

# **CÁLCULO TARIFARIO – CASO PROVINCIA DE JUJUY**

**ITBA - Administración del Mercado  
Eléctrico 2007**

**Tutor:  
Ing. Bernardotti, Eduardo**

**Grupo:  
Cheli, Guillermo  
Medina, Oscar  
Lovecchio, Yanella**

**Septiembre, 2008**

## CÁLCULO TARIFARIO – CASO PROVINCIA DE JUJUY

### Contenidos

- **Introducción General.**
- **Breve descripción del Marco Regulatorio Nacional (Ley 24.065) y Provincial (Ley 4.888).**
- **Determinación del valor nuevo de reposición de la red adaptado a la demanda de la Provincia de Jujuy para determinar la base de capital (VNR).**
- **Análisis y determinación de la tasa de rentabilidad del capital.**
- **Método y desarrollo para la obtención del cuadro tarifario, según análisis de la demanda y de la red de la Provincia de Jujuy.**
- **Bibliografía**
- **ANEXO A: RED ADAPTADA DE LA PROVINCIA DE JUJUY EN MT/BT (DICIEMBRE DE 2006).**
- **ANEXO B: COSTOS OPERATIVOS ÓPTIMOS DE LA EMPRESA MODELO.**
- **ANEXO C: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO.**
- **ANEXO D: LEY N° 4.888.**

## INTRODUCCIÓN GENERAL

El presente estudio pretende identificar los posibles caminos que conducen a la propuesta de tarifas a ser implementadas por las empresas distribuidoras de energía eléctrica en Argentina, respetando la Ley de Marco Regulatorio, sus reglamentos y contratos de concesión.

Se ha buscado recoger los análisis, las reflexiones y conclusiones a las que arribaron los distintos grupos de trabajos y profesionales involucrados en el tratamiento de revisiones tarifarias eléctricas a lo largo de las últimas dos décadas en nuestro país.

La industria eléctrica argentina fue objeto de profundas transformaciones durante la década del 90, mediante cambios que fueron sustentados en la promulgación de una Ley Eléctrica, en la sanción del Marco Regulatorio y en la privatización de la mayoría de las compañías eléctricas.

El modelo regulatorio elegido prevé períodos tarifarios (usualmente de 5 años), en los que el margen de distribución (por usuario y unidad de servicios prestados) se mantiene constante. Finalizado dicho período, se hace necesaria la revisión integral del cuadro y del régimen tarifario.

Aún se mantienen complejas negociaciones porque no existe un marco metodológico exhaustivo que acote la fijación del nuevo cuadro, que delimite derechos y obligaciones, así como la estructura de los costos a que los mismos dan lugar.

En el nuevo modelo, los roles de los prestadores y de los reguladores están claramente definidos. Por un lado, la regulación es ejercida por el Estado en forma monopólica, que representa el interés público. Por el otro, la gestión de las empresas es transferida a los que disponen de la experiencia, los conocimientos y el capital que permitan obtener los productos y servicios de mayor calidad a menor costo. Son instrumentos de la regulación, el control de los ingresos de las empresas, por medio de la fijación y de la fiscalización de tarifas máximas por tipo de servicio, y el seguimiento en la prosecución de las obligaciones empresariales con los clientes, referidas tanto a la categoría de productos y servicios suministrados como a las garantías de provisión y de abastecimiento de las demandas existentes y ulteriores, en las áreas respectivas de concesión.

Bajo el nuevo esquema, resultan procesos vitales la fijación y la revisión periódica de los cuadros tarifarios y el establecimiento y reformulación de los reglamentos de calidad de los servicios.

Cada proceso de fijación y de revisión de las condiciones implica la formulación y la validación del contrato entre el interés público de la comunidad y los empresarios.

El marco regulador argentino establece los lineamientos y los criterios sobre los que deben basarse los cálculos de las tarifas.

Si se fijan tarifas que superen ampliamente el costo de la eficiencia, no solo se promueve un enriquecimiento cuasi-ilícito de los inversores de la empresa sino que se crean condiciones de alta inestabilidad para el desarrollo de la actividad.

En cambio, si los cuadros no representan aquellos costos que corresponderían a una gestión eficiente, se deteriora el valor de la actividad, se quitan estímulos a la realización de inversiones de largo plazo y se induce a dar prioridad a los objetivos de corto plazo, conocido como “vaciamiento” de las empresas.

Dichas situaciones que, en última instancia, atacan con severidad el interés y la voluntad del consumidor final, difícilmente puedan ser neutralizadas por las imposiciones de la regulación en forma de obligaciones, ya que, como es sabido, los capitales fluyen y siempre encuentran la senda hacia las opciones que premien su dedicación.

En la historia reciente de la Argentina, a partir de la crisis económica del 2001, se ha asistido a procesos en los que, por una falta de recomposición de reglas en el sector y la ruptura del esquema de revisiones tarifarias, se llegó a una crisis terminal en los aspectos técnicos y financieros del servicio, hecho que requirió costos notablemente elevados para que dichas empresas superaran la instancia.

Actualmente hay varias provincias argentinas que se encuentran en proceso de iniciar la primera renegociación tarifaria integral. Ya con diez años de experiencia, el Estado en la posición reguladora y en un contexto energético, político y económico muy diferente a la de los 90'.

El desafío es lograr una tarifa para el usuario final, acorde con el servicio prestado y que permita a la licenciataria brindar un servicio sostenible en el tiempo, que requiera las inversiones necesarias para lograr el nivel de calidad exigido en la prestación.

El presente trabajo se basa en la creación y desarrollo de un modelo para la determinación de tarifas a usuarios finales por la provisión del servicio eléctrico. La estructura tarifaria de las prestadoras del servicio, deben distinguir claramente entre los elementos componentes del "pass through" y el negocio propio de la distribución.

El diseño del modelo como herramienta, implica definir la forma en que se cobrará el servicio de prestación a cada usuario, siguiendo la premisa de que cada grupo de consumidores debe afrontar los costos que su demanda ocasiona al sistema.

La herramienta informática utilizada permite a través de modificaciones en ciertas variables, determinar tarifas, requerimientos de ingreso de la empresa, prever variaciones tarifarias por la estacionalidad de la demanda, etc.

Los resultados plasmados en el presente Estudio reflejan el Cuadro Tarifario aplicable a la distribución eléctrica de la Provincia de Jujuy, como caso particular analizado.

Los temas principales desarrollados son:

1. Breve descripción del marco regulatorio nacional (Ley 24.065) y provincial (Ley 4.888);
2. Determinación del valor nuevo de reposición de la red adaptado a la demanda de la Pcia. de Jujuy para determinar la base de capital (VNR);
3. Análisis y determinación de la tasa de rentabilidad del capital;
4. Método y desarrollo para la obtención del cuadro tarifario, según análisis de la demanda y de la red de la Provincia de Jujuy.

Los anexos que conforman este informe son los siguientes:

- ANEXO A: RED ADAPTADA DE LA PROVINCIA DE JUJUY EN MT/BT (DICIEMBRE DE 2006);
- ANEXO B: COSTOS OPERATIVOS ÓPTIMOS DE LA EMPRESA MODELO;
- ANEXO C: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO;
- ANEXO D: LEY N° 4888.

## 1. BREVE DESCRIPCIÓN DEL MARCO REGULATORIO ARGENTINO

La crisis que sufrió la Argentina a fines de la década de los 80, afectó a las empresas eléctricas de su propiedad con la imposibilidad por parte del Estado de financiar las inversiones necesarias para mantener una normal prestación del Servicio. El diagnóstico del estado de las empresas eléctricas, (nacionales y provinciales) incluía factores negativos:

- Mala calidad del Servicio
- Baja eficiencia interna
- Alta Indisponibilidad de las instalaciones
- Pérdidas debidas en especial al hurto de energía
- Clientes insatisfechos
- Tarifas políticas que requerían subsidios cruzados, y que no generaban recursos para la expansión de las redes.
- Señales económicas no claras.

Las leyes de Emergencia Económica (Ley Nro. 23697/97) y de Reforma del Estado (Ley 23.696/89) permitieron la participación del capital privado para realizar las inversiones que los Estados Nacional o Provincial no podían afrontar.

La Ley 24.065 estableció para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad, los siguientes objetivos:

- Promover la competitividad donde sea posible alentando inversiones privadas para asegurar el suministro a largo plazo.
- Separación clara de los segmentos de la actividad según sean monopólicos o sujetos a las leyes del mercado.
- Proteger los derechos de los usuarios
- Garantizar el libre acceso a las instalaciones de transporte y distribución
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando que las tarifas sean justas y razonables e incentivar el abastecimiento, transporte y distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas.

### Actividades del sector

Se reconocen tres actividades dentro del sector de energía eléctrica: la generación, el transporte y la distribución.

La generación es una actividad de riesgo sometida a las condiciones del mercado. Las unidades son despachadas económicamente a los efectos de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. Las características básicas de la actividad de generación son las siguientes:

- Actividad de interés general, abierta a la competencia
- Despacho económico de las unidades
- Generación térmica desregulada
- Generación hidroeléctrica con obligaciones
- Libre acceso al MEM
- Abierta a Importación/Exportación
- Ingresos asociados a eficiencia

El Transporte por razones tecnológicas que se relacionan con las economías de escala que no facilitan la competencia, es monopólica y esta sujeta a una intensa regulación cuyos aspectos salientes son:

- Tarifas y calidad de servicio reguladas
- Obligación de brindar libre acceso a todo usuario del Transporte.
- Prohibición de compra/venta de electricidad, limitada a percibir solamente el peaje que corresponde
- Relevada de la obligación de expandir la red
- Competencia en las ampliaciones mediante la figura del transportista independiente

- Prohibición de ser propietario mayoritario en los segmentos de generación y distribución
- Remuneraciones para operar y mantener los vínculos (peaje),
- Régimen de sanciones y premios para promover la calidad

La Distribución es también una concesión regulada. El suministro de toda la demanda de energía eléctrica en un área de concesión de distribución es obligatorio y se establece la responsabilidad por los estándares de calidad de servicio y los esquemas de precio.

### **Los Agentes Del Mercado Eléctrico**

Las actividades de Generación, Transporte y Distribución se desarrollan a través de lo que se denomina “agentes del mercado” los cuales tienen derechos y obligaciones. Los agentes del mercado son: el generador, el transportista, el distribuidor, el gran usuario y el comercializador.

El modelo además de los 3 agentes: generador, transportista, distribuidor, creó dos nuevos a saber: los Grandes Usuarios son consumidores finales pueden contratar su abastecimiento directamente con los generadores o comercializadores, pagando el peaje correspondiente por la utilización de los sistemas de Transporte y Distribución. Estos usuarios pueden abastecerse ya sea a través del distribuidor de su área (forma tradicional), o comprar directamente a un Generador o Comercializador

La Secretaría de Energía ha ido modificando la demanda máxima requerida desde un valor de 5 MW en 1992, hasta los 30 kW requeridos en la actualidad.

La figura del Comercializador que había sido incluida en el tratamiento de la Ley, en el Parlamento fue ampliamente discutida y finalmente eliminada. No obstante a partir del año 1996 se incorporó como participante en el mercado, a través de un decreto. (Decreto PEN N° 186/96).

La Ley 24065/92 creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se administra a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A – CAMMESA

Sus principales responsabilidades son:

- Despacho de la generación y cálculo de precios en el Mercado Spot.
- Operación centralizada en tiempo real del sistema eléctrico..
- Administración de las transacciones comerciales en el mercado eléctrico.

La compañía es una sociedad cuyas acciones pertenecen a los diferentes agentes del mercado eléctrico (Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios) y al Ministerio de Planificación Federal.

Cada una de las partes tiene el 20% de las acciones. La presidencia es ejercida por el Ministerio de Planificación Federal.

En lo que hace a las transacciones, el MEM tiene los siguientes componentes:

- Un Mercado a Término, caracterizado por transacciones entre dos partes, con cantidades, precios, términos y condiciones libremente pactados entre ellas. Un Distribuidor puede contratar cualquier porcentaje de su demanda. La demanda no contratada en el Mercado a Término es comprada en el Mercado Spot a Precio Estacional.
- Un Mercado Spot, con precios variables calculados cada hora. La programación real de la generación, es llevada a cabo por CAMMESA, sin tener en cuenta los contratos. La diferencia, positiva o negativa, entre la energía que debe entregar un Generador por contratos y la energía que realmente produce de acuerdo al despacho de CAMMESA, se comercializa en el Mercado Spot.

### **Límites del Marco Regulatorio en la Actividad de Distribución. Ley Provincial N° 4.888**

En el caso particular de la distribución de energía en jurisdicción provincial, los contratos celebrados otorgaron a los concesionarios, en exclusividad dentro de un área territorial determinada, el derecho (y la obligación) de distribuir y comercializar energía eléctrica por un plazo de cincuenta años, divididos en diferentes "períodos de gestión".

El Contrato de Concesión contienen como regla general, el Régimen Tarifario, sus normas de Aplicación, el Procedimiento para su determinación, el Cuadro Tarifario Inicial y las Normas de Calidad del Servicio Público y las Sanciones.

La Superintendencia de Servicios Públicos de la Provincia de Jujuy constituye el organismo específicos que controla y verifica el cumplimiento del Contrato de Concesión.

La empresa distribuidora tiene derechos monopólicos en su área de concesión, y como contrapartida está obligada a abastecer la totalidad de la demanda que le sea requerida y, naturalmente, tiene el derecho de percibir la tarifa fijada por el servicio efectivamente suministrado.

### **Normas de Calidad del Servicio Público y Régimen de Sanciones**

El contrato de concesión obliga al distribuidor a cumplir con las normas de calidad incluidas en él y a responder con multas tanto para sus clientes cautivos como para los que le presta el servicio de peaje, si no alcanza tales niveles de calidad independientemente que la causa que origine la interrupción sea propia de su red o se deba a una causa externa no controlable por el distribuidor. Las sanciones constituyen un sistema de incentivos que alienta a mejorar y mantener la calidad de los servicios, y tratan de reflejar el perjuicio ocasionado a los usuarios por la energía no suministrada. Las exigencias de calidad se refieren tanto a los aspectos técnicos como a los comerciales: producto técnico (nivel de tensión y perturbaciones), servicio técnico (frecuencia y duración) y servicio comercial.

### **Obligación de Abastecimiento y Conformación de las Tarifas**

La obligación de abastecimiento del distribuidor está claramente establecida en el Marco Regulatorio según Ley Provincial N° 4.888 que establece en su artículo 30:

“Los Distribuidores, con independencia de aquellas situaciones que sean objeto de una regulación específica indicada en el pliego de licitación y en el contrato de concesión, tendrán los siguientes derechos y obligaciones:

1. Realizar propuestas y colaborar en la planificación del Sistema Eléctrico Provincial con el Poder Ejecutivo Provincial.
2. Realizar propuestas y colaborar en la planificación de los sistemas de alumbrado público con los municipios respectivos.
3. Planificar, proyectar, ejecutar, mantener y explotar las obras e instalaciones necesarias para regular técnicamente, conducir, distribuir y proveer energía eléctrica en los puntos de toma de los usuarios, con arreglo a las condiciones que se fijan en este ordenamiento y de las demás normas que sean de aplicación.
4. Abonar a la Autoridad de Aplicación la tasa de fiscalización y control que ésta establezca.
5. Informar a los usuarios con la anticipación indicada en el reglamento que se dicte al efecto, todo tipo de cortes o restricciones programados en el servicio de energía eléctrica.
6. Crear y mantener permanentemente actualizado un catastro de redes y de usuarios debidamente correlacionados.
7. Suspender el servicio de energía eléctrica a los usuarios y anular las conexiones que se encuentren en contravención a las normas vigentes, en los casos que determine el Poder Ejecutivo Provincial en el Reglamento de Suministro que dicte al efecto, el que deberá ser ampliamente difundido.
8. Solicitar a la Autoridad de Aplicación la actualización de las tarifas conforme lo determina la presente Ley, el pliego de condiciones y bases y el contrato de concesión respectivo.
9. Cumplir las normas sobre procedimientos de lectura, facturación, cobranzas y registración de acuerdo a las disposiciones que establezca la Autoridad de Aplicación.
10. Cumplir las disposiciones y resoluciones emanadas por la Autoridad de Aplicación en casos de controversia de agentes entre sí, y de agentes con usuarios.
11. Poner a disposición de la Autoridad de Aplicación todos los documentos e información necesaria que ésta requiera, para verificar el cumplimiento de la presente Ley, del contrato de concesión y de toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto la misma realice”.

En los Art. 53, 54 y 55<sup>1</sup> se describen los principios a los que se deben ajustar los Distribuidores para el cuadro tarifario. A modo de conclusión de los mencionados artículos, las tarifas se componen por dos términos, el primero

---

<sup>1</sup> Art 53.- Los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los principios contenidos en la Ley Nacional N° 24.065

es variable y esta representado por el precio estacional de compra en el MEM que incluye el costo de generación y transporte más las pérdidas reconocidas de distribución. El segundo término es prácticamente fijo y corresponde al valor agregado de distribución (VAD) que remunera la actividad.

El VAD es revisado periódicamente cada 5 años y está compuesto por los costos de:

- capital para la construcción y renovación de las redes,
- operación y mantenimiento
- gestión comercial
- rentabilidad sobre el capital invertido.

---

y sus normas reglamentarias y complementarias. En tal sentido, deberán asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad y continuidad del abastecimiento.

En el Mercado Concentrado se podrán compensar las diferencias que surjan debido a desventajas geográficas mediante subsidios explícitos, cuidando de no distorsionar las señales de precios, que deberán indicar claramente la inconveniencia de incrementar el consumo en zonas marginales del mercado con costos de suministros elevados.

En el Mercado Disperso, debe tenderse a cubrir fundamentalmente las necesidades energéticas básicas e indispensables de los usuarios - tanto residenciales como de actividades productivas -, desalentando todo consumo por encima de lo razonable dado el alto costo que implica este abastecimiento, contemplando la promoción el arraigo de los pobladores de cada localidad, como así también el fomento de la radicación de pequeñas y medianas empresas en la zona.

Art 54.- Las tarifas que apliquen los Transportistas y los Distribuidores deberán ser acordes con el estándar de la industria y permitir una razonable tasa de rentabilidad relacionada con la eficiencia y eficacia operativa en el servicio eléctrico que prestan.

Art 55.- Los contratos de concesión de Transportistas y Distribuidores incluirán un cuadro tarifario, el que ser válido por un periodo de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

1. Establecer las tarifas que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido. Tales tarifas serán determinadas de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 53 y 54 del presente ordenamiento.
2. La tarifa a aplicar a aquellos usuarios que estén en condiciones de acogerse al régimen nacional de grandes usuarios, no estará regulada y será libremente convenida por las partes.
3. En ningún caso los costos atribuibles al servicio eléctrico prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobrada a otros usuarios.
4. Las tarifas en el Mercado Concentrado, deberán mantener un término que represente el costo del aprovisionamiento mayorista de potencia y energía, afectado por el factor de pérdidas técnicas aceptables que se establezca, con forme estándares nacionales el que ser transferido en forma directa a los usuarios.
5. Los costos de expansión de redes que no fueran financiados con recursos del Fondo Provincial de Energía de Jujuy u otros recursos públicos, los costos de operación, mantenimiento y comercialización considerados en la de terminación tarifaria deberán ajustarse a los estándares aceptados para el mercado eléctrico y deberán permitir una utilidad razonable al concesionario que preste el servicio con la eficiencia adecuada. Su valor base se establecerá en pesos convertibles y serán invariables durante el periodo tarifario.

## 2. DETERMINACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REPOSICIÓN DE LA RED ADAPTADO A LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LA PCIA. DE JUJUY

### El cálculo del costo de capital

#### Introducción

El reconocimiento del costo de capital debe estar integrado con un premio o retribución al capital, que se ha inmovilizado para el desarrollo de la actividad, junto con un aporte que compense la depreciación o el desgaste por uso de los activos.

El premio retribuye el hecho de que el titular del capital lo inmoviliza en la actividad y renuncia a gastarlo o invertirlo en otra alternativa.

El aporte que los usuarios realizan para compensar la depreciación o el desgaste de los bienes por el uso, integrando periódicamente una cuota parte del valor de reposición del bien en la tarifa, los habilita, cuando finaliza la vida útil de ese bien, a reclamar la continuidad del servicio y a exigir al prestatario la realización de las correspondientes inversiones de reposición.

El cálculo implica la determinación de un stock o base de capital y una tasa de rentabilidad.

Según la opinión de algunos autores en la materia, el fondo de capital se puede implementar según los siguientes tres métodos<sup>2</sup>:

- Sobre la base patrimonial contabilizada por la empresa, que incluye el monto de la oferta asociada con la privatización (visión del inversor).
- Sobre la base de una red de costo mínimo, la cual, adecuadamente operada suministra el servicio en las condiciones fundamentales de calidad exigidas por los clientes (visión del usuario).
- Sobre la base del valor proyectado por la actividad como negocio en marcha, hecho que incluye las evoluciones del mercado y de la demanda, así como los costos operativos (visión del regulador).

En un esquema absolutamente ideal y simplificado, una lectura preliminar indica que el resultado de los tres cálculos debe converger en el mismo valor.

Por ejemplo, si la inversión se realiza el día anterior a la venta o transferencia de la concesión y la misma dura exactamente un día menos que la finalización de la vida útil de los activos, el valor de la inversión inicial efectuada por quien adquiere la concesión corresponde exactamente **al valor de reposición a nuevo de la red adaptada** y también coincide en un ciento por ciento con el valor del negocio, calculado como el valor presente neto del resultado de la explotación, siempre que se considere que el gasto de operación y de mantenimiento real sea, exactamente el reconocido en las tarifas y que la demanda no aumente ni disminuya, manteniéndose la red económicamente adaptada.

Por otra parte, el valor del negocio concuerda con el de la oferta, si la tasa de descuento utilizada por el inversor es exactamente la misma que la explicitada en el cálculo tarifario.

La tasa aplicada a la base de capital destinada a obtener rentabilidad, debe ser atractiva para el inversor cuando este compare con otras alternativas, teniendo en especial consideración el bajo riesgo de las mismas. Esta circunstancia surge de la condición de monopolio natural que tiene la distribución para un mercado fuertemente cautivo y de evolución creciente de la demanda en general.

La tasa reconocida está obligada a fundarse en la suma de tres conceptos:

- Una tasa base referida al rendimiento de los activos financieros de largo plazo con fuerte respaldo y en moneda estable.
- Un premio por el riesgo asociado con el país en donde se desarrolla la actividad.
- Un premio relativo al riesgo propio y característico de la industria.

---

<sup>2</sup> Alejandro Sruoga, "El proceso de cálculo de los cuadros tarifarios en empresas distribuidoras de electricidad", Capítulo 4, Páginas 79-82, Septiembre de 2000.

En la práctica mundial, una actitud difundida para el cálculo de la tarifa es la identificación del premio que merece un empresario por preferir realizar su inversión en una determinada canasta de acciones en el segmento de la industria, respecto de otras posibilidades con “riesgo industria similar”.

En nuestro país, la aplicación del criterio de la canasta de acciones resulta difícil de aplicar ya que son pocas o inexistentes las compañías que cotizan en el mercado de valores.

Finalmente, existe un problema en la transferencia y en la asignación de la retribución al capital de los usuarios por medio del cuadro tarifario.

El modelo regulatorio y de cálculo tarifario en la distribución no les asegura a las prestadoras la percepción de una cantidad de dinero fija retributiva por los conceptos reconocidos, sino que garantiza la percepción de un margen de distribución por cada cliente atendido, por cada kw contratado y por cada kwh consumido.

Esta realidad implica que la rentabilidad reconocida se refiere a la unidad de producto o servicio vendido por la prestadora y que se asume automáticamente el riesgo de la demanda en el sentido de que mayores o menores facturaciones significan diferencias en el recupero de dicha rentabilidad.

Existen distintas maneras de calcular la base de capital a saber:

- La base de capital calculada sobre el patrimonio de la empresa.
- La base de capital calculada sobre el valor del negocio.
- La base de capital calculada sobre el valor de las redes.
  - ❖ El valor de reposición de la red a nuevo.
  - ❖ El costo de desarrollo de la red.

### **La Base De Capital Calculada Sobre El Patrimonio De La Empresa**

Supone considerar el patrimonio de la empresa en el año base de cálculo o proyectado para todo el período tarifario.

Así el patrimonio de la empresa se integra como el monto inicial de la oferta más las inversiones realizadas en el período comprendido entre la formulación de la oferta y la oportunidad de realización del estudio menos las depreciaciones y el endeudamiento, a los que se suman las inversiones a concretar en el período tarifario si correspondieran. Es necesario establecer además si a las inversiones a considerar son la totalidad de las ejecutadas, si corresponde una evaluación de razonabilidad económica de ellas y si el destino es estrictamente el desarrollo y la reposición de la red o por ejemplo, de la reducción de los costos de explotación.

Atendiendo a las características reconocidas de los negocios de distribución y su regulación, existen algunas dudas respecto de la viabilidad en la aplicación directa de estos conceptos. Por ejemplo:

- El capital social medido sobre el patrimonio e influido sobre el monto de la oferta que efectúa el grupo inversor en la adquisición de los derechos para desarrollar la actividad puede no corresponder al capital óptimo que esté dispuesto a pagar el cliente, ya que la oferta con la que compró el negocio, si bien refleja la tasa decidida por el propio grupo y la actualización de los beneficios, incluye otros aspectos mayoritariamente intangibles vinculadas con las posturas estratégicas de los inversores los cuales no necesariamente deben ser soportados por los clientes.
- El capital social de la empresa esta determinado sobre la base del estado de uso de la red y su proximidad o su distancia del reemplazo por obsolescencia. Si el usuario paga solo el valor depreciado de la red no se asegura la reposición a nuevo de los equipos cuando finaliza la vida útil, con lo cual no podría garantizarse la continuidad de los servicios. Cabe mencionar que los contratos de concesión en la Argentina responden a un modelo que le exige al prestador la obligación de suministro irrestricta en el área geográfica determinada para la concesión.
- Las inversiones que se adicionan al monto original de la oferta pueden tener resultados diversos sobre la calidad de los servicios (de acuerdo con el modelo de regulación indirecta, el resultado de una inversión es un riesgo para quien lo decida, en este caso la empresa) y los usuarios se hallan dispuestos a pagar solo aquellas inversiones que contribuyan a mejorar la calidad o al menos, a su mantenimiento en casos de expansión del mercado consumidor.

### **La Base De Capital Calculada Sobre El Valor Del Negocio**

Este método consiste en valorizar la actividad como un negocio en marcha.

Para ello es necesario realizar en forma iterativa, una proyección del resultado económico de la actividad en no menos de diez a quince años.

Resulta indispensable establecer como primer paso, los ingresos del negocio, relacionando los pronósticos de demanda con las tarifas. De esta manera se parte de una estructura tarifaria calculada con cierta rentabilidad de referencia, que debería reajustarse en el proceso iterativo ya mencionado, en función de los resultados obtenidos en el cálculo del valor del negocio.

