

## EXPERIENCIA EN LA REVISION DEL CUADRO TARIFARIO DE UNA EMPRESA CONCESIONARIA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Patricia ARNERA,  
Julieta VERNIERI  
Beatriz BARBIERI  
IITREE-LAT  
Argentina

Claudio GUIDI  
Consultor externo  
Argentina

Roberto JURI  
Pío GONDOLO  
Comisión Reguladora Provincial  
Energía Eléctrica (CRPEE).  
Pcia. San Luis  
Argentina

### RESUMEN

Se presenta la experiencia obtenida en la revisión del cuadro tarifario de la provincia de San Luis, luego de haber transcurrido cinco años de la privatización del servicio de distribución eléctrica en la misma, en el marco de las reformas del estado llevadas a cabo en la Argentina.

El régimen y cuadro tarifario que se elaboró y que luego con algunas variantes, fue aplicado por la CRPEE suministra al Distribuidor señales claras para que opere en un marco de optimización del recurso económico, dado que para el análisis de costos de instalación, operación y mantenimiento, comercialización y otros, se tomaron los que emergen de un análisis exhaustivo del mercado y manteniendo el principio de eficiencia en la gestión de la empresa. Respecto de los usuarios, se intentó promover el uso de la energía y potencia de un modo racional (teniendo en cuenta el impacto positivo en lo económico y sobre todo respecto del medio ambiente que esto representa) imponiendo la medición de energía y de potencia por banda horaria y su correspondiente imputación tarifaria para usuarios con demandas superiores a los 10 kW.

Se adoptó la separación de los clientes de gran demanda, entre los abastecidos por alimentadores de uso exclusivo para parques industriales y los que se alimentan de la red de uso general debido a la gran diferencia de los costos de abastecimiento que se registran en ambos casos.

### PALABRAS CLAVES

Distribución - Tarifa - Mercado regulado.

### I. INTRODUCCION.

La provincia de San Luis fue la primera provincia argentina que concesionó su sistema eléctrico transfiriendo a manos privadas tanto la distribución como el subtransporte en 132 kV. Esto fue realizado con muy poco retardo respecto a las concesiones nacionales de la prestación de la ex - empresa eléctrica SEGBA.

La ley Provincial Nº 4966 (Ley del Marco Regulatorio Provincial) fijó un régimen tarifario y un cuadro tarifario para los primeros cinco años (1993-1998) del período de concesión, a partir del cual la Empresa Concesionaria (EDESAL S.A) debía presentar al Organismo Regulador para su aprobación una propuesta de modificación de ambos instrumentos para poner en vigencia en los siguientes 5 años (1998-2003).

La Ley, además, expresa pautas claras sobre los principios a los cuales deben ajustarse las modificaciones tanto en lo que

hace al aspecto técnico de los cálculos, como a los procedimientos con los que deben realizarse.

En función de esto la empresa EDESAL S.A. presentó con anticipación exigida su propia propuesta, mientras que el Ente Regulador Provincial, denominado COMISIÓN REGULADORA PROVINCIAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CRPEE), siguiendo también lo dispuesto en la Ley contrató los servicios de un consultor independiente para estudiarla y a su vez generar una alternativa de la misma.

La elección recayó en el IITREE-LAT instituto dependiente de la Universidad Nacional de La Plata, el que conformó un grupo de trabajo con especialistas propios al que integró un consultor externo de reconocida experiencia regulatoria. De esta manera se logró el objetivo de disponer de un consultor independiente de gran respaldo institucional (fundamental para asegurar la transparencia en los procedimientos) y de nivel técnico tal que permitiera sostener en el futuro las decisiones que se adoptaran.

La propuesta presentada por la Distribuidora fue mayoritariamente rechazada por considerarse que se apartaba de las pautas fijadas por el Marco Regulatorio. No obstante se decidió tomar de la misma el método del Valor Nuevo de Reposición para la obtención de los costos de capital dado que nos se contaba con el programa de inversiones de la empresa Distribuidora. Además, por ser razonable se adoptó la misma separación de clientes de gran demanda, entre los abastecidos por alimentadores de uso exclusivo para parques industriales y los que se alimentan de la red de uso general debido a la gran diferencia de los costos de distribución que se registran en ambos casos.

