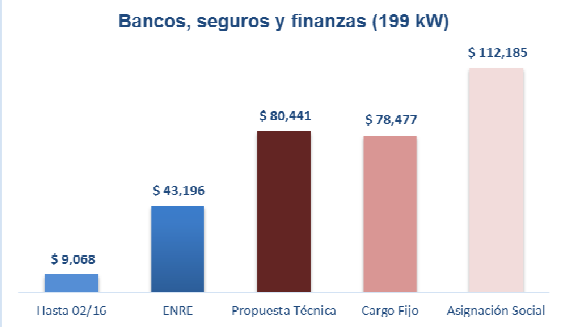
- ***Baja Tensión***

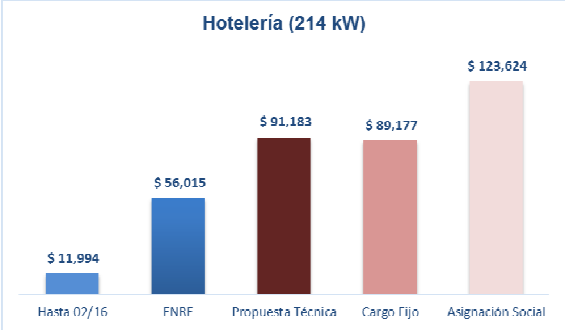




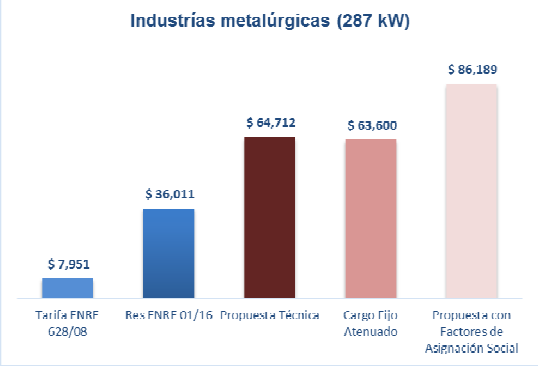


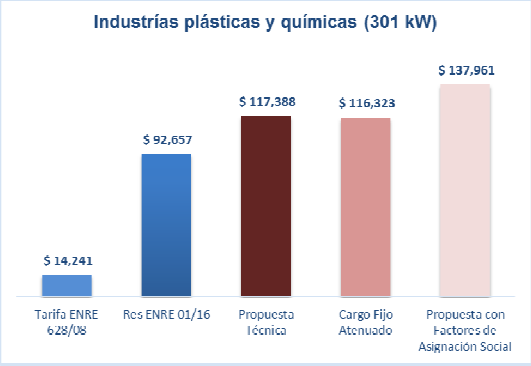


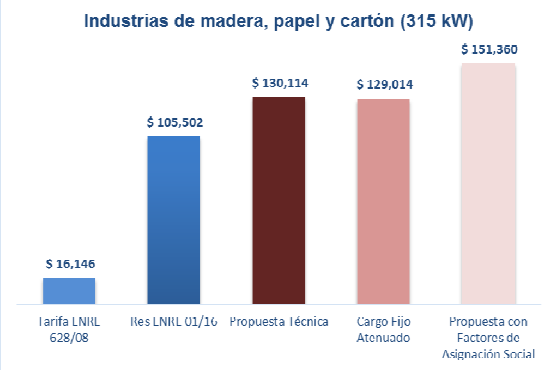


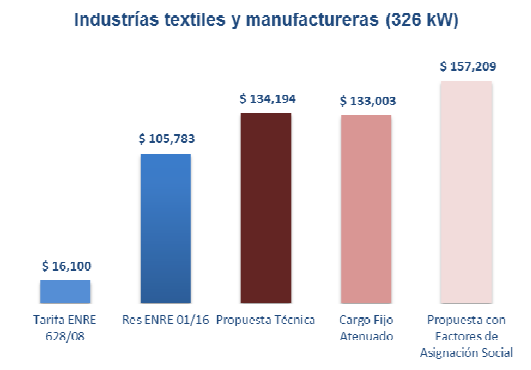