Los egresos se proyectan en el período de análisis sobre la base de la situación real de partida, evolucionan según el crecimiento de la demanda si correspondiera, y se ajustan de acuerdo a determinados parámetros estándares. Es conveniente no hacer interferir el cálculo de los costos con los parámetros estándares considerados en la determinación de las tarifas.

La principal dificultad conceptual para garantizar que este método concilie intereses de prestadores y consumidores reside en que la rentabilidad se calcula sobre la base de resultados de supuestos de gestión y de la evolución de la demanda. La rentabilidad que obtienen la empresa y el inversor dependen intrínsecamente de los resultados de gestión del operador, de la evolución de la demanda y del manejo de los riesgos regulatorios. Presuponer un resultado de gestión y premiarlo con una tasa razonable de rentabilidad parecen incompatibles entre los intereses de la comunidad y del capital privado.

### **La Base De Capital Calculada Sobre El Valor De Las Redes**

En teoría desde la óptica del usuario, la rentabilidad debe calcularse sobre la base del capital inmovilizado en equipos e instalaciones para el desarrollo de la actividad.

El usuario exige que se le retribuya al prestador solo la red estrictamente necesaria para que se cumpla con el servicio en cantidad y calidad, hecho que implica la valoración de una red de costo mínimo que computa las inversiones, los gastos de explotación, las pérdidas y la confiabilidad del servicio medida según el costo de la energía no suministrada.

Debe calcularse y retribuirse la inversión promedio para la reposición o para la expansión de la red, de esta forma cuando se retribuye la inversión sin depreciación se asegura al cliente la provisión del servicio en forma inmediata e incluso vencida la vida útil de los bienes. Con el cobro de la cuota parte de la inversión indispensable para reponer el bien, la empresa se obliga automáticamente a realizar toda la inversión de reposición necesaria a fin de mantener la calidad del servicio.

Las demandas hacia la red de distribución son dinámicas y muestran una tendencia monótona al crecimiento y lo hacen, preponderantemente, en el área ya cubierta por el servicio. Estas características conllevan a que el costo medio de reposición a nuevo de la red, medida en relación con la capacidad puesta a disposición de la misma, sea continuamente variable en el tiempo y distinta del costo de expansión de la red en el mediano y largo plazo.

Esta situación conduce a identificar en forma diferenciada dos tipos de costos para una red de distribución:

- a) El costo asociado con el reemplazo a nuevo de la red para suministrar un nivel determinado de demanda, el cual representa un costo medio y
- b) El costo de expansión de la red o costo marginal.

De acuerdo a algunos autores especialistas en el tema<sup>3</sup>, el óptimo de la regulación debe basarse en el valor de reemplazo a nuevo de la red necesaria para la prestación del servicio.

De dicha red es conveniente verificar la condición de que en el largo plazo minimice el conjunto de costos de inversión, explotación, pérdidas y confiabilidad.

---

<sup>3</sup> Alejandro Sruoga, "El proceso de cálculo de los cuadros tarifarios en empresas distribuidoras de electricidad", Capítulo 1, Páginas 25-26, Septiembre de 2000.

## El Valor De Reposición A Nuevo – VNR

### I. Sobre la red optimizada con respecto a la demanda actual

La primera alternativa de cálculo utilizando el capital inmovilizado en la red, es valorizar la reposición de la red óptima para prestar el servicio en el año inicial del período tarifario.

El concepto de la red óptima se refiere a una red que en su diseño estructural y en las tecnologías utilizadas, se considera adaptada a la demanda porque no existe otra alternativa en la cual la suma de costos de inversión, explotación, pérdidas y confiabilidad sea inferior.

La aplicación de esta metodología exige una tarea importante de ingeniería ya que se debe evaluar en forma crítica si la red actual en su totalidad, corresponde estrictamente al óptimo. Dado que la aplicación a toda la red de la empresa implica en la práctica realizar un nuevo diseño de la red (tarea sumamente importante y voluminosa), se recurre al trabajo de muestreo, tomando como base la propiedad de los costos de distribución que se comporten homogéneamente en aéreas de densidad con carga similar y constante.

Así es posible elegir una muestra de localidades de una empresa, optimizar la red solo en dichas localidades, y luego generalizar los resultados a toda la empresa.

La elección de la muestra se debe formular sobre la base de información de la infraestructura disponible en cada localidad según el mercado atendido y de acuerdo con otros parámetros físicos tales como áreas servidas y clasificación de los mercados en urbano y rural a partir de la subdivisión catastral de la tierra.

La optimización técnica económica de las redes en cada una de las localidades se realiza según las siguientes etapas:

- Definición de las opciones tecnológicas tales como tensiones primarias y secundarias de distribución, tipos de postes y aislamiento, utilización de reconectores y configuración topológica de la red.
- Optimización de los módulos de transformación de distribución (de media a baja tensión) y de la red de baja tensión en cuanto a cantidad de salidas a la red general, secciones económicas de redes y determinación del área de cobertura de cada transformador de distribución.
- Optimización de la red de media tensión en cuanto a sección económica, etapa troncal y derivaciones.

Se aplican restricciones respecto de que la demanda abastecida se continuará suministrando con la calidad promedio y que se utilizarán tecnologías y soluciones estándares.

La red así obtenida en cada localidad se estimará según **el valor de reemplazo a nuevo**, ello significa el relevamiento en el mercado de los costos de obras nuevas similares a las determinadas y la aplicación de los costos unitarios a las cantidades determinadas.

Posteriormente, el usuario paga en sus cargos mensuales la anualidad de dicha inversión dividida en doce cuotas iguales, con la tasa de descuento establecida y la vida útil normal del tipo de instalación.

La tasa de descuento refleja la tasa de rentabilidad definida por la regulación, la que no obligatoriamente se corresponderá con la real tasa de rentabilidad que obtenga el inversor sobre el capital dedicado a la actividad.

### II. Sobre la red actual respecto de la capacidad optimizada.

Existe un método alternativo de cálculo para la optimización de la red, que consiste en valorar la reposición a nuevo de la red existente y referirla a la capacidad ideal.

La capacidad ideal se calcula en cada etapa del proceso, sobre la base de los valores nominales o de chapa de equipos e instalaciones y según factores que representen el óptimo de uso de las mismas tales como la potencia y el factor de utilización.

Referir los valores de reemplazo de los activos existentes a dichas capacidades significa que el prestador solo recuperará el valor de los mismos cuando se utilicen en forma óptima.

El cálculo se puede aplicar a la muestra representativa o al conjunto completo de instalaciones de la distribuidora.

Los resultados alcanzados a partir de este mecanismo y las experiencias adquiridas en su aplicación demuestran que es un método viable, con el que se obtienen productos consistentes, aún si aparecieran eventuales faltas de adaptación dentro de rangos razonables.

El principal atractivo de este método es que se valoriza la red existente de la que se pueden garantizar, por lo menos, las actuales prestaciones. Esta ventaja no se logra ni con el otro método descripto ni con el plan de inversiones.

La aplicación de este método consiste en:

- Identificar las diferentes etapas del proceso de distribución: red secundaria (red BT), transformadores de distribución (SET MT/BT), red primaria (Red MT), estaciones transformadoras en alta tensión (ET AT/MT) y líneas de transmisión y sub-transmisión en alta tensión (LAT).
- Agrupar los activos homogéneos y calcular su valor de reemplazo a nuevo sobre la base de costos unitarios de mercado.
- Determinar las capacidades ajustadas de transformadores como el producto de las capacidades nominales en kVA por los factores de potencia normales para distribución en media y alta tensión, y por factores estándares que representen la necesidad de disponer de reserva de capacidad en transformación para atender la indisponibilidad de máquinas de una misma estación transformadora o de otras vinculadas por las redes primaria o secundaria.
- Establecer las capacidades óptimas de las redes de distribución primaria y secundaria, como el cociente entre la capacidad ideal de los transformadores que abastecen a las redes y los factores de simultaneidad entre alimentadores de dicha red de distribución.
- Calcular los cargos mensuales de aplicación a los clientes como la doceava parte de la anualidad de la inversión de reposición por unidad de capacidad, utilizando similar tasa de descuento y vida útil que en el método anterior. Los cargos se obtienen mediante la integración de las anualidades de los períodos de distribución entre el cliente y el punto de vinculación de las instalaciones de la distribuidora con el mercado mayorista, incluyendo las pérdidas entre la fase de distribución y el punto de suministro de tal manera que, cuando el cliente exija capacidad, participe en los costos de cada etapa en función de su demanda, sumadas las pérdidas correspondientes.

## **Red adaptada de la Provincia de Jujuy de MT/BT<sup>4</sup>**

### **Introducción**

La valuación de los activos de las redes de distribución se debe realizar en base a la determinación de la red técnico-económicamente óptima y adaptada al mercado eléctrico. Las redes pueden no estar adaptadas y no constituir la opción óptima. Ajustes sobre las mismas no aseguran la elección de la solución óptima.

Para la determinación de la red adaptada técnico-económicamente se han evaluado distintas alternativas de red, para cada mercado característico de la Provincia de Jujuy atendida por EJESA y considerando los escenarios previstos de evolución de demanda.

Los mercados característicos se determinan evaluando:

- Condición catastral (urbana, rural).
- Tipo de clientela y concentración.
- Densidades de carga en MT y BT.
- Tipo de red posible por condiciones ambientales y reglamentación técnica vigente.

Considerando las características de cada mercado típico y las reglas de calidad de servicio y producto, se definen las opciones posibles de Arquitectura de Red y tecnología a emplear.

Mediante un modelo de optimización de la red se determinaron para cada mercado las opciones óptimas de:

- Arquitectura de Red.
- Niveles de tensión.
- Cantidad y sección de los circuitos de MT y BT.

---

<sup>4</sup> Se tomó como base un estudio encargado por la Superintendencia de Servicios Públicos de la Provincia de Jujuy sobre la adaptación de la Red de Distribución de Energía Eléctrica de la Provincia, el cual fue realizado por la consultora Trevisán & Asociados.

- Potencia de transformación MT/BT.
- Ubicación de dispositivos de maniobra y protección.

Se consideró los costos actualizados (capitalizados), comprendiendo instalaciones actuales y futuras, costos de mantenimiento y costos de pérdidas técnicas, de forma tal de poder seleccionar la opción óptima para la clientela (aquella de menor valor económico total).

Los cálculos fueron realizados para el año 2004 ya que para este año fue suministrada la información por parte de la distribuidora EJESA efectuándose posteriormente los ajustes al año 2006.

### **Etapas del trabajo**

La determinación de la red Técnico-económicamente óptima y adaptada se desarrolló según las siguientes fases:

- I. Zonificación y caracterización del mercado eléctrico.
- II. Evaluación del Marco Regulatorio a considerar para calidad de servicio y producto técnico.
- III. Definición de las opciones tecnológicas y de arquitectura de la red por zona característica.
- IV. Determinación de costos estándar de instalación (supletorios).
- V. Adaptación y carga del modelo de optimización de la red técnico-económicamente adaptada a las singularidades del mercado de Jujuy y definición de las hipótesis a considerar opciones a evaluar y variables a optimizar.
- VI. Procesamiento del modelo y determinación de las redes técnico-económicamente adaptadas óptimas, de MT y BT.
- VII. Comparación con la red existente y explicación de diferencias.
- VIII. Valorización de la red adaptada sobre la base de obras FEDEI a precios de mercado.
- IX. Determinación de las pérdidas estándar.

Descripción breve de la metodología utilizada

#### A) Zonificación y caracterización del mercado eléctrico

Sobre la base de la división catastral de la Provincia, en áreas urbana, rurales etc., se efectuó la clasificación de cada una de los circuitos de MT en urbanas y rurales.

A su vez, las áreas urbanas se clasifican mediante la determinación para su mercado de:

- I. Densidad de carga de MT y BT.
- II. Tipología de la clientela.
- III. Posibilidad de desarrollo de red aérea en MT y BT. (Sobre la base de las prácticas existentes, normas nacional y municipal de aplicación)

La densidad de carga se determinó a partir de las cargas reales de las estaciones AT/MT, los alimentadores de MT y su área de influencia.

Los rurales se clasifican con el indicador:

$$I2 = \text{kVA MT/BT} / \text{Km de red MT.}$$

De ésta manera los circuitos y las correspondientes áreas urbanas y rurales quedaron clasificadas en grupos urbanos y rurales de características similares y distintivas del resto sobre los que se toma una amplia muestra de estudio.

#### B) Evaluación del marco regulatorio a considerar para la Calidad de Servicio y Producto Técnico

Se evaluaron las normas de calidad de servicio y producto técnicos que serán de aplicación para el próximo período tarifario y en base a ellas se determinaron sus implicancias en cuanto a las opciones de tipo de red a utilizar, la topología o arquitectura de red requerida o conveniente, las caídas de tensión máximas admisibles, las prácticas de regulación de tensión a realizar y los esquemas básicos de los sistemas de protección y maniobra. Estas condiciones determinan limitaciones en las opciones de desarrollo de las redes adaptadas.

#### C) Definición de las opciones tecnológicas y de arquitectura de red por zona característica.

Siguiendo con el punto anterior y definido la posibilidad de tipo de red aérea o subterránea y tipo de CT aplicable a cada zona característica resultante, se eligen:

- Las opciones tecnológicas más adecuadas en función de prácticas ya realizadas por EJESA, o bien conocidas y con buenos resultados a nivel nacional.
- Las opciones de arquitectura de red requerida (circuitos típicos) para cada zona característica.

- Las opciones de sistemas de protección y maniobra convenientes aplicar para cumplir con la calidad de servicio.

#### D) Costos de instalación unitarios

Primeramente se efectuó una comparación de los costos utilizados por EJESA con los vigentes en el mercado nacional, llegando a la conclusión que eran inadecuados. Por lo tanto, para cada opción tecnológica considerada más adecuada, se determinaron los costos de instalación unitarios.

Los costos de Instalación se elaboraron con los valores vigentes en el mercado nacional de costo de materiales y de mano de obra (UOCRA). Los estándares de rendimiento de la mano de obra de otras Empresas ya que los presentados por EJESA en algunos casos son elevados.

#### E) Adaptación del modelo de optimización de la red técnico - económica óptima a las particularidades del mercado de Jujuy y definición de las hipótesis a considerar opciones a elegir y variables a optimizar

En esta fase se realizó la adaptación del modelo de cálculo técnico-económico para cada una de las opciones de redes básicas adoptadas y considerando las características de las áreas típicas de la provincia de Jujuy.

El modelo de cálculo técnico-económico permitió evaluar para cada una de las opciones de Arquitectura de red y niveles de tensión a considerar en la red de MT y BT los siguientes costos capitalizados:

- Instalaciones Iniciales.
- Instalaciones Futuras.
- Costos de Explotación.
- Costos de Pérdidas.

Dicho modelo permitió elegir la opción más conveniente de arquitectura de red y optimizar la tipología, cantidades, módulos y secciones de las redes de MT, centros de transformación MT/BT y redes de BT incluyendo la disposición de reservas y utilización de equipamientos de maniobra y protección.

El modelo de optimización se cargó con las opciones de tipo de red, tecnología y topología elegidas. Se cargaron también los costos unitarios de instalación, explotación y pérdidas.

Se determinaron las hipótesis fijas y las variables a optimizar que se utilizaron para determinar la red óptima técnico-económicamente.

Las hipótesis fijas que comprenden los datos y escenarios básicos de análisis fueron las siguientes:

- Demandas y superficies a abastecer
- Densidades de carga resultantes de la caracterización. (En MT y BT).
- Niveles de tensión
- Tipo de red posible por zona característica
- Tasas de crecimiento horizontal y vertical
- Tasa de descuento
- Costo de pérdidas
- Costos unitarios de instalación y explotación (instalaciones tecnológicamente a adaptadas)
- Niveles de utilización óptimos para las instalaciones
- Tiempos de utilización y de pérdidas (por nivel de tensión y área)

Las opciones y otras variables optimizadas son:

- Cantidad y sección de circuitos de MT y BT
- Potencia de transformación MT/BT
- Uso y ubicación de Dispositivos de protección y automatismos
- Pérdidas técnicas

#### F) Procesamiento del modelo de cálculo y determinación de las redes óptimas de MT y BT

Con las hipótesis básicas y las variables a optimizar que se consideraron convenientes se efectuó el proceso de cálculo, determinando para cada área característica los parámetros óptimos técnico-económicos de los circuitos, a saber:

- Arquitectura de red
- Niveles de tensión
- Cantidad, sección y longitud de circuitos de red aérea o subterránea de MT
- Módulos de transformación MT / BT cantidad y potencia de los mismos (para cada tipo)
- Cantidad, sección y longitud de circuitos de red aérea o subterránea BT

- Ubicación de dispositivos de protección, maniobra y automatismos
- Pérdidas técnicas

G) Comparación de la red existente y explicación de las diferencias.

Se realizó una comparación de la red adaptada para el año 2005, con la red actual del mismo año (suministrada por EJESA), evaluando y justificando las diferencias.

H) Valorización de la red adaptada a precios de mercado

Tomando cada una de las zonas características y las superficies y además de cada una de ellas, se determinaron las magnitudes totales óptimas de los circuitos MT y BT, CCTT, potencia de transformación y sus costos asociados correspondientes a la red técnico-económicamente óptima y adaptada determinando así el VNR adaptado.

Se incorporaron los costos de capital de trabajo e inversiones no eléctricas. Se identificaron las obras FEDEI dentro de la red técnico-económicamente adaptada y se valorizaron a precios de mercado.

I) Determinación de las pérdidas técnicas estándar

Estas se determinaron sobre la base de los estudios de optimización realizados para las redes urbanas y rurales de 13,2 kV y las redes de 33 kV. También se calcularon los correspondientes a transformación MT/MT y MT/BT, y acometidas y medición.

El Cálculo del VNR de la Red Técnico - Económicamente adaptada

Con los resultados de los estudios técnicos de la red, se procedió a determinar el VNR de la red técnico económicamente adaptada a precios de mercado.

Los conceptos comprendidos son:

- Redes de 33 kV
- SE Transformadoras 33 / 13,2 kV
- Redes de 13,2 kV Urbanas
- Redes de 13,2 kV Rurales
- Centros de transformación MT/BT Urbanos
- Centros de transformación MT/BT Rurales
- Redes de BT Urbanas
- Redes de BT Rurales
- Mediciones

Los criterios para la determinación del VNR adaptado y las tablas correspondientes para cada uno de los conceptos comprendidos se encuentran el Anexo A<sup>5</sup> del presente documento.

A continuación se presenta la tabla resumen de los resultados del VNR obtenidos.

---

<sup>5</sup> Se tomó como base un estudio realizado por la consultora Trevisán & Asociados por encargo de la Superintendencia de Servicios Públicos de la Provincia de Jujuy.

## Resumen de los resultados en la determinación del VNR.

<b>VNR RED ADAPTADA</b>		
<b>CONCEPTO</b>	<b>Diciembre 2005</b>	
	<b>Cantidad</b>	<b>Valor\$</b>
Redes de 33 kV (km)	739	30.652.254
ET 33/13,2 kV (KVA)	108800	16.890.483
Redes de 13,2 kV Urbanas (km)	196	13.248.093
Redes de 13,2 kV Rural (km)	2288	45.365.156
Transformadores MT/BT Urbanos (kVA)	128340	16.425.167
Transformadores MT/BT Rurales (kVA)	53729	17.745.608
Redes de BT Urbanas (km)	1041	30.034.838
Redes de BT Rurales (km)	1336	24.088.207
Mediciones (u)	135812	12.613.738
VNR no eléctrico	-	9.642.000
Capital de trabajo	-	5.326.000
	<b>TOTAL</b>	<b>222.031.544</b>

### 3. TASA DE RENTABILIDAD DEL CAPITAL

#### Antecedentes

#### Los Monopolios Naturales Y La Economía Regulatoria

En los casos en que el monopolio resulta la estructura económica más eficiente para una sociedad nos hallamos en presencia de lo que se denomina un Monopolio Natural y esto es así ya que la prestación de un servicio por parte de un proveedor genera, para la comunidad, menores costos que si este fuera brindado por más de una empresa.

Las empresas que gestionan redes para la distribución de flujos constituyen monopolios naturales ya que si así no fuera la duplicación de redes implicaría mayores costos para la sociedad como consecuencia de la mayor necesidad de capital.

Desde principios de los años 80 los economistas y reguladores han centrado su atención en el desarrollo de métodos tendientes a crear los incentivos necesarios para lograr que las empresas monopólicas tiendan a la eficiencia económica. De esta manera el Price Cap suplantó a la Tasa de retorno como metodología de regulación.

La regulación por Price Cap o Precios máximos genera los incentivos necesarios para que las empresas maximicen la eficiencia, pues todos los beneficios que por ello logren durante el periodo tarifario pueden ser apropiados por las mismas.

El Price Cap será aplicado sobre todos aquellos costos controlables por parte de la empresa a los cuales se denomina Valor agregado de distribución.

#### La Renegociación Contractual Y La Revisión Tarifaria Integral

El marco regulatorio de la concesión está constituido por las Leyes Provinciales N° 4879, N° 4888, N° 4904, el Contrato de Concesión y la Ley Nacional N° 24065 y su Decreto reglamentario N 1398/92.

Posteriormente la Ley 25561 estableció la pesificación de las tarifas de los servicios públicos originalmente pactadas en dólares, la eliminación de las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y también la eliminación de cualquier otro mecanismo de indexación. La misma Ley autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a Renegociar las tarifas de los contratos de obras y servicios públicos. Las Leyes Nro. 25790, Nro. 25820, Nro. 25972 y Nro. 26077 prorrogaron la vigencia de la Ley 25.561.

En concordancia con lo dispuesto por las Leyes Nacionales mencionadas en el párrafo anterior, las Leyes Provinciales 5301 y 5332 establecieron el Marco del proceso de renegociación que llevó a la firma el día 07 de noviembre de 2005 de la Carta de Entendimiento entre la Provincia de Jujuy y EJESA. En dicha Carta se constituyeron las bases y se fijaron las condiciones del acuerdo de renegociación integral a celebrarse, así como también las pautas para la revisión Tarifaria Integral a efectos de aplicar el nuevo régimen tarifario.

De la carta de entendimiento surge que la base de capital será determinada teniendo en cuenta los activos necesarios para una operación eficiente y prudente del servicio, considerándose para la valuación de los mismos el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), adaptado a la demanda que resulte de aplicar criterios técnicos fundados, que expresen dicho valor en forma justa y razonable. También surge que a los efectos del cálculo de la rentabilidad se respetaran los principios que surgen de la Ley N° 4.888 y su modificatoria N° 4.904 (Art. 54 y 55).

La Ley 24065 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en lo referente a la rentabilidad de las empresas reguladas establece como principio, en su artículo 41 que: "... la tasa deberá:

- a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;
- b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable a nivel nacional e internacionalmente."

El presente trabajo será realizado respetando los principios establecidos en la Carta de Entendimiento y en el Marco regulatorio vigente y asumiendo que la base de capital es calculada en pesos, valuada al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y la tasa de costo de capital será calculada en términos reales para ingresos regulados en Pesos.

Partiendo de comportamientos históricos de las diferentes variables, se calculara la tasa de costo de capital razonablemente probable.

### Marco Conceptual

La estimación del costo de capital no es una tarea sencilla en especial en los mercados emergentes y en particular en el contexto nacional, la tarea se dificulta si a esto le sumamos el hecho que dicho costo debe ser calculado para una empresa que constituye un Monopolio natural y que no transa su capital en la bolsa,, lo cual aumenta los problemas de asimetría de información que existe entre el regulador y la firma regulada..

En este caso la regulación debe tener como objetivo el sustituir a la competencia a efectos de inducir un comportamiento en la empresa de forma tal que se maximice el bienestar social. Esto implica que la tasa de ganancia de los accionistas debe ser similar a la que obtendría en un mercado competitivo. La misma debería maximizar la utilidad de los inversores, asegurando la sostenibilidad del servicio, y minimizar el costo para los usuarios

### El Costo Promedio Ponderado

Las empresas obtienen su financiamiento básicamente a través de capital propio o fondos de terceros (deuda). El costo de capital propio resulta más alto que el de la deuda pues los accionistas asumen mayores riesgos que los tenedores de deuda y solo tienen derechos residuales sobre los flujos de fondo de la compañía..

El costo de capital es un promedio ponderado del costo de endeudamiento y del costo de capital propio, por su denominación en ingles WACC (weighted average cost of capita).

$$WACC = r_d (1-t) D/C + r_e E/C$$

Donde:

WACC = costo promedio ponderado del capital de la firma después de impuesto,

t = alícuota del impuesto a las ganancias pagado por las empresas,

$r_d$  = es el costo de endeudamiento de la empresa,

$r_e$  = costo del capital propio o costo de oportunidad ,

E= valor del capital propio,

D =valor de la deuda

C = valor total de los activos o el capital total de la empresa ( $C = D + E$ ).

D/C= apalancamiento financiero

$r_d (1-t)$  = costo de endeudamiento después de impuestos.

### Estructura de Capital

Para estimar la WACC, resulta necesario centrar la discusión en la estructura de capital sobre la que se basará el calculo de dicha retribución.

La práctica habitual a los efectos de determinar el costo de capital de empresas reguladas, consiste en ponderar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento por sus respectivos valores libros (Morin, pag. 411, 1994 ó Spiegel y Spulber, pag.426, 1994).

Los recursos que deben ser considerados como parte del capital que financia la firma deben ser aquellos que tienen cierta permanencia. Las deudas que financian necesidades temporarias de capital de trabajo no deben incluirse en la determinación del costo y la estructura de capital. Las deudas bancarias de largo plazo, con tasas de contrato preestablecidas, normalmente se incluyen por su valor nominal, ya que no tienen un precio que se refleje en el mercado de capitales. No deberán incluirse las deudas bancarias de corto plazo tomadas para financiar necesidades temporales de capital de trabajo

La práctica regulatoria más reciente sostiene que la estructura de capital utilizada para el cálculo del WACC debe basarse en una estructura financiera target que refleje las mejores prácticas de la industria que se esta analizando o de industrias que puedan constituir un benchmark. Por lo tanto la Estructura de capital objetivo podrá no corresponderse con la de las distribuidoras eléctricas consideradas individualmente.

## Parámetros Utilizados En El Ámbito Local

1. Revisión tarifaria de EDEERSA, recomendado por Hagler Bailly SA, entre el 30% y el 50%, abril 2000
2. Revisión tarifaria de la distribución eléctrica en la Provincia de San Juan, EPRE San Juan, 2003, el 62,3%
3. Determinación del costo de capital de empresas de distribución eléctrica, informe preliminar de la Universidad Tecnológica Nacional, facultad Regional Tucumán, septiembre de 2004 entre el 50% y el 60%

A los fines del presente trabajo el rango de endeudamiento que se utilizara es del 35%.

### Costo de capital propio

En la teoría existen diferentes alternativas para calcular el costo de capital propio, de las cuales se consideraran dos: el Capital Asset Pricing Model (CAPM) y el Arbitrage Pricing Model (APM).