Se consideró excluyente dar solución definitiva a todos los corrimientos que a juicio de la CRPEE (y también del Distribuidor) se venían registrando respecto de la Ley, producto fundamental de que los primeros 5 años del nuevo marco fueron caracterizados como un verdadero período de transición entre dos concepciones muy diferentes de encarar el servicio público de distribución de electricidad. Las principales falencias corregidas fueron las siguientes:

- Se eliminó la metodología de recálculo estacional a través de una **tarifa media** global para todo el sistema. Este método, si bien funcionó correctamente los prime-

ros años, se mostró ineficiente e inequitativo al momento de absorber los cambios que se introducían en el sistema eléctrico producto de la extraordinaria dinámica generada por el nuevo Marco Regulatorio. Los inconvenientes propios de este sistema se agudizaron cuando se produjo un importante paso de clientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de jurisdicción federal, ante la disminución de la potencia mínima para ser aceptado como un gran usuario (GUMA, o GUME). La metodología de cálculo de la tarifa media generó entonces incrementos en los usuarios que debían permanecer como clientes plenos del Distribuidor comprometiendo seriamente la condición de que cada usuario deba responder por los costos incurridos en el abastecimiento.

- Se eliminó también el sistema de compensación de las diferencias entre la tarifa media calculada en forma teórica al comienzo de cada período (trimestre) y la tarifa media real producto de la facturación del mismo período (compensación que se efectuaba en el trimestre siguiente). Esto posibilitaba la existencia de subsidios entre categorías, lo que se consideró incompatible con las pautas fijadas por el Organismo Regulador para encarar las modificaciones descriptas.

En los puntos siguientes se detalla la metodología empleada para arribar al nuevo cuadro tarifario adoptado como referencia por la CRPEE.

## II. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN RECONOCIDOS.

Según el marco regulatorio vigente los criterios fundamentales que debe satisfacer un cuadro tarifario son:

- proveer la oportunidad de recuperar costos y retribuir adecuadamente el capital invertido
- asignar los costos a los parámetros tarifarios con justicia de manera de representar costos de eficiencia de suministro.

Los costos de distribución reconocidos en las tarifas comprenden:

- a) Costos de capital: las inversiones necesarias para la extensión y reposición de las instalaciones
- b) Costos de operación y mantenimiento (O&M) de la totalidad del equipamiento dedicado a la prestación del servicio
- c) Costos de comercialización: gastos incurridos en la atención comercial al usuario, derivados de una operación prudente y eficiente de la compañía

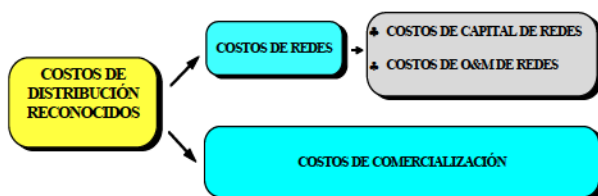


Figura 1

Bajo el primer concepto (a) se retribuyen los costos del capital dedicado a la actividad eficiente. Para el cálculo de los mismos existen varios métodos, entre ellos el método del Costo Incremental Promedio CIP, el de Valor Nuevo de Reposición y el de Red Ideal.

El método del CIP se basa en el costo futuro que tendrá abastecer la nueva demanda, determinado a través de los planes de expansión, el modo en que el sistema va a ser operado a medida que la demanda aumente, y el crecimiento de la demanda.

El método del Valor Nuevo de Reposición VNR, prevé la evaluación del costo de reposición a nuevo de la red existente, a valores de mercado, y su relación con la demanda *óptima* abastecida.

El de Red Ideal consiste en la valorización de una red perfectamente ajustada a la demanda, sin tener en cuenta las instalaciones existentes.