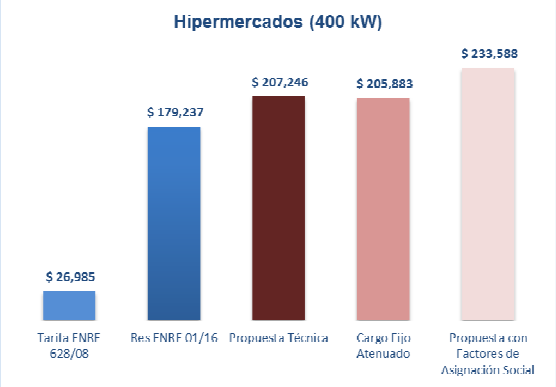
- ***Media Tensión***

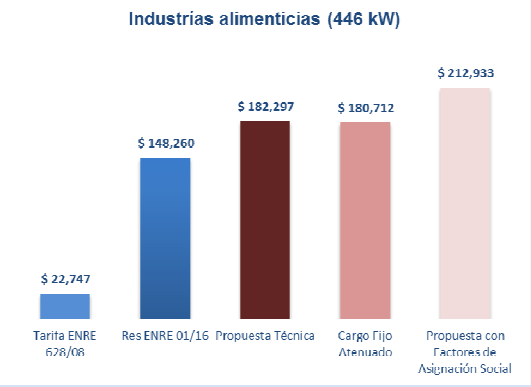


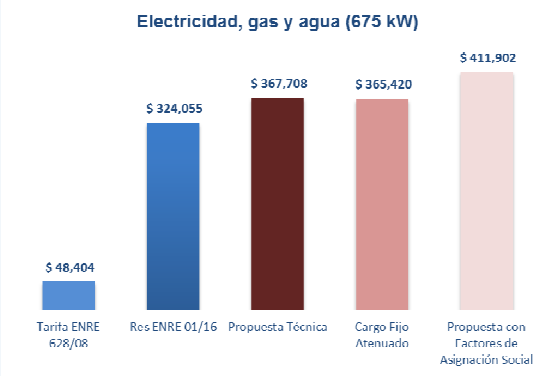


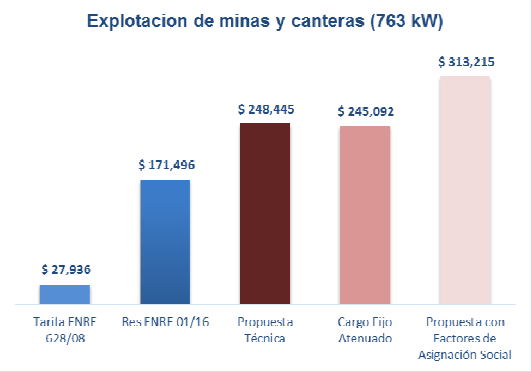
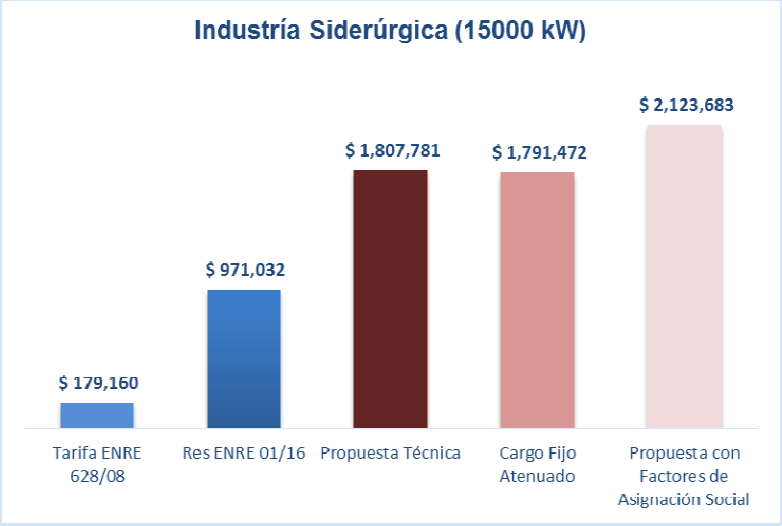












- ***Alta Tensión***