#### “Arbitrage Pricing Model” (APM)

Como en el CAPM, en el modelo del APM, desarrollado por Ross en 1976, los inversores obtienen una recompensa por exponerse al riesgo no diversificable.

El CAPM sólo tiene en cuenta un solo factor, adopta  $\beta$  como una medida de riesgo, mientras que el APM es un modelo multifactor, extiende el análisis y permite la introducción de otras variables explicativas, supone que la rentabilidad de cada acción depende en parte de factores macroeconómicos y de otros sucesos propios de cada empresa en particular. El número de nuevas variables a incluir debe ser determinado por los datos de retornos históricos. Formalmente:

$$R = \alpha + \sum_n \beta_n X_n$$

Donde:

R =: retorno de la firma:

Xn:= variable explicativas

$\beta_n$ : = las diferentes betas asociadas a cada variable explicativa en los retornos de la firma

De esta manera cada una de las betas representa la sensibilidad del precio de la acción a cambios en los diferentes factores que afectan particularmente a la firma pero que son externos a ella.

Este modelo presenta una serie de problemas entre ellos el hecho de que la elección de las variables explicativas a ser incluidas en la regresión deben ser definidas en cada caso no surgiendo ellas de ningún modelo teórico, por lo cual resulta complejo la definición de las mismas.

#### Capital Asset Pricing Model (CAPM)

El Capital Asset Pricing Model (CAPM), modelo desarrollado simultáneamente en la década del sesenta por John Lintner, William Sharpe y Jack Treynor, quienes se basaron en el trabajo de Harry Markowitz sobre la teoría del portafolio es el modelo más utilizado y mejor conocido por los analistas en el mercado internacional y las agencias regulatorias para determinar el costo de capital propio. A pesar de su uso generalizado, existe poco consenso en la magnitud de las diversas variables utilizadas.

El Inversor se enfrenta a dos tipos de riesgo a) el riesgo sistémico o de mercado y b) riesgos específicos del activo. La contribución de un título al riesgo de la cartera de Mercado es la covarianza de la rentabilidad del título con la rentabilidad del mercado cuando se estandariza dicha contribución determinamos la Beta del activo en cuestión. también puede interpretarse que la Beta de un activo representa la sensibilidad de la rentabilidad del mismo respecto a la del mercado.

De lo expuesto se infiere que la principal derivación del CAPM es que la rentabilidad de un activo se relaciona lineal y positivamente con la Beta del mismo.

El CAPM muestra que el costo de capital propio de un activo es igual al retorno proveniente de un activo libre de riesgo más la prima por el riesgo asumido, la cual es igual al valor de beta por la prima de riesgo de mercado ( $r_m - r_f$ ).

Formalmente:

$$r_e = r_f + \beta (r_m - r_f)$$

$r_f$ : tasa libre de riesgo.

$r_m$ : retorno de una cartera diversificada de acciones.

$\beta$ : riesgo del activo

El CAPM explica el costo de oportunidad del capital a partir de la derivación de una sola variable tal cual es el retorno del mercado bajo los supuestos que el horizonte de planeamiento es de un solo periodo, que no existen costos de entrada y salida, ni la oportunidad de short selling, que existe una tasa libre de riesgo a la cual los inversores pueden tomar deuda o colocar fondo, que los inversores son adversos al riesgos, que los mercados son eficientes en términos financieros, es decir que el mercado cuenta con toda la información disponible. La aceptación del modelo por parte de inversores, gobiernos y reguladores es, a pesar de sus limitaciones bastante generalizada en todo el mundo sirviendo como un punto de partida para definir cual es la tasa de retorno esperada para el capital

La aplicación del CAPM implica la estimación de los parámetros de la ecuación para la estimación del capital propio. A pesar de que la formula del CAPM aparece como muy simple, su estimación en la práctica presenta numerosas dificultades principalmente por el hecho de que la compañía es de capital cerrado y los mercados emergentes poseen mercados de capitales poco

## La determinación del CAPM

### La tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo es aquella que en teoría equivale al retorno de un activo que no tiene riesgo de default. . Convencionalmente se considera a los títulos emitidos por el gobierno norteamericano como títulos libres de riesgo aunque en razón de verdad sí se ven afectados por riesgos Inflacionarios y de variaciones de tasas de interés.

La tasa libre de riesgo que debe tomarse es la de un bono con un horizonte de vencimiento o duration similar al del plazo que se desea evaluar para la empresa que se esta evaluando.

Existe consenso en considerar como tasa libre de riesgo al rendimiento ofrecido por los bonos del Tesoro de los Estados Unidos (T-bonds). Los bonos emitidos por los gobiernos de otros países desarrollados también pueden ser considerados libres de riesgo (Reino Unido, Alemania, Japón, etc), aunque generalmente se prefieren los T-bonds, por su liquidez y su amplia gama de instrumentos de diferente vencimiento en circulación.

Puede optarse entre usar datos históricos o corrientes. Se adopta el criterio de utilizar datos históricos, considerando un periodo de tiempo lo suficientemente largo, ya que mientras mayor sea el periodo adoptado mayor es la estabilidad de la muestra y por ende tiene un menor desvío estándar.

El plazo del bono a elegir a efectos del cálculo de la tasa libre de riesgo debería corresponderse con la vida útil de los activos regulados o el plazo de la concesión, no hay un criterio unánime respecto de esto.

En la práctica el plazo más usado es el de los T-bonds a 10 años, pero teniendo en cuenta la vida útil de los activos regulados y el plazo de la concesión podría optarse por el T-Bond a treinta años.

A los efectos del presente trabajo se propone, un valor para la tasa libre de riesgo de 3,99 %.

### Prima de Mercado

La diferencia entre el retorno esperado de una cartera y el retorno esperado del activo libre de riesgo elegido constituye la equity risk premium o prima de riesgo de mercado. Dicha prima mide el rendimiento adicional requerido por un inversor para mantener una cartera diversificada en lugar de un activo libre de riesgo.

El promedio de una muestra puede ser aritmético o geométrico, la elección del método afectara la estimación, en este sentido la literatura esta dividida, algunos sostienen que para estimar una variable la media de una variable aleatoria corresponde el promedio aritmético. En cambio otros sostienen que esta metodología de calculo no brinda una estimación insesgada y tiende a sobreestimarla por lo cual corresponde el método geométrico de cálculo.

En Argentina la Provincia de San Juan en el año 2003 fijo una prima de 8,8% para la renegociación tarifaria del sector de distribución de energía eléctrica..

En virtud de la información analizada, a los efectos de este trabajo se utilizara una prima de riesgo de mercado de 4,80% .

### Beta

El riesgo de un activo se puede originar en características propias del negocio o industria involucrada o en causas no controlables como ser las macroeconómicas o movimientos internacionales del flujo de capitales, el primer tipo de riesgo es el denominado no-sistemático o riesgo único y el segundo, el riesgo generalizado se denomina riesgo sistemático. El riesgo no-sistemático puede ser reducido a través de la diversificación de la cartera, cuanto más diversificada ella esté, menor será el riesgo de la cartera, (de donde se deduce que la diversificación es mejor definida por el inversor que por la compañía operativa), mientras que el sistemático no puede evitarse y sólo intentar evaluarlo a fin de exigir el retorno adecuado.

En términos estadísticos, el riesgo sistemático de un activo debe calcularse como la varianza (cuadrado del desvío standard) de la distribución de los rendimientos esperados, es decir su volatilidad. Varios activos conformarán una cartera, y el riesgo de esa cartera dependerá del promedio de las covarianzas de los retornos esperados de los activos incluidos en ella ponderados por su grado de participación en la cartera. La contribución de un activo a la varianza total de una cartera, está definida por la covarianza de ese activo con la varianza de la cartera, es decir, si eligiéramos activos con covarianzas negativas estaríamos disminuyendo el riesgo y retorno, de otro modo activos con covarianzas positivas aumentarían el riesgo de la cartera.

A dicha contribución se la denomina Beta de un activo que, en definitiva, es la medida de su propia volatilidad ó riesgo respecto de la volatilidad ó riesgo global del mercado que no puede ser diversificada por un inversor.

$$\beta_j = \frac{\sigma_{jm}}{\sigma_m^2}$$

Donde:

$\beta_j$ : beta del capital propio de la empresa j

$\sigma_{jm}$ : covarianza entre el rendimiento de la industria a la cual pertenece la firma y el rendimiento de mercado

$\sigma_m^2$ : varianza del rendimiento del mercado

Si bien se presentan dificultades resulta relativamente sencillo calcular betas en los mercados de capitales de EEUU, pero no sucede lo mismo en los países emergentes con mercados de capitales menos desarrollados, donde las cotizaciones suelen ser más volátiles, la capitalización de las bolsas es escasa, hay poca liquidez, los Índices de mercado no muy significativos, las cotizaciones de algunas compañías son infrecuentes, los datos estadísticos son escasos.

Una de las metodologías más empleadas, dentro de este contexto, para la estimación de la beta es el enfoque del beta comparable o benchmark. Se busca una empresa o conjunto de empresas que contengan similitudes significativas con la compañía objeto del análisis. Una vez que la entidad comparable es identificada, sus datos de mercado se utilizan como base para el cálculo del costo de capital.

Por ello se tomara un beta de la industria del mercado americano. En este caso, cuando se toma un beta de la industria en el mercado estadounidense, se supone que existe correlación entre betas de la industria del país emergente y los betas de la industria en el mercado estadounidense.

El beta mide dos tipos de riesgo: el riesgo fundamental del negocio y el riesgo financiero. Este beta que se obtiene, de la industria, es un beta apalancado o beta del equity ( $\beta_e$ ), sin embargo, para poder realizar comparaciones sólo hay que considerar el riesgo fundamental, el cual se mide a través de beta desapalancada o beta del activo ( $\beta_a$ ). El  $\beta_a$  se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_e / [1 + (1-t)D/E]$$

Despejando,

$$\beta_e = \beta_a [1 + (1-t)D/E]$$

Un incremento del apalancamiento financiero incrementará -ceteris paribus- el beta del capital propio de la firma. Intuitivamente, los pagos en conceptos de intereses (derivados del aumento de la deuda) incrementan la variabilidad de los ingresos netos.

Existen diferentes fuentes que brindan información sobre betas, Ibbotson, Bloomberg, Múltiple Investor. el profesor Damodaran a través de su página <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>.

La Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Tucumán, en su informe preliminar para el Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza de septiembre del 2004, obtiene sobre el análisis de 61 firmas del sector Electric Utilities una Beta de 0,145 considerando la media aritmética simple.

El valor de beta calculado, sobre una base de 40 empresas del sector eléctrico, en su informe SIC Code 491 - Electric Services, Cost of Capital Center, Ibbotson Associates, junio 2004, es de 0,140.

Empíricamente se observan los siguientes datos: la comisión de Regulación de energía y Gas de Colombia, en marzo 2002 por resolución Nro 013, estipula para el próximo periodo tarifario una beta apalancada de 0,50, si desapalancamos dicha beta por la estructura de capital regulatoria establecida en la misma resolución nos da una beta desapalancada de 0,3488 a la cual si la ajustamos por diferencial de sistema regulatorio la beta es de 0,1488. El E.P.R.E. de San Juan (Mayo 2003) utilizo el 0,145.

En el ámbito local la empresa Metrogas tiene una beta apalancada de 0,78, si se calcula la beta desapalancada neta de prima por diferencia de regulación se obtiene un valor de beta 0,1424.

A los efectos de este trabajo, en virtud de la información analizada, se utilizara una beta desapalancada de 0,145.

### **Ajustes Por Riesgo Regulatorio**

Este concepto sostiene que existen fuentes de riesgo asociado a los sistemas de regulación (price cap vs. rate of return) que deben contemplarse a fin de ajustar los betas considerados. La idea central es que en empresas reguladas mediante un sistema regulatorio de precios máximos, ante la imposibilidad de responder vía variaciones tarifarias a los cambios económicos se producirá un incremento de la volatilidad de los beneficios y, por lo tanto, del beta asociado a la empresa.

Al tomarse empresas del los EEUU como referencia, y teniendo en cuenta que el riesgo regulatorio de ese mercado es menor, debería considerarse incorporar una porción de riesgo asistemático a la ecuación de costo de capital propio. Decimos que el riesgo regulatorio es menor en los EEUU principalmente porque la regulación es de tipo rate of return, mientras que en Argentina es por price-cap.

Alexander, Mayer y Weeds en su paper de 1996 Regulatory Structure and Risk and Infrastructure Firms, escrito para el Banco Mundial miden una diferencial en los Betas de activos de empresas reguladas por distinto método, clasificando en tres tipos de incentivos para las empresas de acuerdo con el régimen al que estén expuestas. En dicho estudio, se argumentó que hay bases teóricas para creer que debería haber una relación entre la forma de regulación y el Beta de los utilities.

$$r_{reg} = (\beta_{GB} - \beta_{USA}) \times (r_m - r_f)$$

Donde:

$\beta_{GB}$         beta sectorial del Reino Unido  
 $\beta_{USA}$         beta sectorial de Estados Unidos  
 $(r_m - r_f)$  Prima de mercado

En la práctica frecuente se calcula como el diferencial entre los betas de empresas estadounidenses (rate of return) y empresas británicas (price cap).

En Argentina la evidencia empírica nos muestra que:

- El Enargas utilizo una prima por riesgo regulatorio en la Beta de 0,2 en la RQT1, basado en un informe realizado por Hetherington ( Estimating the Rate of Return for Gas Transportation, OFGAS 1992). En la RQT2 utilizo un rango de 0,20 a 0,3.
- El estudio de Tasa de rentabilidad para la reestructuración tarifaria de EDEERSA utilizó un rango de entre 0,20 y 30.
- El estudio de la tasa de retribución al capital para ser considerada en el proceso de renegociación del contrato de concesión del servicio publico de distribución de electricidad de la Provincia de Mendoza, utilizo el 0,22.

Por lo expuesto resulta razonable utilizar, a los efectos del presente trabajo, una prima por riesgo regulatorio de 0,20, que se adicionara a el beta desapalancado a los efectos del calculo de la beta total.

### **Riesgo País**

Los riesgos asociados a una inversión en un país en desarrollo o emergente difieren de los que están asociados a una inversión similar en los Estados Unidos, país que se utiliza como Benchmark. Por lo cual, en principio hay un riesgo adicional para las empresas situadas en determinados países y el mismo debe ser considerado en toda evaluación que se realice en un mercado emergente.

De los principales métodos para la medición e incorporación del riesgo país a la tasa de costos de capital, en principio el más utilizado por los analistas es el Spread de bonos soberanos que representa la diferencia entre el rendimiento de los bonos emitidos por un país con el rendimiento de los Bonos de similar Duration emitidos por el Tesoro de los EEUU considerados libres de riesgo. -

La lógica detrás de esta evaluación supone que si en un mercado existen dos papeles de características similares, en términos de vencimiento y liquidez (cupones), la diferencia de su cotización es explicada por la percepción del riesgo institucional del emisor.

Para determinar el retorno del capital propio ajustado por el riesgo país en este método se siguen dos pasos: se determina el costo de oportunidad del capital bajo el modelo CAPM, y; se adiciona el spread de los bonos soberanos

La formula redefinida queda:

$$r_e = r_f + \beta (r_m - r_f) + r_{reg}(r_m - r_f) + r_p$$

Donde  $r_p$ : riesgo país

Otra de las medidas de riesgo país más utilizadas es el EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus), publicado por J.P. Morgan Chase, que es la que se utilizará en este trabajo.

Se utilizara un rango de prima de riesgo país de 580 puntos básicos

### **Costo del Endeudamiento**

El costo de la deuda es igual al costo de endeudamiento a mediano y largo plazo en el que incurre la empresa para obtener fondos para financiar sus proyectos.

Pueden considerarse dos opciones a efectos de calcular el costo de la deuda

- 1) El costo medio: que surge de dividir los intereses pagados (más los costos de emisión de la deuda) por el valor libros de la deuda. Este resultado brinda la tasa que efectivamente está pagando la empresa por la deuda ya contraída.
- 2) El costo marginal: que es el costo de endeudarse en una unidad adicional

En general, el costo de endeudamiento está determinado por las siguientes variables:

- El nivel de la tasa de interés.
- El riesgo de incumplimiento de la empresa, la relación D/C es un buen indicador del riesgo de default,
- El riesgo país
- Ventajas impositivas asociadas al endeudamiento. Dado que los intereses pagados permiten descontar impuesto, el costo de endeudamiento después de impuesto es función de la alícuota impositiva. El beneficio impositivo proveniente del pago de intereses lleva a que el costo de endeudamiento después de impuesto sea menor que el costo de endeudamiento antes de impuesto, ampliándose este beneficio a medida que aumenta la tasa impositiva

El costo de la deuda debe reflejar las condiciones de mercado y ser consistente con la estructura de capital de la empresa, por lo cual debe considerarse al costo marginal como el más óptimo para calcular la tasa de costo de capital.

Para la determinación del costo de la deuda puede utilizarse el modelo inglés, basado en papers de la OFFER y OFGEM ambos del año 1999, existe consenso en los reguladores para la utilización de este método.

El costo de la deuda esta formado por dos componentes específicos: la tasa libre de riesgo y la prima por riesgo de la compañía.

$$rd = rf + rc$$

rd: = costo de capital de la deuda

rf =:tasa libre de riesgo

rc := riesgo específico de la empresa

La aplicación de esta metodología en economías emergentes hace que sea necesario considerar el riesgo país, ya que se considera que ninguna empresa conseguiría financiamiento a menor costo que el país en donde desarrolla su actividad salvo la constitución de garantías específica.

En este caso pueden considerarse 2 criterios:

- 1) corregir el riesgo país, detrando la prima de riesgo de la compañía

$$rp^* = rp - rc_{USA}$$

con lo cual la tasa de costo de la deuda seria

$$rd = rf + rc + rp^*$$

- 2) considerar el riesgo país sin deducir la prima de la compañía

$$rd = rf + rc + rp$$

Para el calculo del spread por sobre la tasa libre de riesgo o debt to margin (rc) puede utilizarse información provista por Reuter, en la cual se muestra el srpead asociado a calificaciones de riesgo para el sector Utilities.

Considerando la información analizada el costo de endeudamiento seria del 12,39%

## Conclusiones

Se detallan a continuación los resultados obtenidos, a los cuales se arribo mediante la aplicación de enfoques teóricos y técnicos ampliamente reconocidos en la practica regulatoria, se analizo evidencia empírica del mercado internacional y nacional, y los resultados obtenidos son los siguientes:

	tasa
re	11,03%
WACC	9,9854%

## 4. CALCULO TARIFARIO

### Introducción

Las tarifas determinan el ingreso máximo de las empresas, siempre que éstas presten el servicio de acuerdo con las obligaciones contractuales de calidad de los servicios.

Según los enunciados del Marco Regulatorio, las tarifas resultantes deben cumplir con los siguientes preceptos:

- ✓ Deben ser suficientes para recuperar los gastos, impuestos y amortizaciones necesarias para prestar el servicio, siempre que el mismo se realice en condiciones de prudencia y eficiencia. Asimismo, bajo tales supuestos de gestión, permitirán a las empresas obtener tasas de rentabilidad razonables sobre las inversiones inmovilizadas en la actividad.
- ✓ Los cuadros tarifarios se calculan de forma tal que cada categoría de consumidores pague, con sus tarifas, los costos que ellos mismos ocasionan a la prestación del servicio; no se permiten subsidios cruzados implícitos entre categorías.
- ✓ El cálculo de las tarifas tendrá un término representativo de los costos mayoristas externos a la actividad de distribución. Se persiguen, de esta forma, dos objetivos: 1) por un lado, *se* pretende reflejar, en las tarifas que pagan los consumidores, las variaciones de precios mayoristas, para que se orienten las decisiones de forma racional, informando, en última instancia, a los productores sobre la voluntad de demanda para cada situación de precios; 2) por otro, se busca independizar de las variaciones de costos, que no pueden ser controladas por los distribuidores, los resultados de la gestión de esos distribuidores.
- ✓ Las tarifas deberán ser previsibles y estables en lo que a margen de distribución se refiere, con el objeto de tornar viables los planes de mejora de gestión de la actividad. Este requerimiento es propio de la regulación indirecta, que fija *ex-ante* un reconocimiento tarifario, de donde surge la rentabilidad como una consecuencia de la gestión efectiva de las empresas. Dado que la tarifa pretende ser un reconocimiento *a priori* de los costos eficientes del servicio, los mismos deben revisarse periódicamente, en el caso de Jujuy cada cinco años.
- ✓ Los cargos de los cuadros tarifarios aseguran la percepción de un margen de distribución por cada usuario atendido (en los cargos fijos o de comercialización), por cada unidad de capacidad de redes puesta a disposición (cargos por máxima capacidad requerida) y por cada unidad de energía consumida. El riesgo de composición de la demanda, el crecimiento y el correcto encuadre tarifario corresponden a las empresas. Esta característica plantea una distinción fundamental con la retribución a la actividad de transporte (la diferencia es que al transporte se le reconoce y se le regula un ingreso anual por su actividad, en forma independiente de la electricidad que circula por sus instalaciones). En la distribución, dicho monto debería relacionarse, necesariamente, con capacidades o con cantidades de usuarios y las diferencias, producto de su evolución, deberían quedar a cargo de las empresas.
- ✓ Para la obtención de los Objetivos de la regulación establecidos en el Marco Regulatorio, las tarifas deben ser fijadas *ex-ante* de la prestación de los servicios. Esto implica un profundo desafío ya que el simple acto administrativo de aprobación de un cuadro tarifario repercute sobre las proyecciones económicas de los negocios, creando o destruyendo valor en la actividad. Así, se pueden autorizar retribuciones excesivas y hasta "ilegales", respecto de los objetivos de política de la Ley de Marco Regulatorio, hasta condicionar, severamente, la prestación de los servicios y promover el "vaciamiento" de las empresas.

### El Proceso del Cálculo Tarifario

Básicamente la tarifa a usuario final esta compuesta por:

$$(1) \quad \text{VAD} + \text{Pass-Through}$$

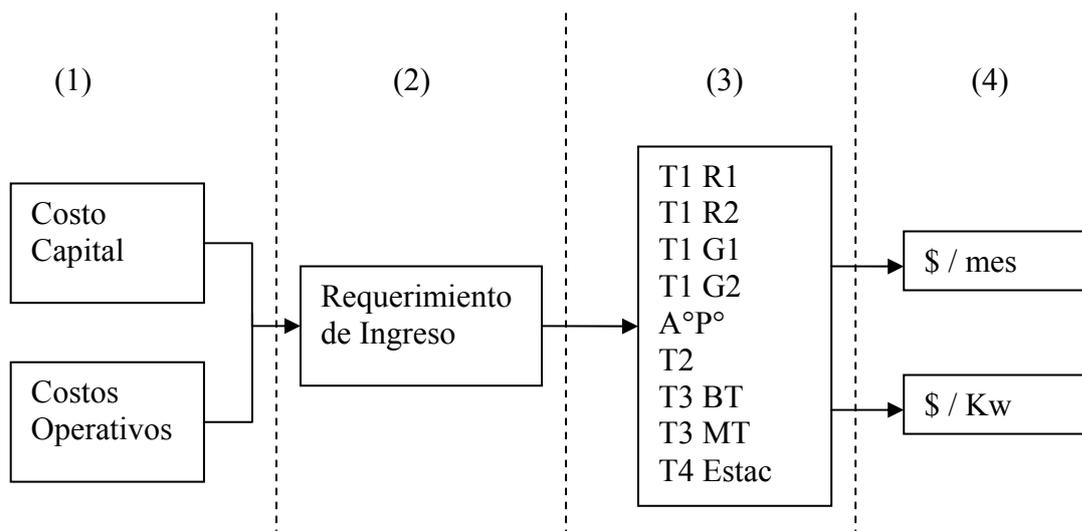
Donde:

**VAD:** es el Valor Agregado de Distribución, en términos generales es el negocio de la actividad de distribución eléctrica.

**Pass-Through:** es la transferencia a usuarios de los costos generales de abastecimiento.

El proceso del Cálculo Tarifario junto con todos los estudios anexos a esta presentación están referidos, exclusivamente, a la determinación de los componentes que conforman el VAD.

En esta etapa de determinación tarifaria es dónde confluyen los estudios antes mencionados. A modo de resumen y con el objeto de brindar mayor claridad se presenta el siguiente diagrama de flujo.



(1) Obtenidos los valores del VNR y la tasa de rentabilidad o WACC, se puede determinar el costo de capital. Los Gastos de Comercialización, Operación y Mantenimiento constituyen los Costos Operativos que sumados al Costo de Capital determinan el Requerimiento de Ingreso Anual pretendido. En el Anexo C se describen los elementos que constituyen los costos de Operación y Mantenimiento.

(2) El valor determinado del Requerimiento de Ingreso está dado en pesos argentinos y para un período de un año. Representa el monto necesario para cubrir los Costos de una Operación eficiente y permiten la amortización económica del capital y la rentabilidad misma. En otros términos representa el Valor Agregado de Distribución (VAD).

(3) Conocido el Requerimiento de Ingreso, queda definir quién y cómo se paga. Es decir, resta definir las categorías tarifarias y en función de estas, asignar los costos y las inversiones que cada segmento requiere para su atención. Esta caracterización del mercado y su respectiva asignación de costos es lo que en definitiva determina la tarifa a usuario final. Existen diferentes maneras de caracterizar un mercado. Para el caso particular de la provincia de Jujuy, se realizó en base a como están vinculados los usuarios a la red (Media y Baja Tensión), la demanda máxima de potencia y forma de consumo en el tiempo. Estos parámetros surgen como resultado de una campaña de medición donde se obtuvieron datos característicos reales de los usuarios de la provincia, tales como Curvas de Carga, Factores de Simultaneidad interna, Factores de Incidencia en la expansión de las Redes y parámetros de consumo de cada categoría tarifaria.

(4) Por último, como resultado de la asignación de costos por categoría tarifaria aplicada a la estructura de la demanda real de la distribuidora, queda finalmente definido el Cuadro Tarifario a Usuario Final.