Con cualquiera de los tres métodos lo que se pretende obtener es un *costo unitario de capacidad de la red*, y en el caso en que la red se encuentre ajustada, no deberían existir diferencias sustanciales en los resultados obtenidos. **Este costo reconocido en la tarifa tiene por objetivo remunerar la expansión necesaria y adecuada de la red en todos los niveles de tensión de la empresa.**

Por los motivos ya mencionados (falta del programa de inversiones para atender el crecimiento de la demanda) y teniendo en cuenta las inmediatas necesidades de la Comisión, se ha utilizado para el cálculo el método del Valor Nuevo de Reposición VNR.

A efectos de considerar en el cuadro tarifario sólo la retribución de una gestión eficiente, utilizando instalaciones adaptadas a la demanda, los Costos de Distribución reconocidos en la tarifa deben ser aquellos que resulten a través de la valorización de las instalaciones existentes, contemplando la capacidad máxima para la que están dimensionadas dichas instalaciones. En esta forma se evita mantener las situaciones de sobreinversión que pudieran existir, ajustando la tarifa al mínimo valor compatible con la rentabilidad del negocio que incentive la actividad empresarial.

Para obtener los máximos beneficios posibles atendiendo al servicio dentro de los límites de calidad establecidos, la distribuidora debe tender a que su red y su gestión sean óptimas. Según los principios que rigen el marco regulatorio vigente sólo los prestadores prudentes y eficientes deben recuperar los costos y obtener la rentabilidad del negocio.

Una sobreinversión por parte del prestador redundará en menores beneficios, y una subinversión será causa de incumplimiento de requisitos de calidad impuestos en los contratos de concesión, y consecuentemente la distribuidora se hará pasible de sanciones económicas que le restarán beneficios.

El costo de operación y mantenimiento (b) está en relación directa al diseño de la red, por lo tanto este costo se ha calculado como un porcentaje del *costo por unidad de capacidad de la red*.

Los dos primeros conceptos, costos de capital (a) y costo de operación y mantenimiento de las redes e instalaciones (b), podemos resumirlos en el llamado costo de redes.

### II-1 Cálculo del Costo de Capital - Valor Nuevo de Reposición

Para aplicar el método VNR se supuso que la red existente se encuentra razonablemente adaptada a la demanda existente. Sin embargo, como el método lo indica, para el cálculo del *costo por unidad de capacidad de la red* se consideró su capacidad óptima (capacidad teórica ajustada) y no la demanda existente.



A partir del costo total del capital invertido para el servicio de distribución, se calculó un costo unitario por unidad de capacidad en U\$\$/kW, de manera de poder asignar la parte correspondiente del costo total del capital a cada usuario responsable de cada parte de la demanda total al momento de la determinación de los valores tarifarios. Para la valorización del capital invertido en el servicio de distribución se clasificó toda la red de la empresa distribuidora EDESAL según niveles de tensión. Para cada una de estas etapas en que se dividió la red, se calculó su costo de reposición a nuevo a valores de mercado y se lo relacionó con la demanda óptima a abastecer por dicha red. Con esto se obtuvo un *costo de capital por unidad de capacidad* o *costo unitario de capacidad VNR* y a partir del mismo se calculó el *costo anual de capital CK*.

Este costo anual de capital CK es una cuota uniforme de amortización de la capacidad unitaria VNR. La anualidad correspondiente al costo de capital unitario se ha calculado a través del Factor de Recuperación del Capital (frc).

$$CK = frc \cdot VNR \quad (1)$$

### II.1.1 Análisis de la estructura del sistema de distribución de La Provincia de San Luis

Para determinar los costos de capital a nivel de suministro de los usuarios, resultó necesario clasificar la red de distribución en distintas etapas de acuerdo a los niveles de tensión (alta, media y baja tensión) y etapas de transformación existentes. Se identificaron conjuntos homogéneos de equipos e instalaciones (líneas, estaciones transformadoras, subestaciones, centros de transformación).

Al momento de la elaboración de este trabajo el sistema de transmisión se componía de una red longitudinal de 132kV que se conectaba en sus dos puntos extremos al sistema de transmisión de la provincia de Córdoba. Hoy la red de transporte cuenta con otro punto de inyección de potencia ubicado en la provincia de San Luis que se conecta al sistema de transporte en 500 kV del SADI (Sistema Argentino De Interconexión) en la estación Lujan. A esta red se conectan las cuatro estaciones transformadoras ET (de AT/MT ) San Luis, Villa Mercedes, La Toma y Santa Rosa, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. En estas cuatro estaciones hay transformación a dos niveles de media tensión: 33 kV y 13,2 kV. En la estación de San Luis hay además un nivel de transformación de 66 kV, el cual se ha considerado como parte de la red de transmisión en alta tensión.

La mayoría de los alimentadores de 33 kV alimentan al resto de las localidades y toda otra demanda del interior de la provincia de San Luis, inclusive la rural. A su vez estos alimentadores en 33kV, al llegar a cada localidad se vinculan a subestaciones SET de MT/MT a 13,2kV para la distribución. Esta red de 33 kV es de gran extensión y en general abastece cargas reducidas pero de gran dispersión geográfica. Existe, además, en el sur de la provincia una interconexión en 33 kV con la provincia de La Pampa, que alimenta una red diseñada en 33kV y utilizada en 13,2 kV, la cual se encuentra aislada del resto del sistema ya descrito.

Del análisis de la red se evidenciaron las particularidades de las redes de 33 kV que desde las estaciones de San Luis y Villa Mercedes alimentan, casi en forma exclusiva, los parques industriales localizados en estas ciudades. Esta serie de alimentadores de 33 kV perfectamente identificables, presentan características muy diferentes al resto, dado que su longitud es reducida y su carga real se aproxima a la

óptima. Cabe aclarar que estos parques industriales se alimentan desde 33 kV sin hacer uso de distribuidores de 13,2 kV.

A partir de este análisis se consideró conveniente dar un tratamiento diferenciado a las instalaciones que abastecen exclusivamente a los Parques Industriales. Esto se consideró razonable dado que la clientela industrial concentrada en los parques de San Luis y Villa Mercedes, hace uso exclusivamente de los alimentadores de 33 kV de corta longitud. De esta manera la red de 33 kV quedó clasificada en una red *industrial*, formada sólo por los alimentadores de 33 kV que abastecen a los parques industriales de San Luis y Villa Mercedes y la red de 33 kV *general* formada por el resto de los alimentadores en ese nivel de tensión.

A partir de este análisis realizado sobre la estructura del sistema de distribución y el uso que del mismo hacen los dos grupos de usuarios, generales e industriales, se propuso una agrupación de las distintas etapas, tal como se observa en la Figura 2, en el esquema representativo equivalente del sistema:

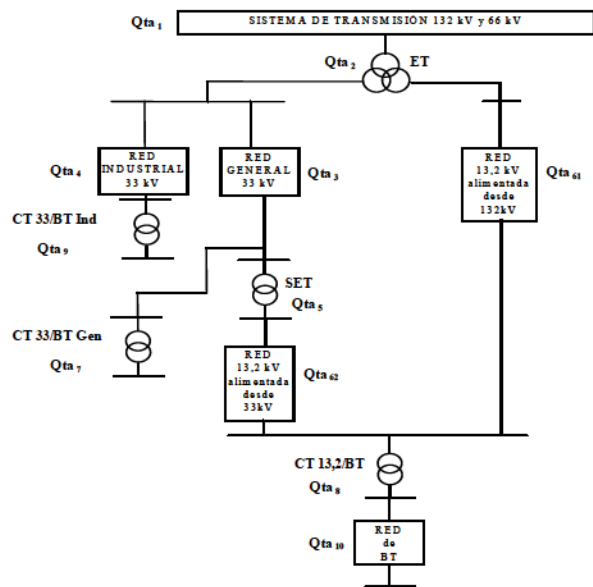


Figura 2

Cabe mencionar que este esquema no es un esquema unifilar del sistema real, sino que representa la agrupación propuesta para el estudio de asignación de costos de capital.