### Determinación del Requerimiento de Ingreso

Tomando los valores determinados del VNR, la Tasa de Rentabilidad y los Costos Operativos, se obtiene el Requerimiento de Ingresos. Los datos resultantes se detallan a continuación:

DETERMINACION DEL REQUERIMIENTO DE INGRESO						
Asignación	VNR	Vida Útil	Costo Capital	Costos Operativos	Requerimiento de Ingresos	
	\$ Diciembre 2005	años	Tasa 9,985%	\$ Diciembre 2005	\$-AÑO	
Redes 33kV	30.652.254	29	3.119.721	22.814.873		
ET 33/13,2kV	16.890.483	38	1.654.753			
Redes 13,2 Urbanas	13.248.093	29	1.348.363			
Redes 13,2 Rurales	45.365.156	29	4.617.169			
SET MT/BT Urbanas	16.425.167	38	1.609.166			
SET MT/BT Rurales	17.745.608	38	1.738.529			
Redes BT Urbanas	30.034.838	29	3.056.882			
Redes BT Rurales	24.088.207	29	2.451.647			
Mediciones	12.613.738	19	1.438.330			
Activos No Electricos	9.642.000	10	1.497.271			
Capital de Trabajo	5.326.000		507.765			
Otras Oficinas Comerciales			0			916.577
FEDEI			-3.648.873			
<b>TOTAL</b>	<b>222.031.544</b>		<b>19.390.724</b>			<b>23.731.450</b>

Es importante destacar:

- Se descuenta el costo de capital de las inversiones realizadas con fondos gubernamentales y de terceros.
- El VNR adaptado corresponde a la estructura de una red modelo operada de manera eficiente. Normalmente este modelo genera fuertes controversias debido a las diferencias con las instalaciones reales con las que cuenta la empresa, sin embargo, se elige este método para dar una señal de eficiencia.
- La anualidad de la inversión queda definida por la tasa de 9,985% determinada en el estudio de Tasa de Rentabilidad para un negocio de similar riesgo.
- Los tiempos de amortización se tomaron en forma diferente para los distintos activos en evaluación.
- El Requerimiento de Ingreso determinado a la fecha de corte del estudio (Diciembre del 2005) fue de \$ 43.122.174 anuales.
- La relación de costos esta dada por:
- 

CK	COyM	GC	RI
\$/año	\$/año	\$/año	\$/año
19.390.724	14.238.778	9.492.518	<b>43.122.020</b>
45%	55%		

### Categorías Tarifarias

La caracterización de la demanda representa uno de los pilares sobre los cuales se garantiza una adecuada asignación de costos a cada categoría tarifaria.

La Campaña de medición desarrollada fue de tipo estadístico y se realizó con un profundo conocimiento previo de la demanda desde un punto de vista cualitativo. En base a esta experiencia se evaluó una muestra del parque de medidores, la de mayor preponderancia, que permitió obtener los valores requeridos en la revisión tarifaria.

El mercado se dividió en los siguientes segmento tarifarios, a saber:

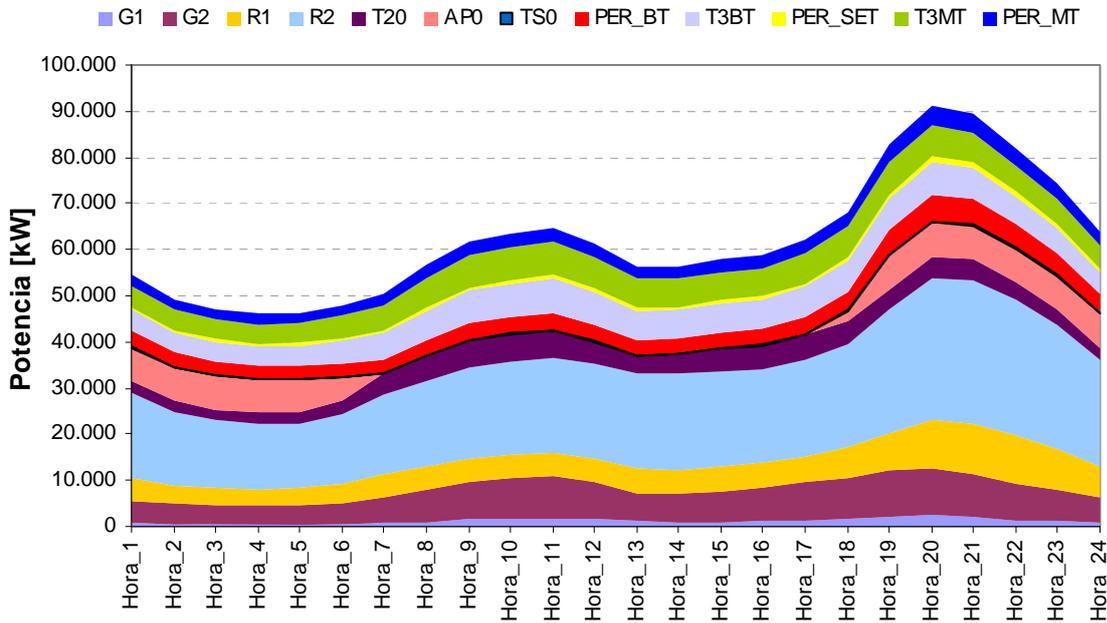
<b>TS</b>	Tarifa Social
<b>T1 R</b> <b>T1 R1 hasta 135 kWh-mes</b> <b>T1 R2 &gt; a 135 kWh-mes</b>	Pequeñas Demandas Residenciales Para el estudio se dividió la demanda residencias en dos grupos R1 y R2.
<b>T1 G</b> <b>T1 G1 hasta 250 kWh-mes</b> <b>T1 G2 &gt; a 250 kWh-mes</b>	Pequeñas Demandas Generales Para el estudio se dividió la demanda residencias en dos grupos G1 y G2.
<b>A° P°</b>	Alumbrado Público
<b>T2</b>	Medianas Demandas
<b>T3</b>	Grandes Demandas

Es importante entender que las curvas y factores obtenidos no corresponden a un usuario en particular sino al de la categoría tarifaria en su conjunto. Es decir que a partir de la curva global determinada (categoría tarifaria), todos los usuarios pertenecientes a esta, tienen iguales características y por lo tanto la asignación de costos se reduce a ella (T1, T2 y T3).

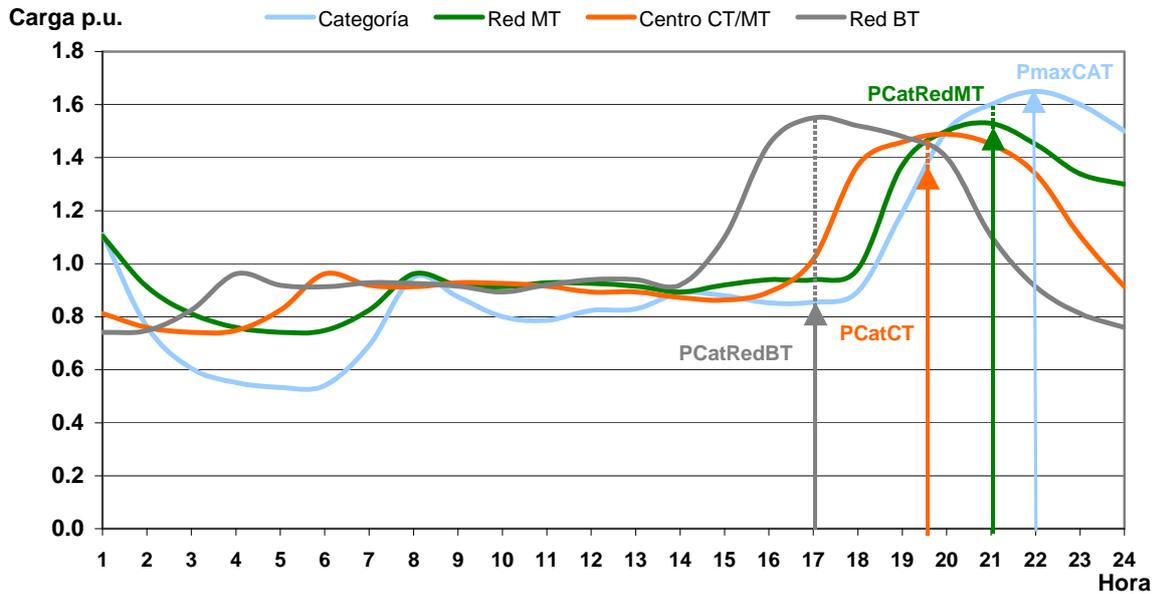
La determinación de los factores de asignación tiene por objeto caracterizar la modalidad de consumo de cada categoría mediante una serie de parámetros que se obtienen de la curva de carga.

Vale destacar que para la apropiación de costos se debe considerar que la característica que determina la estructura necesaria para la prestación del servicio es la máxima demanda de potencia, y por lo tanto, el estudio de la demanda debe estar orientado en ese sentido.

La Campaña de Medición realizada en la Provincia del Jujuy arrojó el siguiente resultado.



Otros parámetros definidos, son los factores de participación de cada categoría tarifaria en el costo de cada etapa de la red. Para ello se calculan los factores de incidencia, según se observa en el siguiente gráfico<sup>6</sup>:



Por lo tanto los factores de incidencia con las redes de MT (media tensión), BT (baja tensión) y con las CT (cámaras transformadoras) MT y BT, son respectivamente:

$$FI_{Cat\_Red\_MT} = P_{Cat\_Red\_MT} / P_{max\_Cat}$$

$$FI_{Cat\_Red\_BT} = P_{Cat\_Red\_BT} / P_{max\_Cat}$$

$$FI_{Cat\_Red\_CT} = P_{Cat\_Red\_CT} / P_{max\_Cat}$$

Finalmente, el objetivo buscado en el estudio de la demanda y la caracterización del mercado es la asignación de costos de redes y niveles de responsabilidad de cada categoría.

### Asignación de Costos de Redes

Los costos de redes se asignaron a cada una de las categorías tarifarias en función de la demanda de potencia, según se detalla en el siguiente "Cuadro Auxiliar Demandas", en base a los resultados del procesamiento de la campaña de medición y la estructura del mercado de ventas del año 2005.

<sup>6</sup> Los datos surgen del Estudio "Proceso Campaña Medición de Clientes". Hidrosud S.A. Diciembre de 2006.

CUADRO AUXILIAR DEMANDAS									
Categoría	POT_US U	NUS	POT_NOSI M	SIM_REDBT	SIM_SE T	SIM_RE DMT	POT_SIM_R EDBT	POT_SIM_S ET	POT_SIM_REDMT
T1_S	0,19	941	181	0,940			170	170	170
T1_R1	0,19	56.618	10.874	0,940			10.222	10.222	10.222
T1_R2	0,49	61.228	30.212	0,986			29.790	29.790	29.790
T1_G1	0,29	6.328	1.813	1,000			1.813	1.813	1.813
T1_G2	1,80	5.987	10.805	1,000			10.805	10.805	10.805
T1_AP	6814,02	1	6.814	1,000			6.814	6.814	6.814
T2	14,77	619	9.133	0,781			7.134	7.134	7.134
CLIENTES T3BT	59,06	180	10.611	0,953			10.108	10.108	10.108
PERD_PO T_REDBT	8,10%						6.225	6.225	6.225
POT_SIM_ REDBT					1		83.081	83.081	83.081
PERD_PO T_SET	1,50%							1.246	1.246
POT_SIM_ SET						1		84.327	84.327
CLIENTES T3MT	541,07	13	6.944			0,953			6.614
PERD_PO T_REDMT	4,70%								4.274
POT_SIM_ REDMT									95.216
POT_SIM_ REDBT	83.081								
POT_SIM_ SET	84.327								
<b>POT_SIM REDMT</b>	<b>95.216</b>								
<b>Cierre</b>	<b>95.419</b>								
PERD_PO T_TOT	12,34%								

Según el requerimiento de ingresos y de las potencias en cada etapa (BT, MT, SET), se determinó la asignación de costos, según se detalla en el “Cuadro de Responsabilidades”:

CUADRO DE RESPONSABILIDADES CR				
	CR_REDBT	CR_SET	CR_MT	CR_TOT
	16.573.617	5.088.101	11.967.784	33.629.502
T1_R	52,3%	52,3%	48,1%	50,8%
T1_G	16,4%	16,4%	15,1%	16,0%
T1_AP	8,9%	8,9%	8,2%	8,6%
T2	10,0%	10,0%	9,0%	9,6%
T3_BT	12,4%	12,4%	11,7%	12,2%
T3_MT			7,9%	2,8%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Los factores de pérdidas resultantes, en base a las demandas, son los siguientes:

FACTORES DE PÉRDIDAS					
FPP_LMT	1,0470	per unit	FPE_LMT	1,0385	per unit
FPP_SET	1,0150	per unit	FPE_SET	1,0123	per unit
FPP_BT	1,0810	per unit	FPE_BT	1,0663	per unit
FPP_CLIBT_SIST	1,1488	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,1217	per unit
FPP_CLIBTSR_SIST	1,1488	per unit	FPE_CLIBTSR_SIST	1,1217	per unit
FPP_CLIMT_SIST	1,0470	per unit	FPE_CLIMT_SIST	1,0385	per unit

### Resumen de la Estructura de la Demanda

En base el muestreo seleccionado a partir de la Campaña de Medición, se estructuró la demanda de la Pcia. de Jujuy. La misma se observa en el siguiente cuadro.

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA							
Categoría Tarifaria	Numero de Usuarios	Energía	Energía Pico	Energía Resto	Energía Valle	Potencia Maxima	Potencia Pico
		kWh-mes	kWh-mes	kWh-mes	kWh-mes	kW-mes	kW-mes
Tarifa Social	941	62.429	-	-	-	-	-
Residencial T1 R1	56.618	4.393.018	-	-	-	-	-
Residencial T1 R2	61.228	14.992.494	-	-	-	-	-
General T1 G1	6.328	625.837	-	-	-	-	-
General T1 G2	5.987	5.209.096	-	-	-	-	-
Alumbrado Publico		2.657.468	-	-	-	-	-
Medianas Dem. T2	619	3.004.995	-	-	-	16.309	16.309
Grandes Dem. T3 BT	180	-	946.469	2.399.311	884.620	21.306	19.808
Grandes Dem. T3 MT	13	-	863.686	2.371.565	965.961	10.979	10.211
<b>TOTAL</b>	<b>131.912</b>	<b>39.376.949</b>					

<b>Energía al Año</b>	<b>472.523.386</b>	<b>kWh/año</b>
-----------------------	--------------------	----------------

Un dato de suma importancia que surge de la campaña de medición y que se incluye en el cálculo de los parámetros tarifarios, es la participación de los consumos de las distintas categorías. El mismo se indica a continuación:

CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA					
POT_LMT	95.216	kW	KEP_T1R1	0,3390	per unit
POT_SET	84.327	kW	KER_T1R1	0,4412	per unit
POT_BT	83.081	kW	KEV_T1R1	0,2198	per unit
POT_T1R1	10.874	kW	KEP_T1R2	0,2887	per unit
POT_T1R2	30.212	kW	KER_T1R2	0,4797	per unit
POT_T1G1	1.813	kW	KEV_T1R2	0,2316	per unit
POT_T1G2	10.805	kW	KEP_T1G1	0,3157	per unit
POT_AP	6.814	kW	KER_T1G1	0,5210	per unit
FC_T1R1	0,553	per unit	KEV_T1G1	0,1633	per unit
FC_T1R2	0,680	per unit	KEP_T1G2	0,2647	per unit
FC_T1G1	0,473	per unit	KER_T1G2	0,5285	per unit
FC_T1G2	0,660	per unit	KEV_T1G2	0,2068	per unit
FC_T1AP	0,534	per unit	KEP_T1AP	0,4545	per unit
			KER_T1AP	0,0000	per unit
			KEV_T1AP	0,5455	per unit
			KEP_T2	0,2105	per unit
			KER_T2	0,5823	per unit
			KEV_T2	0,2072	per unit

Donde, por ejemplo el KEP\_T1R1 es un valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1R con consumos mensuales de hasta 135 kWh; y así sucesivamente para todas las categorías.

Este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

### Apropiación de Costos

Una vez determinada la estructura de la demanda y el grado de participación de cada consumo, se continúa con el proceso de asignación de costos.

Hasta aquí hemos reducido todo el parque de consumidores de la distribuidora en 9 tipos de usuarios (categorías), cada uno con las características y la participación de consumo antes descritas.

La asignación de costos tendrá como resultado los componentes tarifarios tales como Cargos Fijos, Cargos Variables, Cargo por Potencia máxima y en horas de punta.

A continuación describiremos los criterios y la metodología utilizada para la determinación de los mismos.

### Cargo Fijo

Por definición regulatoria, en la tarifa de Jujuy se decidió que el total de los Gastos de Comercialización quedarán cubiertos con el Cargo Fijo.

Los gastos de comercialización forman parte de los costos operativos. Desagregando el mismo se obtiene que:

Costos Operativos	23.731.296	\$/año
desagregado seria:		
OyM Directos	14.238.778	\$/año
Gastos de Comercialización Directos	9.492.518	\$/año

Es decir que la sumatoria de los cargos fijos de la actual estructura de la demanda a diciembre de 2005 debe cubrir anualmente \$ 9.492.518.

Entonces:

□ Cargos Fijos = Gastos de Comercialización; o  

$$CF = N^{\circ}Usu\_R1 \times CF\_R1 + N^{\circ}Usu\_R2 \times CF\_R2 + N^{\circ}Usu\_G1 \times CF\_G1 + N^{\circ}Usu\_G2 \times CF\_G2 + N^{\circ}Usu\_T2 \times CF\_T2 + N^{\circ}Usu\_T3 \times CF\_T3 = \text{\$/año } 9.492.518$$

Obsérvese que la categoría Alumbrado Público no esta incluida en los Gastos de Comercialización, esto también es una definición regulatoria, no obstante, los gastos de comercialización asociados a esta categoría son tenidos en cuenta en el cálculo del cargo variable.

La asignación entre categorías tarifarias se realizó de acuerdo a ratios estándares, definiendo los valores para las categorías T1G (general), T2 y T3, resultando por diferencia los siguientes valores para la T1Residencial:

GC_T1R1	5,558	\$/mes	GC_T1AP	0,000	\$/kWh
GC_T1R2	5,558	\$/mes	GC_T2	30,526	\$/mes
GC_T1G1	13,526	\$/mes	GC_T3BT	60,526	\$/mes
GC_T1G2	13,526	\$/mes	GC_T3MT	300,526	\$/mes

### Costos de Distribución

Con los costos fijos fueron cubiertos los Gastos de Comercialización, por lo tanto estos deben ser descontados del monto a recuperar con los otros cargos. De esta forma los costos distribución quedan definidos por:

$$COyM + CK = CD$$

Dónde:

COyM : Costos de Operación y Mantenimiento

CK: Costo de Capital

CD: Costo de Distribución

Tal como se mencionó antes, para la apropiación de costos se debe considerar que la característica que determina la forma en como se ha de abastecer al usuario, es la máxima demanda de potencia, la cual origina la capacidad de reserva del sistema de distribución a favor del usuario.

La justificación de dicho criterio se funda en el hecho de que la red retribuida en la tarifa corresponde al óptimo y, por consiguiente, al mínimo costo. Siendo la red de mínimo costo, existe un módulo de potencia ideal que se extrae de cada nivel y tipo de red.

En síntesis, **la característica fundamental del usuario que determina el costo de su suministro es su demanda máxima de potencia.**

El registro de máxima potencia de demanda se previó a la fecha de corte del estudio, el mismo fué el 20 de diciembre de 2005 con un valor de aprox. 120 MW, donde el aporte de todas las categorías pueden ser considerados de la siguiente manera:

$$P_{max} = P_{max\_T1R} \times f_{c\_T1R} + P_{max\_T1G} \times f_{c\_T1G} + P_{max\_AP} \times f_{c\_AP} + P_{max\_T2} \times f_{c\_T2} + P_{max\_T3} \times f_{c\_T3}$$

$$P_{max} = \square P_{max \text{ Categoría}} \times f_{c\_Categoría} = 120 \text{ MW}$$

Donde:

$P_{max\_T1R}$ : Potencia maxima de la categoría T1R

$f_{c\_T1R}$ : Factor de coincidencialidad

Un elemento que si bien no se utiliza en el cálculo del cuadro tarifario y es interesante tenerlo en cuenta, es el siguiente, ya que aporta un valor de referencia.

$$(COyM + CK) / 12 \times P_{max} \approx 29 \text{ \$/kW}$$

## Asignación de los Costos de Distribución a las Medianas y Grandes Demandas

### Cargos por Potencia

Tal como se mencionó, es la potencia máxima demandada por la categoría en cuestión la que determina los costos de distribución asociados, sin embargo solo las medianas y grandes demandas cuentan con medidores tales que permiten determinar la potencia registrada individualmente por cada usuario, y por lo tanto, para estos casos el cargo por potencia representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la categoría (T2 y T3). Los valores resultantes son los siguientes:

CD\_T2: Es el Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T2; tendrá un valor de 16,5720 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

CD\_T3BT: Es el valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3BT; tendrá un valor de 15,9911 \$/kW-mes

CD\_T3MT: Es el valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3MT; tendrá un valor de 7,1982 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

Para los casos de las medianas y grandes demandas los precios de energía están asociados a los costos de abastecimiento de energía en las distintas franjas horarias. Esta situación queda mejor aclarada en el Anexo C donde se muestran las ecuaciones resultantes de la determinación de la tarifa.

### Asignación de los CD a las pequeñas demandas

En el caso de las Pequeñas demandas tales como TS, T1R y T1G la asignación de los costos de distribución debe ser, por una cuestión de aplicabilidad, necesariamente presentada en términos de energía. Los CD para la categoría T1 se variabilizan en el cargo por energía.

Los costos de distribución (CD) asociados a la energía para la categoría T1 son los siguientes:

$$CD\_T1R\_CVMED=(CR\_T1R/12)/(ENE\_TS+ENE\_T1R1+ENE\_T1R2) = 0,07321$$

$$CD\_T1G\_CVMED= (CR\_T1G/12)/(ENE\_T1G1+ENE\_T1G2) = 0,07663 \$/kWh$$

$$CD\_T1AP\_CVMED=(CR\_T1AP/12)/(ENE\_AP)+GC\_T1AP = 0,09086 \$/kWh$$

De esta manera queda asignado el total del requerimiento de ingresos según la estructura de demanda resultante del estudio.

### PASS-TROUGH

Por último deben agregarse en la estructura tarifaria los costos de abastecimiento asociados a la compra de energía, pago por potencia, reserva, etc. al MEM y que deben ser transferidos en forma directa a los usuarios en su exacta incidencia.

Los costos de abastecimiento considerados para el cálculo son los vigentes para el mes de noviembre de 2005, a saber:

		Precios demanda residencial < 10 kW	Precios Alumbrado Público	Precios demanda residencial < 10 kW	Precio no sancionado	Precios demanda => 300 kW
PP'	\$/kW	3,97625	3,97625	3,97625	3,97625	3,97625
Pep'	\$/kWh	0,05847	0,06533	0,09286	0,10256	0,10256
Per'	\$/kWh	0,04863	0,05548	0,07667	0,08637	0,08637
Pev'	\$/kWh	0,04354	0,04967	0,07097	0,08067	0,08067

**Resultado Final: Cuadro Tarifario**

Básicamente el cuadro tarifario es la consecuencia de todos los pasos descritos hasta aquí, para la asignación de costos por Categoría Tarifaria.

En el Anexo C se muestran en forma detallada la composición de cada una de las ecuaciones para la determinación del cuadro tarifario en la provincia de Jujuy.

## Resultados Obtenidos

TARIFA	Tensión	Demanda	Consumo	Uso	Cargo	Código	VALOR	Unit
T1-R			hasta 100 kWh/mes	Residencial	Social	CV_TS	<b>7,34</b>	\$/mes
			Sin Distinción		Fijo	CF_T1R	<b>5,70</b>	\$/mes
			primeros 135 kWh/mes		Variable	CV1_T1R	<b>0,13302</b>	\$/kWh
			excedente 135 kWh/mes		Variable	CV2_T1R	<b>0,16362</b>	\$/kWh
T1-G	Baja		hasta 100 kWh/mes	General	Fijo	CF_T1G	<b>13,87</b>	\$/mes
			Sin Distinción		Variable	CV1_T1G	<b>0,17317</b>	\$/kWh
			primeros 250 kWh/mes		Variable	CV2_T1G	<b>0,18686</b>	\$/mes
T1-AP		hasta 10 kW	Sin Distinción	Alumbrado Público	Variable	CV_AP	<b>0,17054</b>	\$/kWh
T2	Baja	entre 10 y 50 kW	Sin Distinción	Sin Distinción	Fijo	CF_T2	<b>31,31</b>	\$/mes
					Potencia Pico	CPP_T2	<b>3,66</b>	\$/kW
					Potencia Maxima	CPM_T2	<b>17,00</b>	\$/kW
					Energia	CE_T2	<b>0,10193</b>	\$/kWh
T2E	Baja	entre 10 y 50 kW	Estacional	Estacional	Fijo	CF_T2E	<b>31,31</b>	\$/mes
					Potencia Pico	CPP_T2E	<b>0,00</b>	\$/kW
					Potencia Maxima	CPM_T2E	<b>0,00</b>	\$/kW
					Energia	CE_T2E	<b>0,20137</b>	\$/kWh
T3-BT	Baja	entre 50 y 300 kW	Sin Distinción	Sin Distinción	Fijo	CF_T3BT	<b>62,08</b>	\$/mes
					Potencia Pico	CPP_T3BT	<b>4,46</b>	\$/kW
					Potencia Maxima	CPM_T3BT	<b>16,40</b>	\$/kW
						CEP_T3BT	<b>0,11799</b>	\$/kWh
						CER_T3BT	<b>0,09937</b>	\$/kWh
	Energia	CEV_T3BT	<b>0,09281</b>	\$/kWh				
T3-BTE	Baja	entre 50 y 300 kW	Estacional	Estacional	Fijo	CF_T3BTE	<b>62,08</b>	\$/mes
					Potencia Pico	CPP_T3BTE	<b>0,00</b>	\$/kW
					Potencia Maxima	CPM_T3BTE	<b>0,00</b>	\$/kW
						CEP_T3BTE	<b>0,21671</b>	\$/kWh
						CER_T3BTE	<b>0,19967</b>	\$/kWh
	Energia	CEV_T3BTE	<b>0,19367</b>	\$/kWh				
T3-MT	Media	más de 300 kW	Sin Distinción	Sin Distinción	Fijo	CF_T3MT	<b>308,23</b>	\$/mes
					Potencia Pico	CPP_T3MT	<b>4,07</b>	\$/kW
					Potencia Maxima	CPM_T3MT	<b>7,38</b>	\$/kW
						CEP_T3MT	<b>0,10923</b>	\$/kWh
						CER_T3MT	<b>0,09199</b>	\$/kWh
	Energia	CEV_T3MT	<b>0,08592</b>	\$/kWh				

## Conclusiones

1. El método utilizado para valorizar la empresa es uno de los elementos fundamentales en la determinación del requerimiento de Ingreso. La principal crítica que tiene el método del VNR, a través de la red adaptada a la demanda, es que se trata de algo inexistente y en muchos casos no representa la realidad de la empresa que efectivamente presta el servicio.  
Desde el punto de vista de la empresa, este método propone una red perfectamente adaptada conociendo al detalle el comportamiento de la demanda, siendo que en realidad, en un momento ex ante a la inversión, existe cierto nivel de incertidumbre en lograr una estructura adaptada. Desde nuestra perspectiva y por todo lo expuesto en este trabajo, consideramos que el método, bien aplicado, es el que mejor describe las necesidades del lugar ya que la ingeniería de diseño se realiza con datos obtenidos directamente en el área que efectivamente será servida. Además, desde la perspectiva del regulador, no sería apropiado remunerar a la empresa una sobreinversión de las redes.
2. Las definiciones regulatorias tienen un fuerte componente político y por lo tanto el modelo de apropiación de costos debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a las necesidades de la zona sin quebrantar los conceptos fundamentales establecidos por las Ley 24.065 y Ley provincial de Jujuy 4.888, respecto a cada categoría de consumidores que remunerar con sus tarifas los costos que ellos mismos ocasionan en la prestación del servicio.
3. Como se puede observarse, el cuadro tarifario se determina teniendo en cuenta una serie de estudios y condiciones que en gran medida, están asociadas a un mercado en particular, por lo tanto se cae en un error conceptual si se pretende sacar conclusiones al comparar en forma directa los cuadros tarifarios de dos empresas diferentes.
4. Una característica del método del VNR adaptado es que pretende poner a la empresa monopólica en un escenario de competencia perfecta cuando en realidad la optimización de recursos deviene en mayores márgenes de utilidad por su carácter monopólico. Este punto abre las puertas a una profunda discusión del tema, cuestionado en la actualidad por la participación de estas empresas monopólicas en otros mercados no regulados.