En este esquema se pueden distinguir las siguientes etapas en las que se han agrupado las redes e instalaciones:

ETAPA 1: Red de Transmisión en Alta Tensión (132 y 66 kV)

ETAPA 2: Estaciones ET (AT/MT)

ETAPA 3: Red de 33 kV General

ETAPA 4: Red de 33 kV Industrial

ETAPA 5: Subestaciones SET (33/13,2 kV)

ETAPA 6: Red de 13,2 kV

ETAPA 7: Centros de Transformación CT 33/BT General

ETAPA 8: Centros de Transformación CT 13,2/BT

ETAPA 9: Centros de Transformación CT 33/BT Industrial

ETAPA 10: Red de BT

### III.1.2 Valorización de las instalaciones correspondientes a las etapas del sistema de distribución

Para evaluar el costo de reposición a nuevo, a valores de mercado, de las instalaciones pertenecientes a la empresa distribuidora EDESAL S.A., se realizó un análisis de costos del equipamiento de cada uno de los distintos tipos de redes, estaciones transformadoras y centros de transformación.

Este análisis de costos comprendió una identificación de los distintos tipos de instalaciones existentes, su caracterización sobre la base de las tecnologías de construcción empleadas en la actualidad, una búsqueda de precios entre distintas empresas eléctricas, y finalmente la adopción de un costo para cada uno de los tipos de instalaciones identificadas.

Los costos incluyen materiales, montaje, mano de obra, dirección de obra, agrimensura, fletes, seguros.

### II.1.3. Cálculo de la Capacidad Teórica Ajustada de las etapas del sistema de distribución

Se estimó la capacidad óptima o capacidad teórica ajustada total de cada etapa ( $Q_{tai}$  : potencia activa), expresada en kW. Para el cálculo en el caso de las líneas el criterio adoptado fue encontrar la máxima potencia transitable dada por la caída de tensión admisible o por el límite térmico de los conductores según correspondiera. En el caso de los transformadores se adoptó la potencia nominal, en ambos casos los valores obtenidos fueron multiplicados por los factores de carga y factores de potencia típicos para cada etapa.

### II.1.4. Costo de Capital por unidad de capacidad

Para cada etapa definida en II.1.1 se calculó el *costo de capital por unidad de capacidad* o *costo unitario* ( $VNR_i$ ) de la siguiente manera:

1° Se valorizaron las instalaciones correspondientes a cada etapa ( $Inv_i$ ) según costos de mercado, según se indicó en II.1.2.

2° Se estimó la capacidad óptima o capacidad teórica ajustada ( $Q_{tai}$ ) de cada etapa, utilizando una metodología apropiada para cada una, según se indicó en el punto II.1.3.

El costo por unidad de capacidad de cada etapa  $i$  ( $VNR_i$ ), se calculó como el cociente entre la valorización total de la etapa en cuestión y la capacidad teórica ajustada de la misma.

$$VNR_i = \frac{\sum Inv_i}{Q_{tai}} \quad (2)$$

Donde con el subíndice  $i$  se indica la etapa correspondiente.

## II.2. Anualidad del Costo de Capital

La cuota anual del costo de capital unitario (CK) se calcula según la ecuación (1) del punto II.1.

### II.2.1. Tasa de Descuento

A efectos de determinar la anualidad del Valor Nuevo de Reposición de las instalaciones existentes a ser considerada para la determinación tarifaria se ha utilizado una tasa de descuento del 12 %.

Este valor es compatible con la tasa utilizada en la valorización del negocio eléctrico por los grupos inversores, evidenciada a través de las ofertas realizadas en las últimas privatizaciones del sector.

Asimismo el valor presenta similitud con la tasa de rentabilidad promedio de las Utilities de USA en los últimos años.

Con la tasa de descuento ( $t = 12\%$ ) y la vida útil para cada tipo de instalaciones (según estándares de la Secretaría de Energía de la Nación), se ha determinado la anualidad del VNR.

### II.3. Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son las erogaciones derivadas de las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de equipos e instalaciones que constituyen las redes de distribución, de las operaciones que requieren las redes, ante fallas o acciones programadas, y de toda la gestión que se requiere para reponer o mantener la continuidad del servicio. Incluyen, dentro de un marco de eficiencia, tanto los costos directos como los indirectos.

Teniendo presente que los costos de operación y mantenimiento (O&M) que se trasladan a tarifas deben reflejar la operación eficiente de la empresa se los ha considerado como valor objetivo, como un *porcentaje del costo unitario de capacidad de las redes* VNR.

Los porcentajes aplicados son los utilizados como estándares de una operación eficiente por la Secretaría de Energía de la Nación

### II.4. Gastos de Comercialización

Considerando que los usuarios que tienen una mayor demanda de potencia generalmente requieren de mayores gastos en la lectura y seguimiento se propuso adoptar un valor variable en función de la potencia para aquellos usuarios encuadrados como Grandes Demandas hasta un máximo tope para usuarios con potencias iguales o superiores a los 200 kW.

Para los usuarios de pequeña demanda se sugirió un valor ligeramente inferior al establecido en el cuadro tarifario inicial, contemplando el aumento progresivo de eficiencia a la cual está obligada la empresa. Este monto fue comparado con los gastos en que incurre una empresa eficiente por este ítem

### II.5. Costo de Redes a Nivel de Suministro

Dentro de lo que comúnmente se denomina Costo de Red (CR) se involucran los mencionados Costos de Capital anualizados (CK) y los Costos de Operación y Mantenimiento (O&M), que fueran calculados según se indicó en los puntos II.1.2. y II.1.3. respectivamente.

Los costos de red a trasladar a tarifa para cada nivel de suministro resultan de la agregación de los costos de todas las etapas necesarias para arribar al nivel correspondiente.

Teniendo en cuenta que la potencia demandada en un dado nivel de suministro transita a través de las etapas superiores en distintas proporciones, para el cálculo del costo de red resultó necesario hacer un análisis detallado del **uso proporcional de las distintas etapas aguas arriba**. Consecuentemente el costo de red de cada etapa debió ser afectado por el *factor de uso* de la misma.

Para el cálculo de los *factores de uso* se supusieron flujos de potencia por cada rama, determinados por la  $Q_{ta}$  de las etapas. Ante la existencia de varias etapas en cascada que conforman la rama, se supuso que el límite del flujo por la misma lo impone la etapa de menor  $Q_{ta}$ . En el esquema de la Figura 2 se muestran las distintas etapas involucradas en cada nivel de suministro. Se observan las capacidades teóricas ajustadas quienes junto con la topología de este sistema



equivalente determinan las máximas potencias que pueden transitar por las ramas.

El suministro de potencia en un dado nivel requiere de la circulación de la misma por las distintas etapas de la red, generando de esta manera pérdidas de potencia además de pérdidas de energía. Estas pérdidas de potencia afectan a los costos de red de todas las etapas intermedias hasta llegar al nivel de suministro, a través de *factores de pérdidas*.

De esta manera el costo de red de cada etapa intermedia hasta llegar al nivel de suministro es afectado por el *factor de reducción* el cual resulta de multiplicar el *factor de pérdidas* por el *factor de uso*. Esto permite asignar con justicia los costos de distribución en que incurre cada usuario, evitando que pague por el uso de la red más o menos de lo que corresponda (subsídios cruzados).

### III. ESTRUCTURA TARIFARIA.

#### III.1. Descripción de las categorías Tarifarias

Para la determinación de las categorías tarifarias se han considerado los siguientes dos grandes grupos en función de la potencia máxima individual demandada, teniendo en cuenta los costos de medición y la capacidad de reacción ante las señales de precios que tienen los consumidores agrupados en ellas.

Teniendo en cuenta que al momento del estudio se encontraba disponible escasa información referente a la caracterización de la demanda, los valores de potencia considerados para la agrupación en Pequeñas y Grandes Demandas se realizaron en función a la experiencia recabada por los autores.

- Pequeñas Demandas (Hasta 10 kW en Baja Tensión)
- Grandes Demandas (Mayores de 10 kW en Baja/Media Tensión)

Para los consumidores encuadrados dentro de la categoría de Pequeñas Demandas se consideró apropiada la medición de energía exclusivamente, y una tarificación basada en un cargo fijo mensual y uno variable en función del consumo mensual registrado sin efectuar discriminación horaria. Se considera que se trata de consumidores que tienen muy poca respuesta a las señales de precios y que el suministro debe efectuarse en Baja Tensión.