## **BIBLIOGRAFIA**

- ✓ El Procedimiento de Cálculo de los Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Electricidad (Autor: Ing. Alejandro Sruoga)
- ✓ Metodología Regulatoria Price Cap Aplicada a la Regulación Eléctrica (Tesis Ing. Jorge Andrés Donoso)
- ✓ Estudio de la Red Adaptada MT/BT Jujuy 2005 Diciembre 2005 (Autor: Estudio Trevisan y Asociados)
- ✓ Estudio de la Tasa de Retribución al Capital Jujuy- diciembre 2005. (Lic. Mauricio Rosales Markaida).
- ✓ Informe Modelo Final Cuadro Tarifario (S&A Consultoria SRL).
- ✓ Damodaran, Aswath, “Applied Corporate Finance: A User’s Manual”, John Wiley & Sons, Nueva York, 1998.
- ✓ “Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any
- ✓ Asset”, John Wiley & Sons, Nueva York, 1995.
- ✓ Vélez Pareja Ignacio Antonio, “Decisiones de Inversión”, 3ª edición, CEJA, Bogotá, 2002.
- ✓ Alexande, Myer y Weeds, “Regulatory infrastructure and risk: an international comparison”, Banco Mundial, Washington, 1996.
- ✓ AGL Gas Networks Ltd., 2004.
- ✓ Bernstein Llona, Juan Sebastián, “Regulación en el sector de distribución eléctrica”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1999.
- ✓ Chisari, Omar O., Rodríguez Pardina, Martín A y Rossi, Martín A., “El costo de capital en empresas reguladas: incentivos y metodología”, Universidad Argentina de la Empresa, Buenos Aires, 2001.
- ✓ Damodaran, A., “Estimating Equity Risk Premiums”, Stern School of Business, Nueva York, 1998. URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/riskprem.pdf>.
- ✓ “Estimating Risk free Rates”, Stern School of Business, Nueva York, 1998. URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/riskprem.pdf>., “Estimating Risk Parameters”, Stern School of Business, Nueva York, 1998. URL: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/beta.pdf>.
- ✓ Delta Economics & Finance, “Estrutura e Custo de Capital na Revisão Tarifaria, Análise da Proposta da ANEEL”, 2003.
- ✓ Dimson, Elroy, Marsh, Paul y Staunton, Mike, “Global Investment Returns Yearbook 2004”
- ✓ ABN / AMRO y London Business School, Londres, 2004. URL:
- ✓ Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) de la Provincia de San Juan, “Proceso de contención tarifaria y sustentabilidad del servicio público de distribución de electricidad de la Provincia de San Juan”, San Juan, 2003.
- ✓ Fundação Universitária de Brasília, (FUBRA) “Determinação da Taxa de Retorno Adequada para Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil”, Brasília, 2002.
- ✓ Ibbotson Associates, “Statistics for SIC Code 491 - Electric Services”, Cost of Capital Center de Ibbotson Associates, Chicago, 2004.
- ✓ Informe preliminar para el Ente Provincial Regulador Eléctrico de la Provincia de Mendoza de septiembre del 2004, Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Tucumán
- ✓ Independent Pricing And Regulatory Tribunal of New South Wales (IPART), “Weighted Average Cost of Capital”, Discussion Paper DP56, Sidney, 2002, URL: <http://www.ipart.nsw.gov.au/pdf/DP56.pdf>
- ✓ Lomuscio Dorguett, Leonardo Alberto, “Rentabilidadde las empresas de distribución y su relación con las fijaciones de las tarifas”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 2004.
- ✓ McKinsey & Co, “The McKinsey Quarterly: The Online Journal of McKinsey & Co”, URL: <http://www.mckinseyquarterly.com>.
- ✓ National Economic Research Associates (NERA), “BGÉ’s Cost of Capital - A Final Report for the Commission for Energy Regulation”, Londres, 2003.
- ✓ Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), “Electricity distribution price control review”, Londres, 2004, URL: [http://www.ofgas.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/6579\\_COST\\_OF\\_CAPITAL\\_Final.pdf](http://www.ofgas.gov.uk/temp/ofgem/cache/cmsattach/6579_COST_OF_CAPITAL_Final.pdf)
- ✓ Office of the Regulator General, “Electricity Distribution Price Determination 2001-05”, Volumen I, Melbourne, 2000. URL: <http://www.esc.vic.gov.au/PDF/2000/detervoll1sep00.pdf>.
- ✓ Queensland Competition Authority Final Determination “Regulation of Electricity Distribution”, Brisbane, 2001, URL: <http://www.qca.org.au>.
- ✓ Sabal, Jaime, “Determinación del costo del patrimonio Telefónica de Perú”, Organismo Supervisor de Inversión Privada en Telecomunicaciones (OSPITEL), Lima, 2004.
- ✓ Visintini, A., “El costo de capital en la revisión quinquenal de tarifas”, Anales de la XXXIII reunión anual de la Asociación Argentina de Economía Política, 1998.
- ✓ Damodaran, A., URL: [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/home.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm).
- ✓ Yahoo Finanzas, URL: <http://finance.yahoo.com>.

- ✓ C Bonds Info, URL: <http://www.cbonds.info>.
- ✓ Bond's online, URL: <http://www.bondsonline.com>.
- ✓ Fitch Argentina Calificadora de Riesgo S.A., URL: <http://www.fitchratings.com.ar>.
- ✓ Diario Ambito Financiero [www.ambito.com](http://www.ambito.com)
- ✓ Reuters, [www.reuters.com](http://www.reuters.com)

## **ANEXO A: RED ADAPTADA DE LA PROVINCIA DE JUJUY EN MT/BT (DICIEMBRE DE 2006)**

### **Zonificación y caracterización del mercado eléctrico**

#### **Criterios para la identificación de áreas típicas.**

Se han empleado diversos criterios para la definición de las áreas típicas en base a determinados elementos representativos elegidos. Estos criterios apuntan a establecer la mejor síntesis de representatividad posible de cada una de las zonas (áreas) que por sus características tienen costos de inversión, explotación y expansión diferentes.

La primera diferenciación que puede hacerse del mercado a atender consiste en segmentar el mercado en:

- Conglomerados urbano (conglomerados importantes y medios)
- Distribuidores de MT (rurales y mixtas urbano-rurales)

#### **Criterios conglomerados urbanos**

##### **Densidad de Carga**

La segunda característica utilizada para discriminar zonas urbanas es la densidad de carga (en MT y BT).

Para determinar las densidades de BT se utilizaron los planos en donde está indicada la ubicación de cada CT MT/BT, las tablas de potencias individuales de cada uno de los centros y las demandas máximas de los circuitos MT que alimentan. En localidades donde la dispersión era reducida se estableció, por valor de densidad y por ubicación geográfica, cuales de todas las zonas correspondían al casco urbano y cuales a las áreas periféricas.

Para los casos de conglomerados importantes (Jujuy Capital, Libertador Gral. San Martín) se agruparon las zonas de características distintivas de acuerdo a las densidades y a su distribución geográfica. Se determinaron así para las áreas urbanas 3 zonas urbanas de densidades denominadas: urbana alta densidad, urbana media densidad y urbana baja densidad.

La densidad de cada zona para determinar la red de BT se obtuvo mediante el promedio ponderado de cada una de las densidades de las zonas servidas por los conjuntos de CT MT/BT. Para calcular la densidad aplicable a la red de MT se incluye en el cálculo no solo la suma de las áreas servidas por cada centro MT/BT sino también las áreas sin servicio eléctrico aledañas o circundadas por las zonas con servicio y las demandas específicas de MT.

#### **Nivel de concentración de la clientela.**

Debe considerarse, para definir las áreas típicas, no solo el nivel de densidad de las áreas servidas por los centros de transformación MT/BT sino también el grado de agrupamiento que tienen estas áreas servidas. Esto último afecta por sobre todo el desarrollo de la red MT y la necesidad de un sistema de subtransmisión.

#### **Limitaciones del tendido aéreo.**

En zonas muy densamente pobladas no es posible el uso de redes aéreas de MT por las siguientes razones:

Dificultad para la ubicación de líneas: como consecuencia la densidad de carga es posible que cuando la edificación sube en altura, los anchos de vereda hacen imposible respetar las distancias en el caso de líneas de MT. En este caso de respetarán los tendidos subterráneos ya existentes en la zona de alta densidad.

#### **Requerimientos especiales**

Aparte de los requerimientos al tendido mencionados en el punto anterior existen en determinadas zonas requerimientos especiales hacia la red. En zonas donde el hurto de energía puede ser un problema debe considerarse el uso de líneas preensambladas y acometidas con cable antihurto (coaxial).

#### **Localidades de estudio elegidas e identificación de áreas típicas urbanas**

Para la realización de los estudios se eligió un conjunto de localidades suficientemente representativas para toda la provincia. Se eligieron entonces las siguientes zonas / ciudades:

- Urbano Ciudades: San Salvador de Jujuy y suburbios, Libertador
- Urbano Localidades: Perico, San Pedro, Humahuaca, La Quiaca.
- Rural: Circuitos correspondientes a las zonas rurales del Valle de Lerma, Las Quebradas y Zona de Libertador.

### Procesamiento de datos y caracterización de cada área típica urbana

A partir de los datos de cada conjunto de centros de transformación MT/BT se obtienen las densidades de carga BT conforme a lo definido en apartados anteriores. Cabe aclarar que en el proceso se separan las cargas puntuales que difieren fuertemente de su entorno (que pueden distorsionar el cálculo de la densidad BT).

Se adjuntan a continuación mapas y tablas con resultados.

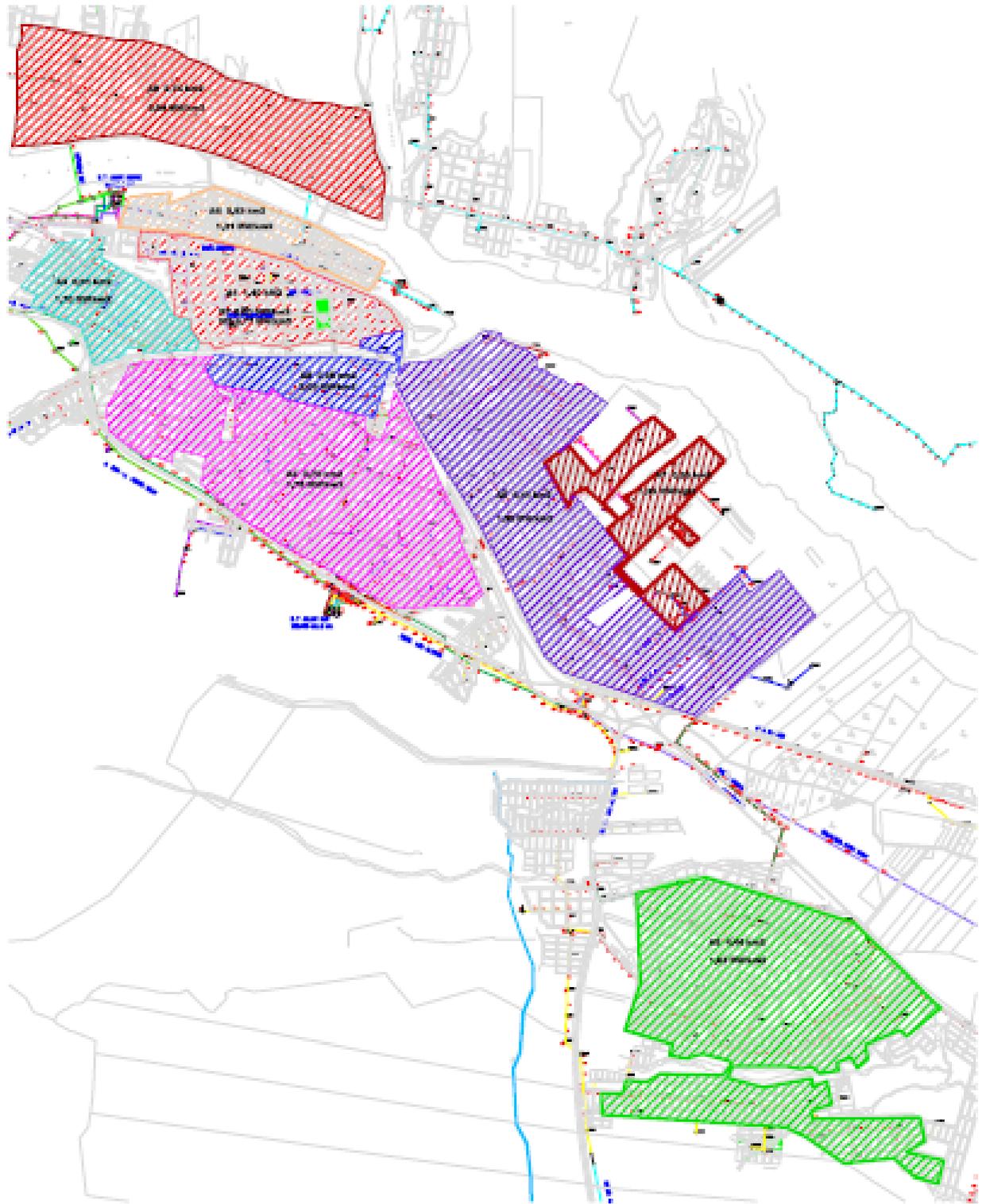
Cuadro general de todas las áreas típicas

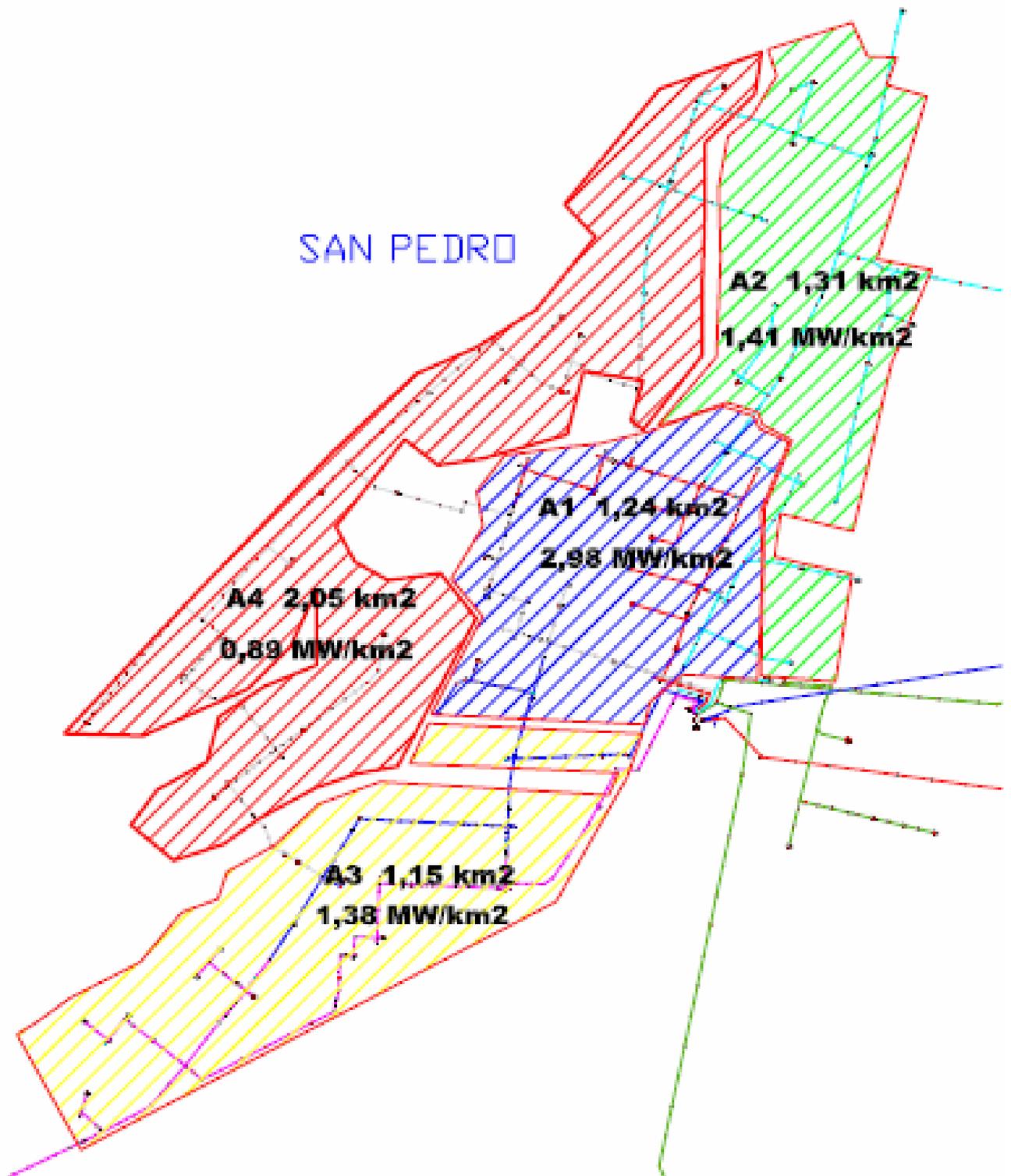
### Caracterización del las Zonas Urbanas

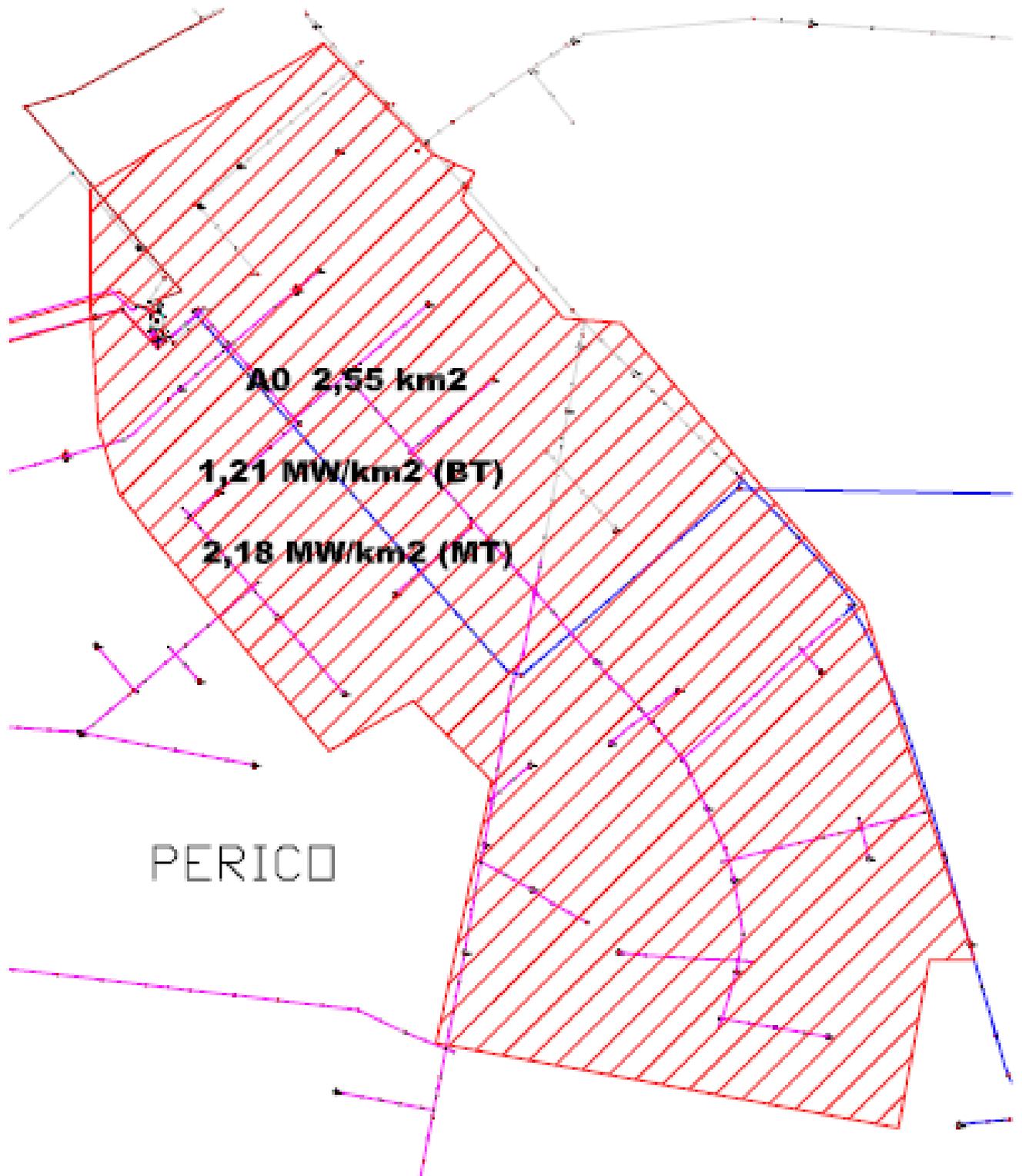
Denominación		Densidad de Carga MW/km <sup>2</sup>		Tipo de Red Básica		Referencia en Plano
Zona	Subzona	MT	BT	MT	BT	
Jujuy Capital y Suburbios	Urbana Alta Densidad	2,26	5,60	Subterránea / Aérea	Subterránea / Aérea	A1, A2
	Urbana Media Densidad		1,62	Aérea	Aérea	A3 a A7
	Urbana Baja Densidad	1,00	1,00	Aérea	Aérea	A8, A9
Perico	Urbana Media Densidad	2,18	1,21	Aérea	Aérea	A1
La Quiaca	Urbana Baja Densidad	0,74	0,74	Aérea	Aérea	A1
Humahuaca	Urbana Baja Densidad	0,66	0,66	Aérea	Aérea	A1
San Pedro	Urbana Media Densidad 1	1,55	2,98	Subterránea / Aérea	Aérea	A1
	Urbana Media Densidad 2		1,19	Aérea	Aérea	A2 a A4
Libertador	Urbana Media Densidad 1	1,64	1,90	Subterránea / Aérea	Aérea	A1
	Urbana Media Densidad 2		1,44	Aérea	Aérea	A2

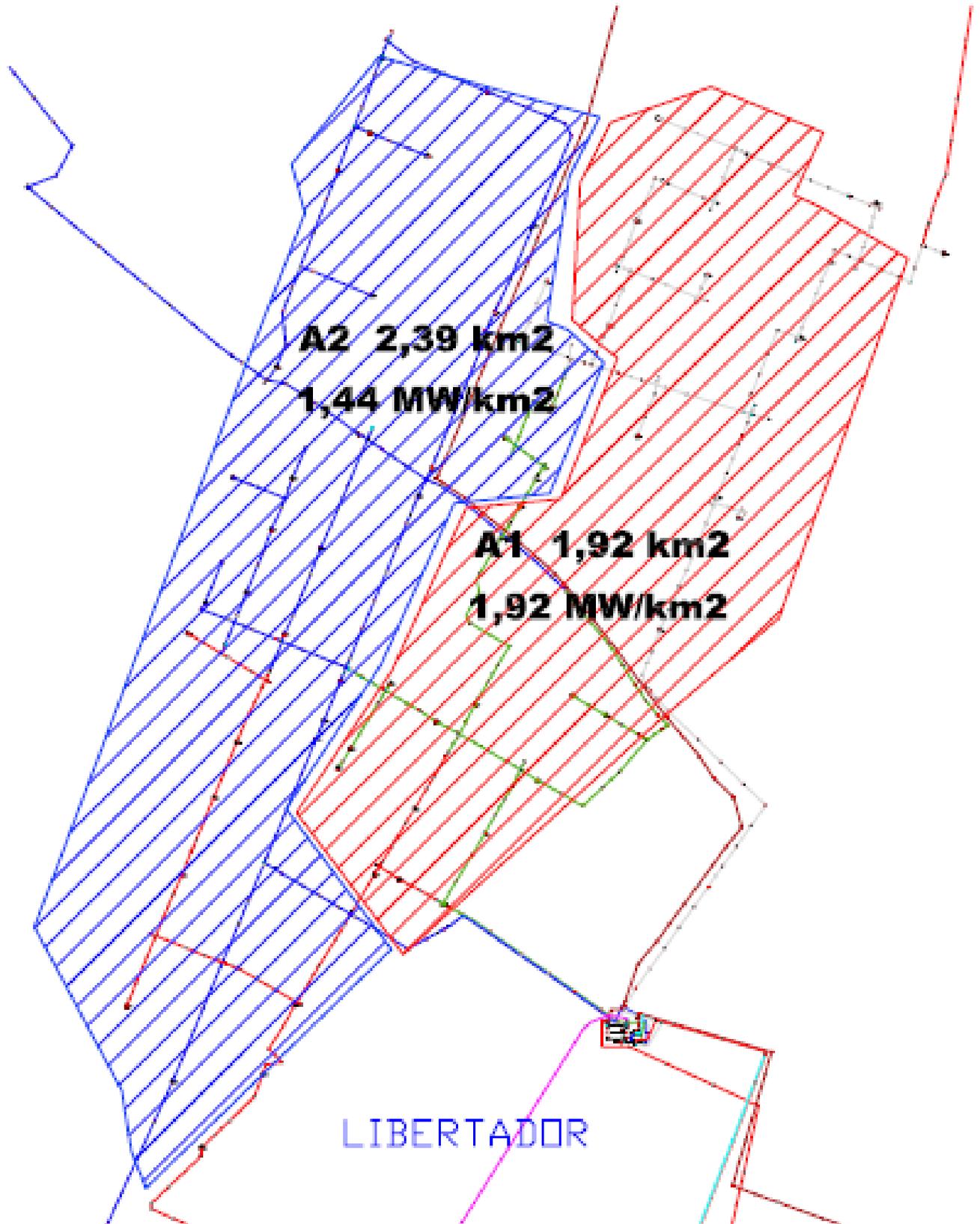
Mapas de densidad de carga de todas las áreas típicas.

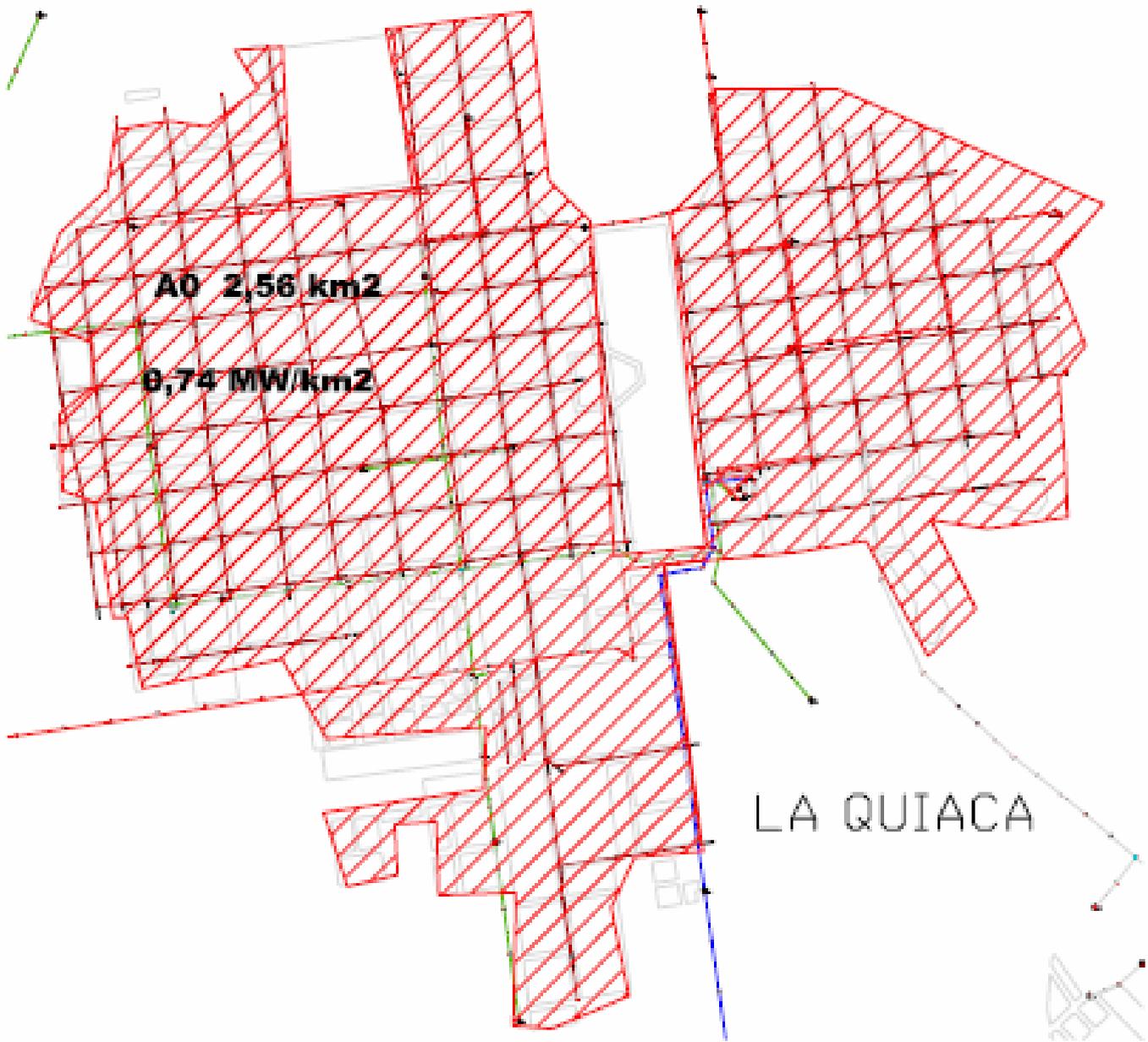
JUJUY GENERAL

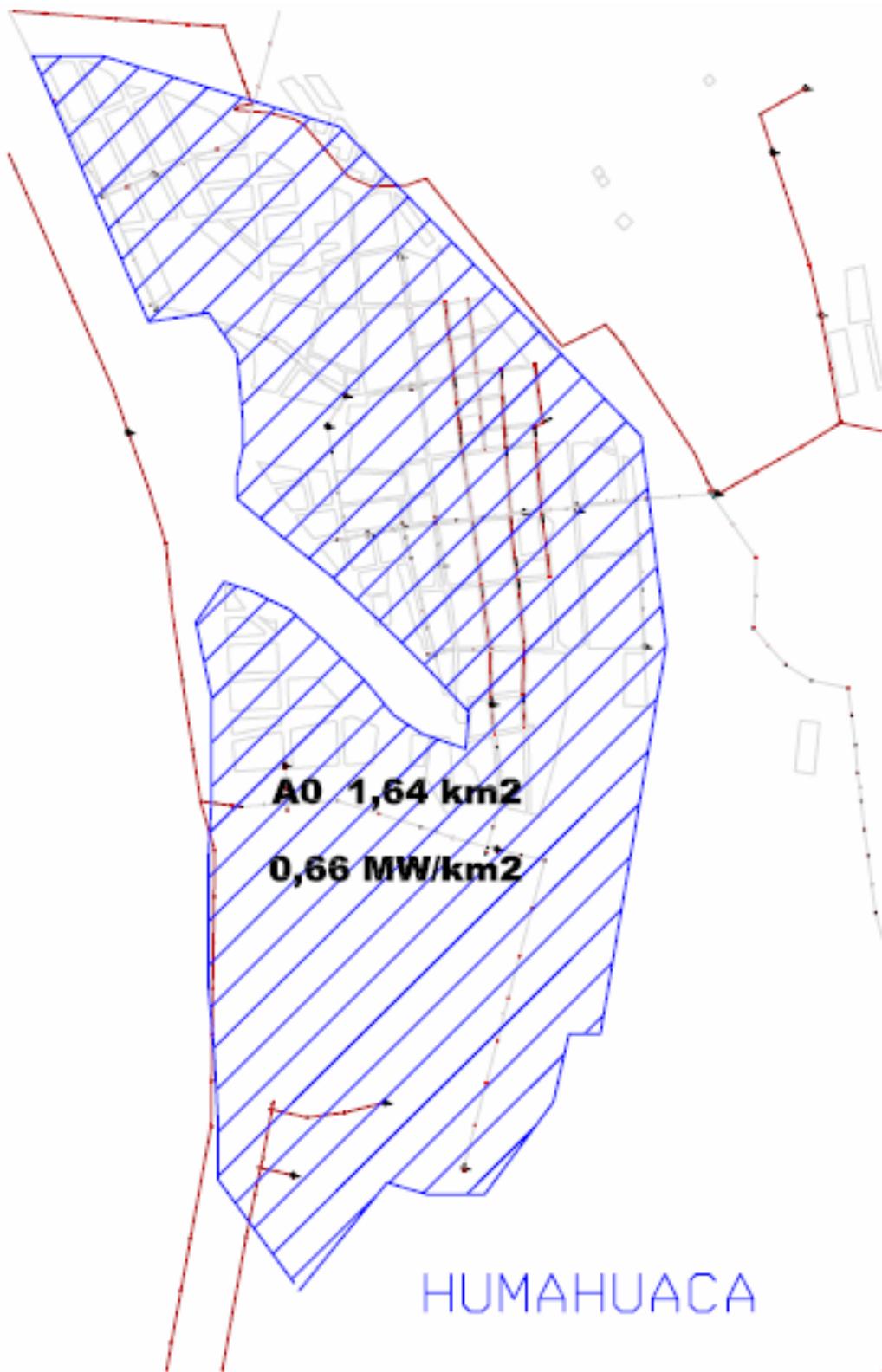












Criterios distribuidores MT.

Densidad de carga lineal

Este valor expresado como la potencia instalada por km de red de MT es un muy buen indicador del grado de densidad de la zona abastecida.

Los valores superiores a 200 KVA/km indican que las áreas abastecidas son preponderantemente urbanas o industriales. Las densidades inferiores a 80 KVA/km indican que las redes abastecen a clientes en su mayoría rurales. Los valores comprendidos entre 80 KVA/km y 200 KVA/km corresponden a redes mixtas urbano-rurales.

Otras consideraciones

En la selección de los distribuidores típicos se consideraron además las características geográficas y los posibles requerimientos de los tendidos que atraviesan zonas urbanas.

Procesamiento de datos y caracterización de los distribuidores de MT típicos.

A partir de las demandas máximas de los centros de transformación MT/BT de cada Distribuidor y de su longitud se obtuvieron las densidades lineales de carga conforme a lo definido en apartados anteriores.

Se confeccionaron tres tablas conteniendo los valores correspondientes a los distribuidores ordenados por densidad de carga lineal decreciente y se seleccionaron varios distribuidores representativos para cada uno de los rangos definidos anteriormente.

DISTRIBUIDORES URBANOS E INDUSTRIALES						
ADMINISTRACION	ET	DISTRIBUIDOR	POTENCIA	TENSION	LONGITUD DISTRIBUIDOR	Densidad lineal
			kVA	kV	KM	KVAinst/KM
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	MONOBLOCK H	4874	13,2	3,6	1362,2
SAN PEDRO	SAN PEDRO	LA ESPERANZA	431	13,2	0,3	1303,5
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	CENTRO	4529	13,2	3,9	1166,9
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	POLICLINICO	3939	13,2	3,9	1005,7
SAN PEDRO	SAN PEDRO	CENTRO SAN PEDRO	3465	13,2	3,5	1002,9
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	MALVINAS	2678	13,2	4,0	676,4
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	ARGAÑARAZ	2575	13,2	3,8	676,1
LIBERTADOR	LIBERTADOR	IRIGOYEN	3333	13,2	5,0	667,3
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	ALBERDI	3738	13,2	5,9	631,7
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	AEREO	3128	13,2	5,0	626,1
SAN PEDRO	SAN PEDRO	SANTA ROSA	2960	13,2	4,7	624,6
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	GORRITI	4205	13,2	7,1	590,3
LIBERTADOR	FRAILE PINTADO	FRAILE PINTADO	1821	13,2	3,1	578,3
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	MORENO	2343	13,2	4,2	556,2
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	LUJAN	3571	13,2	6,8	525,8
SAN PEDRO	SAN PEDRO	HOSPITAL	4253	13,2	8,3	513,3
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	AZOPARDO	3511	13,2	7,0	501,7
SAN SALVADOR	PALPALÁ	25 DE MAYO	3230	13,2	6,5	496,9
SAN PEDRO	SAN PEDRO	PROVIDENCIA	4708	13,2	9,8	481,9
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	CASTAÑEDA	1400	13,2	3,2	443,2
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	SAN ISIDRO	2953	13,2	7,0	424,4
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	NUEVA CIUDAD	3186	13,2	7,6	417,6
LA QUIACA	LA QUIACA	LA QUIACA ESTE	1736	13,2	4,3	407,2
LIBERTADOR	LIBERTADOR	SAN LORENZO	2800	13,2	7,0	399,2
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	SANTA RITA	1920	13,2	4,8	396,0
SAN SALVADOR	JUJUY SUR	CUYAYA	2166	13,2	6,1	352,2
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	RIO BLANCO	4131	13,2	11,9	347,2
LIBERTADOR	LIBERTADOR	ORIAS	1075	13,2	3,1	342,8
LIBERTADOR	LIBERTADOR	LEDESMA	2355	13,2	6,9	339,2
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	LOS PERALES	4670	13,2	14,1	331,8
SAN SALVADOR	PALPALÁ	GÜEMES	2965	13,2	9,8	302,7
PERICO	PERICO	CENTRO PERICO	1942	13,2	7,0	278,3
PERICO	PERICO	EL EXODO	4344	13,2	15,8	275,0
SAN SALVADOR	PALPALÁ	FLORIDA	7082	13,2	26,0	272,9
SAN SALVADOR	JUJUY ESTE	AEROPARQUE	4161	13,2	15,3	272,2
TILCARA	HUMAHUACA	INDEPENDENCIA	2389	13,2	10,3	232,4
PERICO	PERICO	MONTERRICO	5526	13,2	26,9	205,6
PERICO	EL CARMEN	CENTENARIO	2988	13,2	14,6	204,8

DISTRIBUIDORES MIXTOS						
ADMINISTRACION	ET	DISTRIBUIDOR	POTENCIA	TENSION	LONGITUD DISTRIBUIDOR	Densidad lineal
			kVA	kV	KM	KVAinst/KM
LIBERTADOR	LIBERTADOR	TERMINAL	3791	13,2	19,5	193,9
LIBERTADOR	CAIMANCITO	CAIMANCITO	1389	13,2	7,4	188,1
LA QUIACA	ABRA PAMPA	BARRIO NORTE	563,5	13,2	3,1	183,2
LIBERTADOR	CALILEGUA	CALILEGUA	1757	13,2	10,2	172,4
LA QUIACA	LA QUIACA	LA QUIACA OESTE	1651	13,2	10,1	163,1
SAN PEDRO	SAN PEDRO	LA MENDIETA	3380	13,2	20,9	161,9
PERICO	PERICO	SANTO DOMINGO	1797	13,2	12,8	140,3
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	YALA	4402	13,2	33,7	130,7
SAN SALVADOR	PALPALÁ	CHANCHILLOS	3084	13,2	23,9	129,1
TILCARA	TILCARA	LA FALDA	73	13,2	0,7	107,3
LIBERTADOR	FRAILE PINTADO	PALO BLANCO	1875	13,2	17,6	106,3
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	LA VIÑA	6260	13,2	59,0	106,1
PERICO	LOS LAPACHOS	LOS LAPACHOS	3720	13,2	35,5	104,8
SAN SALVADOR	LOZANO	LOZANO	503	13,2	5,3	95,6
SAN PEDRO	LAVAYEN	SANTA CLARA	2820	13,2	31,2	90,3
PERICO	LAS MADERAS	SAN VICENTE	2966	13,2	34,9	84,9
LIBERTADOR	FRAILE PINTADO	CHALICAN	3344	13,2	40,4	82,7

DISTRIBUIDORES RURALES						
ADMINISTRACION	ET	DISTRIBUIDOR	POTENCIA	TENSION	LONGITUD DISTRIBUIDOR	Densidad lineal
			kVA	kV	KM	KVAinst/KM
SAN SALVADOR	JUJUY NORTE	SAN PEDRITO	1542	13,2	19,4	79,4
PERICO	LAS MADERAS	SUNCHAL	1243	13,2	17,3	71,8
LIBERTADOR	SAN FRANCISCO	YUTO 13	3404	13,2	48,0	70,9
TILCARA	VOLCAN	VOLCAN	971	13,2	14,0	69,3
PERICO	LOS LAPACHOS	EL MILAGRO EX PUEST	3671	13,2	63,5	57,8
PERICO	LOS LAPACHOS	PAMPA BLANCA NUEVO	2502	13,2	52,5	47,6
TILCARA	TILCARA	MAIMARA	961	13,2	20,4	47,2
SAN PEDRO	SAN PEDRO	PROVINCIA	2781	13,2	61,1	45,5
PERICO	PERICO	AEROPUERTO	2799	13,2	62,1	45,1
SAN PEDRO	LAVAYEN	EL PIQUETE	567	13,2	13,8	41,1
PERICO	EL CARMEN	SAN ANTONIO	2094	13,2	57,8	36,2
SAN PEDRO	LAVAYEN	SOLITARIO	1412	13,2	47,2	29,9
TILCARA	TILCARA	TILCARA	1360	13,2	49,8	27,3
LA QUIACA	ABRA PAMPA	PUEBLO VIEJO	852	13,2	31,6	27,0
SAN PEDRO	LAVAYEN	MIRAFLORES EN 13,2 kV.	2293	13,2	100,3	22,9
SAN PEDRO	LAVAYEN	ACHERAL	869	13,2	38,7	22,5
PERICO	EL CARMEN	EL CEIBAL	1853	13,2	83,0	22,3
SAN PEDRO	PALMASOLA	REAL DE LOS TOROS	508	13,2	22,8	22,2
PERICO	LAS MADERAS	PRESA LAS MADERAS	283	13,2	14,3	19,8
LIBERTADOR	SAN FRANCISCO	EL TALAR	1728	13,2	87,2	19,8
LIBERTADOR	JARAMILLO	JARAMILLO	89	13,2	4,6	19,3
SAN PEDRO	PALMASOLA	EL FUERTE	1878	13,2	97,6	19,2
LIBERTADOR	LIBERTADOR	CANITA	222	13,2	12,7	17,5
SAN PEDRO	AGUA NEGRA	LA OLLADA	150	13,2	8,7	17,2
TILCARA	TUMBAYA	PURMAMARCA	647	13,2	39,2	16,5
TILCARA	HUMAHUACA	UQUIA	596	13,2	51,6	11,5
LA QUIACA	LA QUIACA	YAVI	547	13,2	79,2	6,9
LA QUIACA	PUESTO DEL MARQUEZ	LA CURVA	107	13,2	16,6	6,5
LA QUIACA	CIENEGUILLAS	PUERTAS	563,5	13,2	92,5	6,1
TILCARA	HUMAHUACA	ITURBE	337	13,2	57,7	5,8
LA QUIACA	CIENEGUILLAS	SANTA CATALINA	294	13,2	56,1	5,2
LA QUIACA	CIENEGUILLAS	CASIRA	123	13,2	24,7	5,0
LA QUIACA	QUEBRALEÑA	QUEBRALEÑA	194	13,2	39,8	4,9
TILCARA	HUMAHUACA	CIANZO	362	13,2	84,7	4,3
LA QUIACA	INTERMEDIA	LA REDONDA	381	13,2	90,9	4,2
SAN SALVADOR	GUERRERO	EL OBISPO	25	13,2	7,1	3,5

Exigencias del Contrato de Concesión.

Se considerarán las exigencias de Calidad de Servicio Técnico y Producto Técnico.  
Calidad de Servicio Técnico.

El Contrato de Concesión para su etapa final (Etapa V) establece los siguientes límites para cada usuario individual.

Nivel de tensión del usuario	Int. por semestre	Horas por semestre/Interrupción
AT	3	2
mT	4	3
BT (pequeñas demandas)	6	10
BT (Grandes demandas)	6	6

No se computan las interrupciones de menos de 3 minutos.

La penalización queda determinada según:

Grandes clientes de MT	2,6 \$/kwh
Grandes clientes de BT	2,0 \$/kwh
Pequeños clientes de BT	1,5 \$/kwh

En la evaluación de la red técnico económicamente adaptada la consideración de la calidad de servicio se puede hacer según dos criterios.

Adoptar una red adecuada para cumplir las condiciones de calidad de servicio requeridas. Esto lleva a inversiones adicionales especialmente en las zonas rurales para cumplir la exigencia.

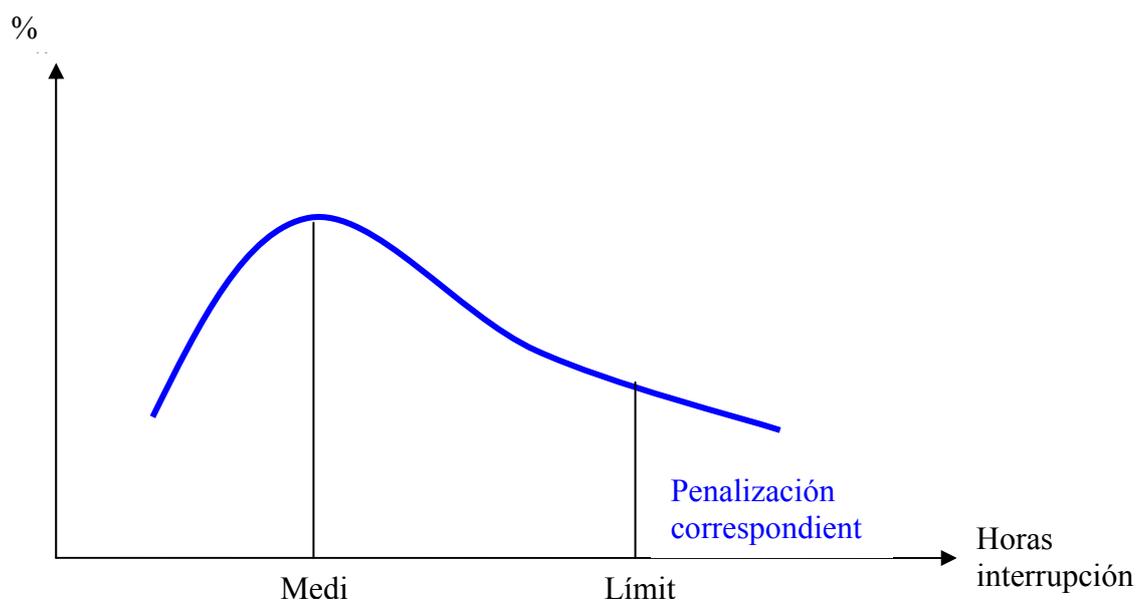
Considerar el óptimo para el cliente; es decir evaluar las distintas alternativas de red, considerando las interrupciones de servicio y la energía no suministrada asociada (valorizada con el valor medio ponderado de penalización). Con éste esfuerzo se lograría el óptimo para el cliente que se conjuga con la red óptima.

La primera opción es la que debe aplicarse, porque ya están definidos los límites.

Dado que la calidad de servicio se medirá en esta etapa en forma individual es necesario adoptar un criterio estadístico de tratamiento de las interrupciones para poder determinar en nivel medio de penalizaciones correspondientes que permiten cumplir los límites.

En el esquema definido por la reglamentación el determinante del monto de las penalizaciones son las horas totales de interrupción.

Si construyéramos la curva de distribución de horas de interrupción por cliente (a un nivel de tensión) y para un área definida (estrictamente homogéneo) se tendría considerando las horas totales:



Es decir que definidos los límites de norma, calculada la media obtenible y considerando una curva típica de distribución estadística, se obtiene el porcentaje de horas penalizadas, que debe resultar menor al 5%. Estas penalizaciones remanentes deberán estar contempladas dentro de los costos de explotación.

No obstante, se desarrollará la red para cumplir con las pautas de calidad de servicio. Mientras no se implemente la Etapa V y se continúe midiendo la calidad media no corresponde considerar penalizaciones económicas residuales. Calidad de Producto.

Exigencias Del Contrato De Concesión

El Contrato de Concesión establece las variaciones de tensión admisibles y las fórmulas de penalización para el control de la Calidad de Producto.

Las variaciones de tensión admitidas, se indican en el cuadro siguiente:

Tensión (kV)	Tipo de alimentación	Variación de tensión (%)	
		+5%	-5%
AT(132kV)	-	+5%	-5%
MT 33KV y 13,2KV, BT	Aérea	+5%	-5%
	Subterránea	+5%	-5%
	Rural	+10%	-10%

Los valores de penalización (\$/kWh) aplicables se determinan, según unas tablas construidas para AT, MT y BT aérea y subterránea y para MT y BT aérea Rural en función de la caída de tensión medida exceso de la admitida llegando a 2 pesos/kWh para el 18% de caída de tensión.

En los Contratos de Concesión de las empresas del Gran Buenos Aires correspondientes se establecieron similares condiciones para la Etapa 2, salvo en la red de BT aérea donde se admite un rango de  $\pm 8\%$ .

#### Metodología para los estudios de red

Se trata de determinar las variaciones de tensión admisibles en las etapas MT y BT de distribución que permiten cumplir con los límites establecidos en el contrato de concesión, para luego comprobar el cumplimiento de dichos límites ó realizar los ajustes necesarios en los circuitos típicos que se determinen con el proceso de optimización técnico económica de la red.

#### Hipótesis consideradas.

La tensión MT en barras de subestaciones AT/MT se regula en su valor nominal mediante el empleo de los reguladores de tensión bajo carga disponibles.

Se estima que la demanda de los clientes tiene un factor de potencia uniforme e igual a 0,85. (Exigencia tarifaria)

Se considera que para mantener los niveles de tensión no se contempla la instalación de compensación de potencia reactiva en la red MT y BT (si esto fuera necesario para compatibilizar el factor de potencia de 0,85 exigido a nivel cliente, y el de 0,95 exigido a nivel sistema, se instalará en barras de MT de SEAT AT/MT)

Los transformadores MT/BT tienen como tensión de salida (en toma 0%) UMT / 400-231 V.(según lo indicado en las normas, un 5% más de la nominal)

La tensión de cortocircuito considerada es de 3% para transformadores rurales, 4 % para potencias entre 100 kVA a 500 kVA y 5% para 630 a 1000 kVA. Por lo que se tendrán las siguientes caídas de tensión:

	Nivel de Carga	
	100%	80%
De 680 a1000 KVA	3,75%	3%
De 100 a 500 KVA	3%	2,4%
Hasta 100 KVA	2,25%	1,8%

Los transformadores poseen tomas de regulación operables sin tensión, de  $\pm 2,5$  y  $\pm 5$  % para transformadores de distribución ( $\geq 100$  kVA), y de  $\pm 5$  % para transformadores rurales  $<100$  kVA, las que se colocarán en la posición necesaria para compensar la caída de tensión en máxima carga de la red MT.

La caída de tensión máxima en acometidas de BT resulta conforme se indica en el cuadro siguiente:

Cliente	Potencia Máxima	Conductor	Resistencia específica	Reactancia específica	Longitud máxima	Caída de tensión	
						V	%
-	kW	mm <sup>2</sup>	Ohm/km	Ohm/km	m	V	%
Urbano	5	2x6 mm <sup>2</sup> Cu	3,2	0,11	15	2,21	1%
Rural	2,5	2x6 mm <sup>2</sup> Cu	3,2	0,11	30	2,21	1%

Para todas las áreas típicas urbanas (no para rural) se calculará la cota del nivel de caída de tensión alcanzable en función de la longitud en la red de MT, y a partir de él se determinará el nivel de caída propia admitido en BT, según se explicará más adelante.

Metodología y expresiones de cálculo

Redes de MT urbanas alimentados desde de 132 kV (sin subtransmisión intermedia)

En primera instancia se evaluaron las redes de tipo urbano abastecidas directamente por SE AT/MT en la tensión MT de 13.2 kV.

De acuerdo al Contrato de Concesión la variación de tensión máxima admitida en redes de distribución urbanas es de un  $\pm 5\%$  para red Aérea o un  $\pm 5\%$  para red subterránea. Estos límites superiores imponen restricciones respecto de la selección de tomas de regulación sin tensión y de los desarrollos de circuitos típicos en los sistemas urbanos. En la peor situación cuando la posición de la toma de regulación sin tensión de los transformadores MT/BT esté en  $-5\%$  (lo que implica un  $5\%$  más de tensión de vacío), y considerando que la tensión de vacío de los transformadores MT/BT es un  $5\%$  superior a la nominal de BT que no hubiese caídas en la red MT, la tensión en bornes BT por norma resultaría un  $10\%$  superior, razón por la cuál se debe tener cuidado en la selección del punto según la ubicación del transformador en el circuito.