Teniendo presente que dentro de esta categoría no se efectúa medición de potencia, y que se presentan diferentes modalidades de consumo en la misma, se considera apropiado efectuar una discriminación en función de las siguientes modalidades de consumo:

- Residencial
- General
- Alumbrado Público

A su vez, dado que la modalidad de consumo presenta diferencias en función al volumen de energía consumida por los usuarios, se ha considerado conveniente efectuar una subdivisión de las categorías Residencial y General, de acuerdo a la energía mensual consumida.

La experiencia ha demostrado la existencia de dificultades al intentar mantener una continuidad en los valores tarifarios al momento de efectuar actualizaciones tarifarias mediante fórmulas de ajuste, si se consideran fijos los consumos límites de transición entre divisiones. En especial por la variación que pudiera existir en la relación entre los valores de adquisición de potencia y energía.

Por lo tanto se ha considerado conveniente que la subdivisión por consumo dentro de una categoría tarifaria sea tenida en cuenta al momento de la determinación del cuadro tarifario, y que el consumidor abone siempre el valor monómico que resulte inferior en función a su consumo, aunque el valor de transición no permanezca constante como consecuencia de la aplicación de las fórmulas de ajuste.

Es decir que para cada período de facturación el usuario se encuadraría automáticamente de forma tal que le sea aplicable aquella tarifa en la cual la aplicación de los cargos fijos y variables represente el menor valor por unidad de energía consumida, tal como se observa en la Figura 3.

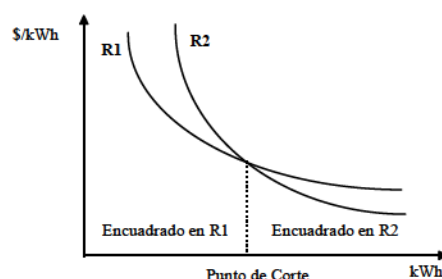


Figura 3 - Tarifa Media Residencial: Encuadre de Subcategorías R1 y R2

Para los encuadrados en la categoría de Grandes Demandas se considera necesaria la medición de potencia en horas de punta y fuera de punta y una medición de energía para cada uno de los tramos horarios en que se efectúa la compra de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista. También se considera necesario el registro de energía reactiva demandada a efectos de determinar si se exceden de los valores de factor de potencia previstos. Este tipo de consumidores tiene posibilidades de adecuar su demanda a las señales económicas enviadas por la tarifa, por lo que se justifica la discriminación horaria de los cargos, y la medición de la potencia demandada.

A fin de incorporar a la estructura tarifaria propuesta a los usuarios de gran demanda que en la actualidad no poseen los medidores adecuados de acuerdo al régimen tarifario propuesto (potencias mayores que 10kW y menores que 50kW), se prevé una tarifa transitoria de un año de vigencia con dos variantes respecto de los equipos de medición actuales: a) Equipos sin medición de potencia ni energía por bandas horarias, b) Equipos con medición de potencia y sin medición de energía por bandas horarias. Esta tarifa al ser de carácter transitorio no se actualizaría a lo largo de su período de vigencia.

#### III.2. Asignación de los Costos a los parámetros Tarifarios para las Pequeñas Demandas

La asignación de los costos a los parámetros tarifarios se ha efectuado siguiendo principios de racionalidad económica tendientes al envío de adecuadas señales de precios a los consumidores.

A los usuarios encuadrados en esta categoría les es aplicable una tarifa basada en un Cargo Fijo mensual y en un Cargo Variable por Energía consumida.

Los parámetros tarifarios se han determinado a través de la curva de costos, en donde se expresa el costo total de la prestación en función del consumo, mediante el trazado de

las rectas de tarifas para cada modalidad de consumo que se considere conveniente explicitar. La ordenada al origen de cada una de las rectas representa el Cargo Fijo y la pendiente el Cargo Variable.

La Curva de Costos de la Figura 4, se ha trazado contemplando los costos de adquisición de potencia, energía y los correspondientes Costos de Distribución en función de la Demanda.

Las rectas tarifarias se trazan tangentes a la curva de costos en los puntos cuyo valor de demanda resulta coincidente con el correspondiente al usuario típico de la modalidad de consumo que se trate. Teniendo en cuenta que se han considerado dos divisiones en función del consumo, el punto de cruce entre las rectas define el valor de consumo límite para cada división.

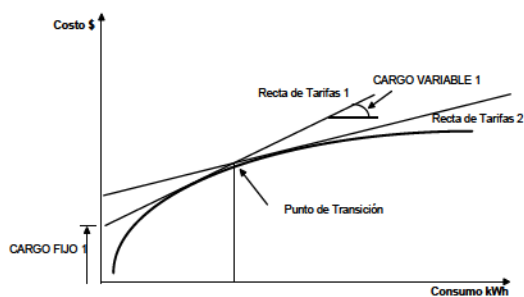


Figura 4 - Curva de Costos y Rectas Tarifarias

En el punto de consumo considerado como límite de transición entre las divisiones propuestas en cada una de las categorías tarifarias, el monto a abonar por el consumidor debe ser único, calculado indistintamente con los valores tarifarios correspondientes a cada una de las citadas divisiones.

#### IV. CONCLUSIONES

- El cuadro tarifario propuesto por el consultor fue adoptado por la CRPEE con leves variantes, atendiendo algunas particularidades de la provincia.
- Se desestimó seguir adelante con el concepto de tarifa media por considerarlo contradictorio con los postulados vertidos en las Leyes respectivas, Provincial y Nacional, debido a que fomenta los subsidios cruzados entre categorías.
- Al momento de realizar el cuadro tarifario no se contaban con campañas de mediciones realizadas en la provincia que hubiesen permitido tener datos más reales para definir los parámetros tarifarios. Ante esta situación la CRPEE advertida por el consultor, decidió implementar campañas de medición que permitan caracterizar en la provincia las distintas modalidades de consumo, lo cual permitirá en el futuro definir con mayor precisión el uso que hacen los clientes de cada etapa de la red de acuerdo a su tipificación: general, residencial, industrial, etc.; y definir a los usuarios típicos residenciales más cerca de la realidad.
- Se implementó una corrección de los cargos transferidos a tarifa correspondientes a ítems de transacciones económicas en el MEM por parte de la Distribuidora. Esta corrección tiene por objeto realizar un ajuste a aplicar en un trimestre de los montos estimados en la programación trimestral de otro trimestre anterior con

relación a los efectivamente ocurridos en dicho trimestre. El objeto de esto es que todo lo que la distribuidora compre en el MEM sea transferido a la tarifa sin modificación, el negocio de la empresa distribuidora es poner a disposición su red eléctrica y no la compra y venta de energía (concepto de “pass-through”).

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ley Nacional N° 24065 de Energía Eléctrica.
- [2] Ley Provincial (San Luis) N°4966 de Energía Eléctrica.
- [3] Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de carga y el cálculo de precios. Anexos y Resoluciones de la Secretaría de Energía.
- [4] Contrato de Concesión EDESAL S.A..
- [5] Spot pricing of electricity, Schweppe, Cramanis, Tabors, Bohn; Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [6] Transformación del sector eléctrico argentino, C. Bastos y M.A. Abdala.
- [7] Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua - Notas de Metodología, Banco Interamericano de Desarrollo, 1983.
- [8] Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua - Estudio de Casos, Banco Interamericano de Desarrollo, 1983.
- [9] Curso interdisciplinario. Tarifas de la energía eléctrica. Tasas, contribuciones e impuestos. Aspectos técnico, económicos y jurídicos”, Facultad de Ingeniería UBA, Agosto 1995.
- [10] Argentina Reforming Provincial Utilities: Issues, Challenges and Best Practice. June 6, 1996. Infrastructure Division. Country Department I. Latin American and the Caribbean Region. Document of the World Bank.