Conforme a lo antedicho podrán incluso adoptarse posiciones que sobrecompensen el perfil de tensión MT, permitiendo aumentar la caída propia admitida para la red de BT, pero esto conlleva a un aumento de las pérdidas técnicas y consecuentemente de los costos. Por lo tanto, se consideró siempre que las tomas de regulación sin tensión están ajustadas solamente para compensar el perfil de tensión MT.

Para el cálculo de la caída de tensión máxima admisible sobre la red BT se utilizarán las siguientes expresiones:

Primeramente se determinará en forma simplificada pero suficientemente aproximada la caída máxima de tensión en el punto más alejado de la red MT de distribución (no subtransmisión), empleando la expresión:

$$\Delta U_{MT} \% = \frac{S_a}{U_{MT}^2} \cdot \left[ \left( L_{T1} + \frac{L_T - L_{T1}}{2} \right) \cdot (r_T \cos \varphi + x_T \sen \varphi) + \frac{L_R}{2 \cdot N_R} \cdot (r_R \cos \varphi + x_R \sen \varphi) \right]$$

Donde:

LT: longitud total de troncal de alimentador MT.

LT1: longitud tramo de troncal MT hasta primer centro.

LR: longitud media de ramal de alimentador MT.

NR: cantidad de ramales por alimentador.

rT, rR: Resistencia por km de troncal y ramal respectivamente.

xT, xR: Reactancia por km de troncal y ramal respectivamente.

S a : Potencia aparente alimentadores.

U MT: Tensión nominal MT.

Luego se considera la adopción de la posición de toma inmediata inferior a la caída calculada en MT en los transformadores MT/BT.

La caída de tensión máxima resultante en el punto de suministro del cliente BT más alejado resultará de la expresión siguiente:

$$\Delta UL > \Delta U \% = -\Delta U_{BMT} \% + \Delta U_{MT} \% - pos.toma \% + 5\% + \Delta U_{CT} \% + \Delta U_{BT} \% + \Delta U_{acom} \%$$

Donde:

$\Delta UL$  caída de tensión límite admitida sobre la red BT (5% aérea, 5% subterránea)

$\Delta U_{BMT} \%$ : es la regulación de tensión en barras de MT de la subestación.

$\Delta U_{MT} \%$ : es la caída de tensión máxima en el punto más alejado de la red MT.

$\Delta U_{CT} \%$ : es la caída de tensión máxima interna del transformador. (ya calculada)

$\Delta U_{BT} \%$ : es la caída de tensión máxima de la propia red BT, entre bornes del transformador MT/BT y el punto mas alejado de la red BT . Posible para cumplir los límites impuestos.

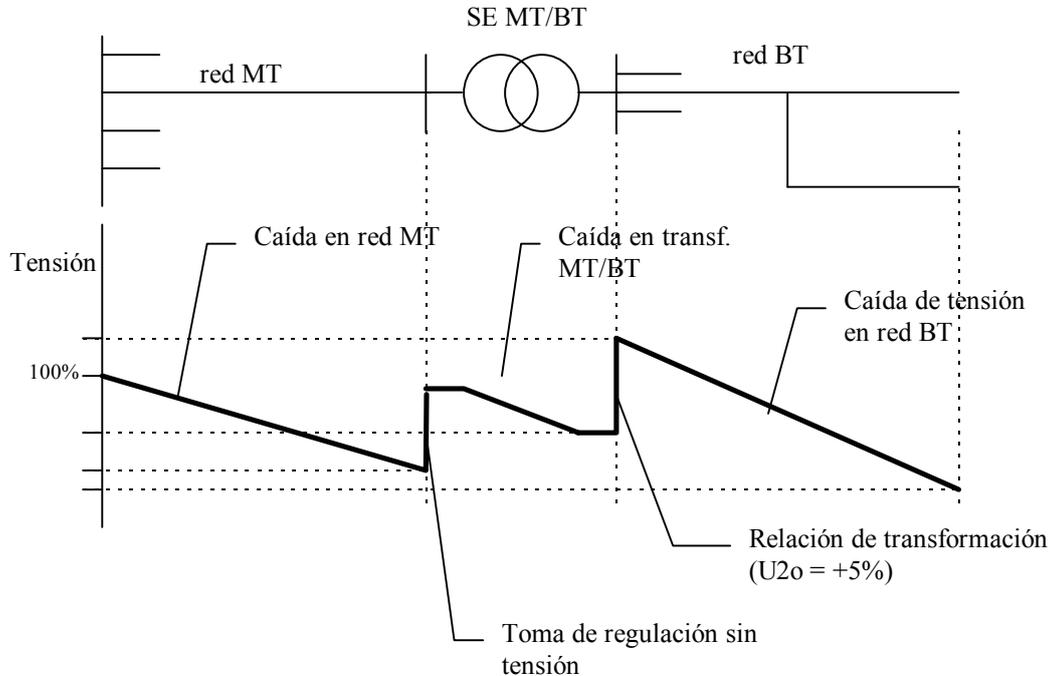
$\Delta U_{acom}\%$ : es la caída de tensión máxima en la acometida ( $<0\%$ ), considerando la de mayor longitud posible conforme a las características de la red del área.(ya calculada)

pos.toma%: es la posición de la toma de regulación sin tensión, que se expresa normalmente en % de diferencia entre la tensión MT correspondiente y la tensión nominal de MT (+ cuando está por encima, - cuando está por debajo).

5%: es la elevación de tensión debido a la relación de transformación MT/BT nominal.( según normas)

De esta expresión se deducirá la caída admitida en la propia red BT.

En el gráfico siguiente se esquematizan los perfiles de tensión comprendiendo los distintos conceptos mencionados.



Para verificar que la caída en la red de BT esté por debajo de la admitida, se impondrá a los esquemas de red típicos para cada densidad de carga (sector típico), el límite de caída de tensión posible para que los conductores que resultan técnico-económicamente óptimas, efectuándose sobre éste el cálculo con las simplificaciones siguientes.

El cálculo de la caída en el punto más alejado se hará agregando la caída de cada tramo calculada por momentos eléctricos.

Se podrá limitar así la caída de tensión posible sobre la red de BT de forma tal de cumplir con el Contrato de Concesión.

#### Tratamiento de la subtransmisión

Algunas redes de distribución de 13,2 kV urbanas y parte de las redes de distribución rural son abastecidas desde la red de subtransmisión en 33 kV, por lo que se agrega una etapa mas en las caídas de tensión.

La expresión de cálculo empleada para su estimación es similar a la utilizada para la red de 13,2 kV MT, a diferencia que en este caso no puede asumirse la aproximación de carga uniformemente distribuida, puesto que las cargas relevantes son pocas y puntuales a lo largo del alimentador: (transformador 33/13kV o suministros en 33 kV)

La expresión que se utilizará sobre la red modelizada es:

$$\Delta U_{ST} \% = \frac{S_a / N}{U_{ST}^2} \cdot \left[ L_{Tp1} \cdot \left( \frac{N^2 + N}{2} \right) (r_T \cos \varphi + x_T \sin \varphi) + L_R \cdot (r_R \cos \varphi + x_R \sin \varphi) \right] \cdot 100$$

Donde:

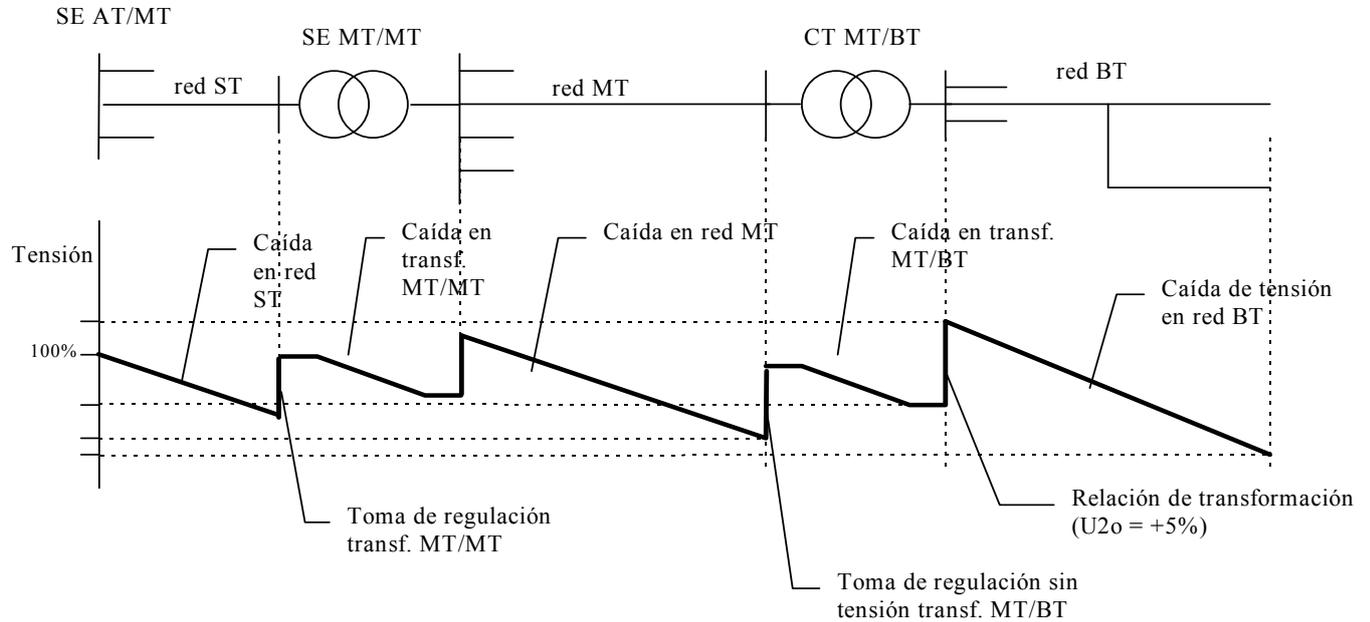
Sa: potencia aparente abastecida por el alimentador.

Ltp: longitud de troncal entre CT de transformación 33/13.2kV

N: cantidad de centros de carga por alimentador de subtransmisión.

LR: longitud de ramal en derivación de introducción a los poblados.(si la hubiera)

El resto de los conceptos de caídas de tensión responden a las mismas expresiones antes expuestas. El gráfico de caídas de tensión por etapa resulta:



La expresión de la caída de tensión en un cliente BT resulta ahora:

$$\Delta U\% = -\Delta U_{B33kV}\% + \Delta U_{ST}\% - \text{pos.tomaMT/MT}\% + 5\% + \Delta U_{SEST}\% - \Delta U_{MT}\% - \text{pos.tomaMT/BT}\% + 5\% + \Delta U_{CT}\% + \Delta U_{BT}\% + \Delta U_{acom}\%$$

Se agregan respecto de la ecuación del punto anterior los términos siguientes:

$\Delta U_{B33kV}\%$ : es la regulación de tensión en barras de 33 kV de la subestación.

$\Delta U_{ST}\%$ : es la caída de tensión máxima en el punto más alejado de la red de subtransmisión ( $<0\%$ ).

$\Delta U_{SEST}\%$ : es la caída de tensión máxima interna del transformador MT/MT.

$\text{pos.tomaMT/MT}\%$ : es la posición de la toma de regulación bajo carga del transformador MT/MT.

5%: es la elevación de tensión debido a la relación de transformación MT/MT nominal.

Se observa que, en este caso, si se adoptan posiciones de la regulación bajo carga de las subestaciones 33/13,2 kV que permitan compensar la caída de tensión en los alimentadores de subtransmisión para demanda máxima (con lo que se tendría una situación análoga a la anterior), en horarios de valle de demanda podría superarse la tensión máxima permitida. Por lo tanto es necesario contar con regulados de tensión que estabilicen la tensión sobre las barras de 13,2 kV, incorporándolos a los transformadores de 33/13,2 kV.

## Redes de tipo rural

En este caso puede haber o no subtransmisión, pero prácticamente el desarrollo de red BT es nulo, y por lo tanto se considera solamente caída de tensión en acometidas de BT. Sin embargo las extensiones de alimentadores de 33 y 13,2 kV resultan elevadas, y por lo tanto las caídas en los mismos deben limitarse.

La expresión de caída de tensión en este caso resulta:

$$\Delta U\% = -\Delta U_{BMT}\% + \Delta U_{ST}\% - \text{pos.tomaMT} / \text{MT}\% + 5\% + \Delta U_{SEST}\% - \Delta U_{MT}\% \\ - \text{pos.tomaMT} / \text{BT}\% + 5\% + \Delta U_{CT}\% + \Delta U_{acom}\%$$

Para cada uno de los circuitos rurales elegidos se realizarán los cálculos con el fin de determinar el cumplimiento de la condición de regulación de tensión admitida.

Condiciones Resultante Para El Modelo De Estudio

Considerando el desarrollo de los circuitos, los límites impuestos para la caída de tensión máxima a aplicar sobre los modelados de red son los siguientes:

	SubTransmisión	Media Tensión	Baja Tensión
Redes Urbanas Alta y Media Densidad sin subtransmisión	-	< 5%	< 7,5%
Redes Urbanas con subtransmisión	< 5%	< 5%	< 7,5%
Redes rurales con/sin subtransmisión	< 5%	<10%	< 5%

Los transformadores de AT/MT poseen regulación bajo carga, al igual que las unidades de MT/MT de potencia no menor a 2,5 MVA.

Para evitar excesos en las caídas de tensión admisibles se prevén reguladores de carga adicionales sobre los circuitos de 13,2 kV y 33 kV rurales.

Resultados de la Modelización.

Líneas de subtransmisión de 33 kV.

En el cuadro siguiente se muestran los resultados de la optimización técnico económica de las secciones de las líneas de subtransmisión de 33 kV.

## Líneas de 33 kV

ET	DISTRIBUIDOR	POTENCIA ACTIVA MAX.	LONGITUD ALIM.	SECCION
		MW	km	
ALTO REYES	ALIMENTADOR CENTRAL REYES	0,359	12,8	3x50 Al/Al
JUJUY NORTE	SIP JUJUY NORTE - VOLCAN	2,250	38,2	3x95 Al/Al
PERICO	ALIMENTADOR EL CARMEN	2,124	15,5	3x50 Al/Al
PERICO	PARQUE INDUSTRIAL	1,488	0,7	3x50 Al/Al
LAVAYEN	ALIMENTADOR PALMA SOLA	0,359	85,1	3x95 Al/Al
VOLCAN	SIP VOLCAN - TUMBAYA	1,077	41,8	3x70 Al/Al
LA QUIACA	DIST. ABRA PAMPA 33kV	1,225	107,0	3x70 Al/Al
LA QUIACA	ALIMENTADOR CIENEGUILLA	0,124	33,6	3x120 Al/Al
LA QUIACA	NUEVO DESDE ABRA PAMPA	0,500	147,0	3x95 Al/Al
LIBERTADOR	SAN FRANCISCO	2,872	31,0	3x70 Al/Al
JUJUY ESTE	ALIMENTADOR JUJUY NORTE D	7,947	9,8	3x95 Al/Al
JUJUY ESTE	CELULOSA DESDE JUJUY ESTE	5,278	7,0	3x50 Al/Al
JUJUY SUR	ALIMENTADOR REYES	7,944	6,4	3x70 Al/Al
PALPALÁ	ACERO ZAPLA	8,875	3,1	3x50 Al/Al
PALPALÁ	CELULOSA DESDE PALPALA	5,136	28,6	3x95 Al/Al
PALPALÁ	METALURGICA	0,500	2,9	3x50 Al/Al
LAS MADERAS	ALIMENTADOR LAS MADERAS	3,613	7,6	3x95 Al/Al
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR PERICO	5,047	13,0	3x120 Al/Al
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR PROVINCIA	2,900	15,6	3x95 Al/Al
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR SAN PEDRO	0,459	21,6	3x50 Al/Al
SAN PEDRO	LAVALLEN EN 33 Kv	3,574	19,9	3x95 Al/Al
SAN PEDRO	SP-LGSM33 tambien es llamado fraile	3,572	36,1	3x95 Al/Al
LIBERTADOR	ALIMENTADOR EL QUEMADO	4,829	15,9	3x120 Al/Al
LIBERTADOR	ALIMENTADOR YUTO	2,623	38,5	3x120 Al/Al
		<b>74,7</b>	<b>738,6</b>	

Transformación 33/13,2 kV

La potencia instalada en cada centro de transformación fue ajustada a la demanda, considerando un factor de carga promedio que no superase el 80%.

## Centros de transformación 33/13,2 kV

ET	POT.DEM. CENTRO	POTENCIA CENTRO	Campos 33 KV	Recon. 33 KV	CANT.SAL. 13,2 KV
Total	kVA	kVA			
JUJUY NORTE	22780	4x7500	9	2	9
PERICO	10406	2x7500	5	1	5
LAVAYEN	5049	2x5000	3	1	5
LOS LAPACHOS	6274	2x5000	4		3
EL CARMEN	4398	2x2500	1		3
FRAILE PINTADO	4465	2x2500	3		3
SAN FRANCISCO	3255	2x2500	1	1	2
REYES	4000	2x2500	1	2	1
LAS CAÑADAS	2800	2x2500	1	2	1
CALILEGUA	1114	2500	3		1
HUMAHUACA	2336	2500	3		4
PALMASOLA	1513	2500	3	1	2
TILCARA	1518	2500	1	1	4
ABRA PAMPA	898	1000	3	2	2
CAIMANCITO	881	1000	3		1
CIENEGUILLAS	622	1000	1	1	3
VOLCAN	616	1000	3	1	1
EL REMATE	640	1000	1		1
INTERMEDIA	248	500	0		1
LOZANO	319	500	0		1
TUMBAYA	410	500	0		1
HUACALERA	250	500	0		1
AGUA NEGRA	95	200	0		1
EL SALTO	0	200	0		1
GUERRERO	16	200	0		1
JARAMILLO	56	200	0		1
PUESTO DEL MARQUEZ	68	200	0		1
QUEBRALEÑA	123	200	0		1
TRES CRUCES	130	200	0		1
PUMAHUASI	80	200	0		1
VICUÑAYOC	80	200	0		1
<b>Total general</b>	<b>75440</b>	<b>108800</b>	<b>49</b>	<b>15</b>	<b>64</b>
	<b>FACTOR DE CARGA PROM.=</b>	<b>69%</b>			

## Red MT y BT en Áreas Urbanas.

En la tabla adjunta se pueden observar los resultados de la modelización en circuitos y secciones de redes de MT, módulos de transformación MT/BT y cantidad de densidades y secciones de red BT.

Asimismo se incluyen los costos de la red MT y BT y la transformación MT/BT por kVA.

Resumen de Áreas Urbanas Estudiadas											
Localidad	Densidad	Red MT				CT		Red BT			
		kVA/Salida	Sección		Costo \$/kVA	Pot kVA	Costo \$/kVA	Cant. Salidas	Sección		Costo \$/kVA
			Troncal	Ramal					Troncal	Ramal	
Jujuy Centro	Alta	2133	3 x 95 Al	3 x 50 Al	81,11	500	211,94	4	3 x 95 Al	3 x 25 Al	71,04
Jujuy Casco	Media	2133	3 x 95 Al	3 x 50 Al	93,09	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 25 Al	181,96
Jujuy Periferia Norte	Media Baja	1512	3 x 50 Al	3 x 25 Al	94,26	200	182,02	4	3 x 70 Al	3 x 25 Al	223,84
Jujuy Periferia Sur	Media Baja	1796	3 x 70 Al	3 x 25 Al	93,32	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 50 Al	221,42
Perico	Media	2181	3 x 95 Al	3 x 25 Al	55,62	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 50 Al	195,86
Libertador 1	Media	2776	3 x 120 Al	3 x 50 Al	92,26	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 25 Al	82,73
Libertador 2	Media	2776	3 x 120 Al	3 x 50 Al	99,37	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 50 Al	124,19
San Pedro 1	Media	2812	3 x 120 Al	3 x 50 Al	75,37	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 50 Al	99,29
San Pedro 2	Media	2812	3 x 120 Al	3 x 50 Al	109,47	315	136,00	4	3 x 95 Al	3 x 25 Al	209,25
La Quiaca	Media Baja	1120	3 x 35 Al	3 x 25 Al	91,93	200	182,02	4	3 x 70 Al	3 x 25 Al	299,16
Humahuaca	Media Baja	1273	3 x 50 Al	3 x 25 Al	89,83	200	182,02	4	3 x 70 Al	3 x 25 Al	396,59

## Redes de MT Rurales

Mediante la aplicación de los modelos se calcularon las corrientes y las caídas de tensión de cada tramo. El proceso permitió definir las secciones económicas para cada tramo, la necesidad de reguladores de tensión y seccionalizadores, como así también la verificación de las condiciones resultantes de calidad de servicio y de producto.

Para el estudio técnico se consideró como red adaptada la correspondiente a líneas trifásicas, a excepción de los tramos bifásicos actualmente existentes.

Los resultados obtenidos referentes a porcentajes por tipo de secciones y las cantidades de protecciones y reguladores fueron extendidos al total de los alimentadores mediante las tablas siguientes:

DISTRIBUIDORES URBANOS E INDUSTRIALES										
DISTRIBUIDOR	LONGITUD DISTRIBUIDOR	Densidad lineal	AI 95	AI 70	AI 50	AI 35	AI 25	Recon.	Secc.	Regul.
	km	KVAinst/km	m	m	m	m	m			
MONOBLOCK H	3,6	1362,2	1046	530	0	625	1378	1		
LA ESPERANZA	0,3	1303,5	97	49	0	58	127	1		
CENTRO	3,9	1166,9	1134	574	0	678	1494	1		
POLICLINICO	3,9	1005,7	1145	580	0	685	1508	1		
CENTRO SAN PEDRO	3,5	1002,9	1010	511	0	604	1330	1		
MALVINAS	4,0	676,4	1157	586	0	692	1524	1		
ARGAÑARAZ	3,8	676,1	1113	564	0	666	1466	1		
IRIGOYEN	5,0	667,3	1459	739	0	873	1923	1		
ALBERDI	5,9	631,7	1729	876	0	1034	2278	1		
AEREO	5,0	626,1	1460	739	0	873	1923	1		
SANTA ROSA	4,7	624,6	1385	701	0	828	1825	1		
GORRITI	7,1	590,3	2081	1054	0	1245	2742	1		
FRAILE PINTADO	3,1	578,3	920	466	0	550	1212	1		
MORENO	4,2	556,2	1231	623	0	736	1622	1		
LUJAN	6,8	525,8	1985	1005	0	1187	2615	1		
HOSPITAL	8,3	513,3	2421	1226	0	1448	3190	1		
AZOPARDO	7,0	501,7	2045	1036	0	1223	2694	1		
25 DE MAYO	6,5	496,9	1899	962	0	1136	2503	1		
PROVIDENCIA	9,8	481,9	2855	1446	0	1708	3762	1		
CASTAÑEDA	3,2	443,2	923	467	0	552	1216	1		
SAN ISIDRO	7,0	424,4	2033	1030	0	1216	2679	1		
NUEVA CIUDAD	7,6	417,6	2229	1129	0	1334	2938	1		
LA QUIACA ESTE	4,3	407,2	1246	631	0	745	1642	1		
SAN LORENZO	7,0	399,2	2049	1038	0	1226	2700	1		
SANTA RITA	4,8	396,0	1417	718	0	848	1867	1		
CUYAYA	6,1	352,2	1797	910	0	1075	2368	1		
RIO BLANCO	11,9	347,2	3477	1761	0	2080	4581	1		
ORIAS	3,1	342,8	916	464	0	548	1207	1		
LEDESMA	6,9	339,2	2028	1027	0	1213	2673	1		
LOS PERALES	14,1	331,8	4113	2083	0	2460	5419	1		
GÜEMES	9,8	302,7	2863	1450	0	1712	3772	1		
CENTRO PERICO	7,0	278,3	2039	1033	0	1220	2687	1		
EL EXODO	15,8	275,0	4616	2338	0	2762	6083	1		
FLORIDA	26,0	272,9	7584	3841	0	4537	9993	1		
AEROPARQUE	15,3	272,2	4467	2263	0	2672	5886	1		
INDEPENDENCIA	10,3	232,4	3003	1521	0	1797	3957	1		
MONTERRICO	26,9	205,6	7853	3978	0	4698	10347	1		
CENTENARIO	14,6	204,8	4264	2160	0	2551	5618	1		
	<b>298,0</b>		<b>87089</b>	<b>44111</b>	<b>0</b>	<b>52098</b>	<b>114748</b>	<b>38</b>		

DISTRIBUIDORES RURALES										
DISTRIBUIDOR	LONGITUD DISTRIBUIDOR	Densidad lineal	AI 95	AI 70	AI 50	AI 35	AI 25	Recon.	Secc.	Regul.
	KM	KVAinst/km	m	m	m	m	m			
SAN PEDRITO	19,4	79,4	0	0	606	0	18810	1	1	
SUNCHAL	17,3	71,8	0	0	540	0	16773	1	1	
YUTO 13	48,0	70,9	0	0	1498	0	46510	1	1	
VOLCAN	14,0	69,3	0	0	437	0	13582	1	1	
EL MILAGRO EX PUEST	63,5	57,8	0	0	1982	0	61549	1	1	
PAMPA BLANCA NUEVO	52,5	47,6	0	0	1638	0	50872	1	1	
MAIMARA	20,4	47,2	0	0	636	0	19735	1	1	
PROVINCIA	61,1	45,5	0	0	1905	0	59164	1	1	
AEROPUERTO	62,1	45,1	0	0	1937	0	60134	1	1	
EL PIQUETE	13,8	41,1	0	0	431	0	13372	1	1	
SAN ANTONIO	57,8	36,2	0	0	1802	0	55969	1	1	
SOLITARIO	47,2	29,9	0	0	1473	0	45735	1	1	
TILCARA	49,8	27,3	0	0	1555	0	48287	1	1	
PUEBLO VIEJO	31,6	27,0	0	0	986	0	30616	1	1	
MIRAFLORES EN 13,2 KV.	100,3	22,9	0	0	3131	0	97212	1	1	
ACHERAL	38,7	22,5	0	0	1206	0	37462	1	1	
EL CEIBAL	83,0	22,3	0	0	2589	0	80394	1	1	
REAL DE LOS TOROS	22,8	22,2	0	0	713	0	22131	1	1	
PRESA LAS MADERAS	14,3	19,8	0	0	446	0	13838	1	1	
EL TALAR	87,2	19,8	0	0	2722	0	84507	1	1	
JARAMILLO	4,6	19,3	0	0	144	0	4462	1	1	
EL FUERTE	97,6	19,2	0	0	3046	0	94575	1	1	
CANITA	12,7	17,5	0	0	395	0	12273	1	1	
LA OLLADA	8,7	17,2	0	0	272	0	8452	1	1	
PURMAMARCA	39,2	16,5	0	0	1224	0	37999	1	1	
UQUIA	51,6	11,5	0	0	1611	0	50038	1	1	
YAVI	79,2	6,9	0	0	2472	0	76756	1	1	
LA CURVA	16,6	6,5	0	0	517	0	16054	1	1	
PUERTAS	92,5	6,1	0	0	2885	0	89581	1	1	
ITURBE	57,7	5,8	0	0	1799	0	55859	1	1	
SANTA CATALINA	56,1	5,2	0	0	1750	0	54343	1	1	
CASIRA	24,7	5,0	0	0	770	0	23903	1	1	
QUEBRALEDA	39,8	4,9	0	0	1241	0	38531	1	1	
CIANZO	84,7	4,3	0	0	2643	0	82070	1	1	
LA REDONDA	90,9	4,2	0	0	2837	0	88080	1	1	
EL OBISPO	7,1	3,5	0	0	221	0	6862	1	1	
CARA CARA	5,8	2,2	0	0	181	0	5611	1	1	
VICUÑAYOC	14,4	1,1	0	0	448	0	13925	1	1	
CHOCOITE	9,2		0	0	286	0	8893	1	1	
ANTENA EL SALTO	6,9		0	0	215	0	6670	1	1	
TUMBAYA	0,5		0	0	15	0	469	1	1	
	<b>1705,3</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>53204</b>	<b>0</b>	<b>1652055</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>0</b>

<b>DISTRIBUIDORES MIXTOS</b>										
<b>DISTRIBUIDOR</b>	<b>LONGITUD DISTRIBUIDOR</b>	<b>Densidad lineal</b>	<b>AI 95</b>	<b>AI 70</b>	<b>AI 50</b>	<b>AI 35</b>	<b>AI 25</b>	<b>Recon.</b>	<b>Secc.</b>	<b>Regul.</b>
	<b>KM</b>	<b>KVAinst/km</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>			
TERMINAL	19,5	193,9	583	1660	0	0	17305	1	1	1
CAIMANCITO	7,4	188,1	220	627	0	0	6537	1	1	1
BARRIO NORTE	3,1	183,2	92	261	0	0	2723	1	1	1
CALILEGUA	10,2	172,4	304	865	0	0	9022	1	1	1
LA QUIACA OESTE	10,1	163,1	302	859	0	0	8962	1	1	1
LA MENDIETA	20,9	161,9	622	1773	0	0	18486	1	1	1
SANTO DOMINGO	12,8	140,3	382	1088	0	0	11341	1	1	1
YALA	33,7	130,7	1003	2859	0	0	29808	1	1	1
CHANCHILLOS	23,9	129,1	712	2027	0	0	21141	1	1	1
LA FALDA	0,7	107,3	20	58	0	0	603	1	1	
PALO BLANCO	17,6	106,3	526	1498	0	0	15618	1	1	
LA VIÑA	59,0	106,1	1757	5007	0	0	52210	1	1	
LOS LAPACHOS	35,5	104,8	1058	3014	0	0	31427	1	1	
LOZANO	5,3	95,6	157	447	0	0	4660	1	1	
SANTA CLARA	31,2	90,3	930	2650	0	0	27637	1	1	
SAN VICENTE	34,9	84,9	1041	2965	0	0	30920	1	1	
CHALICAN	40,4	82,7	1205	3433	0	0	35801	1	1	
	<b>366,2</b>		<b>10913</b>	<b>31091</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>324201</b>	<b>17</b>	<b>17,0</b>	<b>9</b>

En el cuadro siguiente se muestran el total de las instalaciones rurales, luego de descontar las instalaciones correspondientes a zonas urbanas y las protecciones de 13,2 kV asignadas a los centros de transformación 33/13,2 kV.

## Líneas de MT rurales

<b>TOTAL DISTRIBUIDORES</b>							
<b>AI 95</b>	<b>AI 70</b>	<b>AI 50</b>	<b>AI 35</b>	<b>AI 25</b>	<b>Recon.</b>	<b>Secc.</b>	<b>Regul.</b>
<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>			
<b>3543</b>	<b>29952</b>	<b>56237</b>	<b>24882</b>	<b>2173498</b>	<b>3</b>	<b>58</b>	<b>9</b>

## Centros de Transformación Rurales

Se consideró la cantidad y ubicación de los centros actuales.

Las potencias instaladas actuales fueron adaptadas ajustando los factores de carga conforme al siguiente criterio:

hasta 10 kVA	fc = actual
15 a 63 kVA	fc = 50%
más de 63 kVA	fc = 60%

	Potencia	Cantidad	kVA
13,2 kV	hasta 10 kVA	827	4756
	11 a 63	675	19366
	> 63	243	11659
33 kV	hasta 10 kVA	31	211
	11 a 63	21	846
	> 63	41	6892
	5000	2	10000
		<b>1840</b>	<b>53730</b>

## Líneas de Baja Tensión Rurales

La longitud actual total fue distribuida entre los diferentes rangos de potencias instaladas de los transformadores mediante factores de ponderación obtenidos de las densidades de carga por centro.

Para cada rango de potencia se asignaron una o dos secciones optimizadas, conforme a las magnitudes de las corrientes operadas.

## Líneas de BT rurales

Potencia centro	Cantidad	LABT/CT [m]	Total	km		
				2x25 Al	3x25 Al	3x50 Al
hasta 10 KVA	828	313	259	259		
15 a 63 KVA	675	851	575	287	287	
más de 63 KVA	243	2325	565		226	339
<b>TOTAL</b>	<b>1746</b>		<b>1399</b>	<b>546</b>	<b>513</b>	<b>339</b>

Comparación con la red existente

En el siguiente cuadro se muestra una comparación de los volúmenes de instalaciones correspondientes a las redes actual y adaptada (a diciembre de 2005).

<b>COMPARACIÓN DE INSTALACIONES (dic. 2005)</b>		
<b>CONCEPTO</b>	<b>Red actual</b>	<b>Red adaptada</b>
Redes de 33 kV (km)	738,6	738,6
ET 33/13,2 kV (MVA)	97,7	108,8
Redes de 13,2 Urbanas (km)	234,6	195,5
Redes de 13,2 Rural (km)	2288,1	2288,1
Transformadores MT/BT Urbanos (MVA)	171,8	128,3
Transformadores MT/BT Rurales (MVA)	70,8	53,7
Redes de BT Urbanas (km)	844,0	845,5
Redes de BT Rurales (km)	1399,0	1399,0
Mediciones (u)	135812	135812

Los conceptos incluidos en la tabla comparativa pueden agruparse en los siguientes conjuntos:

Valores idénticos por corresponder a la red adaptada las mismas magnitudes que a la red actual:

Longitud de la red de 33 kV  
 Longitud de la red de MT rural  
 Longitud de la red de BT rural  
 Cantidad de equipos de medición

Valores similares:

Estaciones transformadoras 33 / 13,2 kV: los factores de carga de la red optimizada y actual resultan muy próximos al 75%.

Longitud de la red de BT urbana: responde a necesidades de trazado, no detectándose excesivos apartamientos de la longitud ideal respecto de la red actual por el cubrimiento de las áreas servidas.

Valores que presentan diferencias sensibles

Longitud de la red de MT urbana: la determinación en la red adaptada de centros de transformación de mayor potencia instalada permite reducir su número y por consiguiente la necesidad de acometidas en MT.

Potencia instalada en centros de transformación: en la red adaptada los factores de carga medios de los transformadores fueron ajustados a los valores objetivos. Estos son: 80% en zonas urbanas, y para zonas rurales este valor se redujo al 60% para potencias superiores a 63 kVA y al 50% para potencias entre 16 y 63 kVA.

Determinación de VNR.

Con los resultados de los estudios se procedió a determinar el VNR de la red técnico económicamente adaptada a precios de mercado. Los conceptos comprendidos son:

Redes de 33 kV  
 SE Transformadoras 33 / 13,2 kV  
 Redes de 13,2 kV Urbanas  
 Redes de 13,2 kV Rurales  
 Centros de transformación MT/BT Urbanos  
 Centros de transformación MT/BT Rurales  
 Redes de BT Urbanas  
 Redes de BT Rurales  
 Mediciones

Los criterios para la determinación del VNR adaptado y las tablas resumen de los resultados obtenidos son presentados en los siguientes apartados.

Redes de 33 kV:

Se consideraron las líneas existentes con sus correspondientes longitudes. Las tecnologías adoptadas, las secciones económicas y los equipos de protección considerados fueron los resultantes del estudio.

## Líneas de 33 kV

DISTRIBUIDOR	LONGITUD ALIM.	SECCION	COSTO UNITARIO (1)	COSTO LÍNEA	COSTO TOTAL
	km		\$/km	\$	\$
ALIMENTADOR CENTRAL REYES	12,8	3x50 AI/AI	26330	336.727	336.727
SIP JUJUY NORTE - VOLCAN	38,2	3x95 AI/AI	40500	1.547.100	1.547.100
ALIMENTADOR EL CARMEN	15,5	3x50 AI/AI	26330	408.136	408.136
PARQUE INDUSTRIAL	0,7	3x50 AI/AI	26330	18.104	18.104
ALIMENTADOR PALMA SOLA	85,1	3x95 AI/AI	40500	3.446.060	3.446.060
SIP VOLCAN - TUMBAYA	41,8	3x70 AI/AI	29020	1.213.036	1.213.036
DIST. ABRA PAMPA 33kV	107,0	3x70 AI/AI	29020	3.105.140	3.105.140
ALIMENTADOR CIENEGUILLA	33,6	3x120 AI/AI	52200	1.754.166	1.754.166
NUEVO DESDE ABRA PAMPA	147,0	3x95 AI/AI	40500	5.953.500	5.953.500
SAN FRANCISCO	31,0	3x70 AI/AI	29020	899.620	899.620
ALIMENTADOR JUJUY NORTE D	9,8	3x95 AI/AI	40500	396.900	396.900
CELULOSA DESDE JUJUY ESTE	7,0	3x50 AI/AI	26330	183.436	183.436
ALIMENTADOR REYES	6,4	3x70 AI/AI	29020	185.618	185.618
ACERO ZAPLA	3,1	3x50 AI/AI	26330	81.623	81.623
CELULOSA DESDE PALPALA	28,6	3x95 AI/AI	40500	1.159.272	1.159.272
METALURGICA	2,9	3x50 AI/AI	26330	76.925	76.925
ALIMENTADOR LAS MADERAS	7,6	3x95 AI/AI	40500	307.800	307.800
ALIMENTADOR PERICO	13,0	3x120 AI/AI	52200	678.600	678.600
ALIMENTADOR PROVINCIA	15,6	3x95 AI/AI	40500	631.011	631.011
ALIMENTADOR SAN PEDRO	21,6	3x50 AI/AI	26330	568.410	568.410
LAVALLÉN EN 33 Kv	19,9	3x95 AI/AI	40500	804.240	804.240
SP-LGSM33 tambien es llamado fraile	36,1	3x95 AI/AI	40500	1.460.674	1.460.674
ALIMENTADOR EL QUEMADO	15,9	3x120 AI/AI	52200	829.173	829.173
ALIMENTADOR YUTO	38,5	3x120 AI/AI	52200	2.011.712	2.011.712
	<b>738,6</b>				<b>28.056.983</b>
				Adicional Cable (2)	943.724
<b>(1) materiales y mano de obra</b>				<b>Total</b>	<b>28.056.983</b>
<b>(2) se consideró un adicional de cable existente de 7204 m</b>			Costos indirectos	9,25%	2.595.271
				<b>Costo total</b>	<b>30.652.254</b>

## Subestaciones Transformadoras 33/13,2 kV

Las potencias instaladas fueron adaptadas a las demandas asegurando una reserva parcial en caso de contingencia simple en aquellos centros con potencia instalada superior a 2,5 MVA. El factor de carga promedio debe resultar cercano al 80%.

## Centros de transformación 33/13,2 kV

ET	POTENCIA CENTRO	Campos 33 KV	Recon. 33 KV	CANT.SAL. 13,2 KV	COSTO CAMPOS	COSTO CENTRO	COSTO TRANSF.	COSTO SALIDAS 13,2 kV	COSTO SALIDAS 33 kV	COSTO TOTAL
Total	kVA				\$	\$	\$	\$	\$	\$
JUJUY NORTE	4x7500	9	2	9	144612	134800	1763600	415584	119498	2.578.094
PERICO	2x7500	5	1	5	80340	134800	881800	230880	59749	1.387.569
LAVAYEN	2x5000	3	1	5	48204	134800	759800	230880	59749	1.233.433
LOS LAPACHOS	2x5000	4		3	64272	134800	759800	138528	0	1.097.400
EL CARMEN	2x2500	1		3	16068	134800	561800	138528	0	851.196
FRAILE PINTADO	2x2500	3		3	48204	134800	561800	138528	0	883.332
SAN FRANCISCO	2x2500	1	1	2	16068	134800	561800	92352	59749	864.769
REYES	2x2500	1	2	1	16068	134800	561800	46176	119498	878.342
LAS CAÑADAS	2x2500	1	2	1	16068	134800	561800	46176	119498	878.342
CALILEGUA	2500	3		1	48204	134800	280900	46176	0	510.080
HUMAHUACA	2500	3		4	48204	134800	280900	184704	0	648.608
PALMASOLA	2500	3	1	2	48204	134800	280900	92352	59749	616.005
TILCARA	2500	1	1	4	16068	134800	280900	184704	59749	676.221
ABRA PAMPA	1000	3	2	2	48204	15996	63516	92352	119498	339.566
CAIMANCITO	1000	3		1	48204	15996	63516	46176	0	173.892
CIENEGUILLAS	1000	1	1	3	16068	15996	63516	138528	59749	293.857
VOLCAN	1000	3	1	1	48204	15996	63516	46176	59749	233.641
EL REMATE	1000	1		1	16068	15996	63516	46176	0	141.756
INTERMEDIA	500	0		1	0	14653	40000	46176	0	100.829
LOZANO	500	0		1	0	14653	40000	46176	0	100.829
TUMBAYA	500	0		1	0	14653	40000	46176	0	100.829
HUACALERA	500	0		1	0	14653	40000	46176	0	100.829
AGUA NEGRA	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
EL SALTO	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
GUERRERO	200	0		1	0	14653	63516	46176	0	124.345
JARAMILLO	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
PUESTO DEL MARQUEZ	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
QUEBRALEÑA	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
TRES CRUCES	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
PUMAHUASI	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
VICUÑAYOC	200	0		1	0	14653	20000	46176	0	80.829
<b>Total general</b>	<b>108800</b>	<b>49</b>	<b>15</b>	<b>64</b>				<b>Total</b>		<b>15.460.396</b>
	<b>69%</b>						Costos indirectos	9,25%		1.430.087
							<b>Costo total</b>			<b>16.890.483</b>

Redes de 13,2 kV Urbanas.

Se ajustaron las longitudes y las secciones a los resultados del estudio técnico económico, extendiendo los resultados a la totalidad de las localidades y aplicando las tecnologías adoptadas resultantes del estudio.

**VNR RED ADAPTADA  
LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN URBANAS**

Zona	Distrito	Líneas Aéreas						Protecciones MT		Adicionales por cable subterráneo			
		Troncales		Derivaciones		Total		MT	[m]	[m]	\$		
		[m]	\$/m	[m]	\$/m	[m]	\$						
San Salvador de Jujuy	Alta densidad	19,225	47,810	1.739	42,510	20.963	993.049	902.980		25.514	2.351.841		
	Media densidad	29.329	47,810	9.256	42,510	38.585	1.795.678						
	Periferia Sur	15.903	23,379	2.551	17,680	18.454	416.891						
	Periferia Norte	9.087	20,600	2.068	17,680	11.155	223.762						
Perico	Palpalá	14.510	47,810	4.799	42,510	19.309	897.735	157.040					
	Perico	8.948	26,855	1.364	17,680	10.312	264.423	117.780	2.118		239.620		
San Pedro	Media Densidad 1	4.864	50,775	1.209	45,210	6.074	301.659	157.040	844		75.297		
	Media Densidad 2	10.472	50,775	4.841	45,210	15.313	750.554						
LGSM	Media Densidad 1	5.221	50,775	2.578	42,510	7.799	374.697	157.040	4.588		409.318		
	Media Densidad 2	4.937	50,775	3.212	42,510	8.149	387.221						
	Frailte pintado	2.540	50,775	1.188	42,510	3.727	179.428						
	Tilcara	2.291	20,600	1.009	17,680	3.299	65.023						
Tilcara	Maimara	1.431	20,600	631	17,680	2.062	40.640	39.260	1.305		155.804		
	Humahuaca	2.863	20,600	1.261	17,680	4.125	81.283						
La Quiaca	La Quiaca	3.340	18,517	2.962	17,680	6.302	114.213	78.520	281		34.134		
	Abra Pampa	1.269	18,517	1.125	17,680	2.395	43.399						
Otras localidades *		13.352	18,517	4.176	17,680	17.528	321.072	-	-	-	-		
<b>Total</b>				<b>195.551</b>		<b>7.250.726</b>		<b>1.609.660</b>		<b>34.650</b>		<b>3.266.015</b>	
				Costos indirectos 9,25%		670.692		148.894				302.106	
						<b>7.921.418</b>		<b>1.758.554</b>				<b>3.568.121</b>	

**TOTAL MT URBANA 13.248.093**

\* Yala, Lozano, Monterrico, El Carmen, Puesto Viejo, Aguas Calientes, La Mendieta, La Esperanza, Santa Clara, Palma Sola, El Fuerte, Calliegua, Caimancito, Yuto, Vinalito, El Talar, Volcán, Purmamarca, Tres Cruces, Cienaguillas, Santa Catalina, Yavi.

Redes de 13,2 kV Rurales

Se mantuvieron las longitudes de la red actual y se adaptaron las secciones y los equipos de protección a los resultados del estudio técnico económico.

### Líneas de MT rurales

TOTAL DISTRIBUIDORES										
AI 95	AI 70	AI 50	AI 35	AI 25	Recon.	Secc.	Regul.	COSTO LAMT	COSTO EQUIPOS	COSTO TOTAL
m	m	m	m	m				\$	\$	\$
3543	29952	56237	24882	2173498	3	58	9			
Total líneas rurales de MT = 2.288.112										
26.855	21.967	20.600	18.517	17,680	39260	5028	35000			
95150	657952	1158477	460737	38427451	117780	291624	315000	40.799.767	724.404	41.524.171
								Costos indirectos	9,25%	3.840.986
								<b>TOTAL</b>		<b>45.365.156</b>

Centros de Transformación MT/BT Urbanos

Se determinaron las cantidades de centros de transformación y sus respectivas potencias instaladas en función de los resultados de los estudios económicos.

### VNR CENTROS DE TRANSFORMACIÓN MT/BT ADAPTADOS RED URBANA: CONFORME AL ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

Zona	Distrito	Urbano				
		Demanda KVA	Pot. Inst. KVA	Costo \$	Adicional por cámaras	
					Cantidad	\$
San Salvador de Jujuy	Alta densidad	13.808	18.000	2.907.337	34	1.358.878
	Media densidad	21.064	27.720	3.046.426		
	Periferia Sur	5.696	7.560	774.670		
	Periferia Norte	3.196	4.200	574.126		
	Palpalá	10.922	15.750	1.610.584		
Perico	Perico	4.254	5.670	639.131		
San Pedro	Media Densidad 1	4.602	5.985	625.889		
	Media Densidad 2	7.287	9.765	991.015		
LGSM	Media Densidad 1	4.525	5.985	615.395		
	Media Densidad 2	4.279	5.670	581.902		
	Fraile pintado	2.201	2.835	299.324		
Tilcara	Tilcara	1.076	1.400	201.854		
	Maimara	387	800	120.847		
	Humahuaca	1.346	1.800	241.687		
La Quiaca	La Quiaca	2.368	3.000	422.964		
	Abra Pampa	900	1.200	181.270		
Otras localidades *		8.791	11.000	1.570.913		
<b>Total</b>		<b>128.340</b>	<b>158.000</b>	<b>15.405.334</b>		<b>1.358.878</b>
Costos indirectos			6,62%	1.019.833		89.958
<b>Total</b>				<b>16.425.167</b>		<b>1.448.836</b>

\* Yala, Lozano, Monterrico, El Carmen, Puesto Viejo, Aguas Calientes, La Mendieta, La Esperanza, Santa Clara, Palma Sola, El Fuerte, Calilegua, Caimancito, Yuto, Vinalito, El Talar, Volcán, Purmamarca, Tres Cruces, Cienaguillas, Santa Catalina, Yavi.

## Centros de Transformación MT/BT Rurales

Para cada rango de potencias y nivel de tensión se calculó un costo por KVA instalado (transformador + CT + instalación) y se extendieron los resultados a los volúmenes ajustados de instalaciones conforme a lo expuesto en el ítem 7.5.

## Centros de transformación rurales

Tensión Primaria	Potencia nominal	Potencia instalada	Costo \$/KVA	Costo total \$
13200 V	hasta 10 KVA	4755	1087	5.169.167
	15 a 63 KVA	19366	342	6.623.293
	más de 63 KVA	11659	152	1.772.124
33000 V	hasta 10 KVA	211	2926	618.556
	16 a 63 KVA	846	744	629.126
	más de 63 KVA	6892	198	1.364.545
	5000 KVA	10000	47	466.978
<b>Total 53729,147 KVA</b>				<b>16.643.789</b>
Cosyos indirectos			6,62%	1.101.819
				<b>17.745.608</b>

## Red de BT Urbanas

Se ajustaron las longitudes y las secciones a los resultados del estudio técnico económico, extendiendo los resultados a la totalidad de las localidades y aplicando las tecnologías adoptadas resultantes del estudio.

**VNR RED ADAPTADA  
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN  
RED URBANA: LONGITUDES Y SECCIONES SEGÚN ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO**

Zona	Distrito	Líneas aéreas										Adicionales por cable subterráneo	
		Troncales		Derivaciones		Cruces		Total		[m]	\$	[m]	\$
		[m]	\$/m	[m]	\$/m	[m]	\$/m	[m]	\$/m				
San Salvador de Jujuy	Alta densidad	9.447	27,723	54.139	19,816	-	-	49.022	28,30	63.586	1.334.731		
	Media densidad	64.290	24,914	122.687	17,772			235.999	28,30	235.999	5.169.438		
	Periferia Sur	18.306	24,914	39.175	17,772	12.745	28,30	70.226	28,30	70.226	1.512.982	77.389	3.807.229
	Periferia Norte	16.101	21,967	20.222	17,772	7.904	28,30	44.227	28,30	44.227	936.755		
Perico	Palpalá	32.980	24,914	62.938	17,772	25.139	28,30	121.057	28,30	121.057	2.651.632		
	Perico	14.355	41,900	23.020	36,800	8.192	28,30	45.567	28,30	45.567	1.680.449	2.673	86.097
San Pedro	Media Densidad 1	8.546	24,914	11.201	21,967	4.359	28,30	24.106	28,30	24.106	582.324	11.215	551.733
	Media Densidad 2	21.517	24,914	54.201	17,772	19.972	28,30	95.690	28,30	95.690	2.064.548		
LGSM	Media Densidad 1	10.378	24,914	23.016	17,772	8.710	28,30	42.104	28,30	42.104	914.089		
	Media Densidad 2	11.265	24,914	21.438	20,072	7.454	28,30	40.158	28,30	40.158	921.921	5.552	273.136
	Fraile pintado	5.411	10,902	11.114	8,435	3.785	28,30	20.309	28,30	20.309	259.842		
Tilcara	Tilcara	6.661	38,900	15.948	34,400	6.511	28,30	29.119	28,30	29.119	991.964		
	Maimara	4.164	21,967	9.486	17,772	3.921	28,30	17.571	28,30	17.571	371.029	131	4.613
	Humahuaca	8.326	21,967	18.974	17,772	7.842	28,30	35.143	28,30	35.143	742.053		
La Quiaca	La Quiaca	13.779	21,967	22.155	17,772	8.607	28,30	44.541	28,30	44.541	939.996	601	31.338
	Abra Pampa	5.236	21,967	8.418	17,772	3.253	28,30	16.907	28,30	16.907	356.690		
Otras localidades *		25.061	21,967	51.552	17,772	18.329	28,30	94.941	28,30	94.941	1.985.395	-	-
		<b>Total</b>		<b>1.041.253</b>		<b>23.415.839</b>		<b>97.561</b>		<b>4.754.146</b>			
		Costos indirectos		6,62%		1.550.129		314.724		5.068.871			
		<b>Total</b>		<b>24.965.967</b>									

## Red de BT Rurales

Se mantuvieron las longitudes de la red actual y se adaptaron las secciones y los equipos de protección a los resultados del estudio técnico económico.

**Líneas de BT rurales**

Potencia centro	Cantidad	LABT/CT [m]	Total	km			Costo total
				2x25 AI	3x25 AI	3x50 AI	
hasta 10 KVA	828	313	259	259			
15 a 63 KVA	675	851	575	287	287		
más de 63 KVA	243	2325	565		226	339	
<b>TOTAL</b>	<b>1746</b>		<b>1399</b>	<b>546</b>	<b>513</b>	<b>339</b>	
			Costo unitario	12200	17770	20070	
				6.666.603	9.121.973	6.804.002	<b>22.592.578</b>
				Costos indirectos	6,62%	1495629	
							<b>24.088.207</b>

## Mediciones

Cantidades y tipos conforme a la información comercial suministrada por la Distribuidora.

MEDIDORES	Cantidad	Costo unitario	Monto
Medidor T1 monofásico	122.317	64,30	7.864.983
Medidor T1 trifásico	12.668	230,40	2.918.707
Medidor tarifa T2	702	1020,00	716.040
Medidor tarifa T3	125	2646,60	330.825
<b>TOTAL</b>	<b>135.812</b>		<b>11.830.555</b>
	Costos indirectos	6,62%	783.183
		<b>TOTAL</b>	<b>12.613.738</b>

### Determinación del VNR no Eléctrico

A continuación se detalla el tratamiento del VNR No Eléctrico requerido para las inversiones en redes e instalaciones.

#### Edificios

Los edificios de SETS MT/MT y MT/BT se encuentran incorporados en los costos de los SETS.

Los edificios de Almacenes también se encuentran considerados como alquiler dentro de los costos de almacenamiento.

Los edificios correspondientes a las Oficinas de Ingeniería están contemplados dentro de los de Ingeniería.

Los edificios de Obradores están contemplados dentro de los costos de montaje, de forma de establecer un único costo de montaje, sea realizable o no por terceros.

#### Terrenos

Se han aplicado los mismos criterios que para los edificios.

#### Capital de trabajo

El capital de trabajo requerido para la realización de las obras es de \$5.326.000

#### Muebles y útiles de oficina

Los costos previstos para montaje tienen incluidos los costos respectivos de Muebles y Útiles de Oficina.

De igual manera, los costos indirectos de ingeniería (Anteproyecto, Permisos, Proyecto, dirección de obra) también tienen incluidos los costos de Muebles y Útiles de Oficina.

#### Informática

Los sistemas son fundamentalmente requeridos para desarrollar la Explotación Técnica y Comercial de la empresa, razón por lo cual los mismos deben contemplarse dentro de dichas actividades.

En cuanto a la dotación de PC y microinformática, la misma está contemplada, tal como se indicó, para Muebles y Útiles de Oficina.

Para la operación de las redes se prevé un sistema SCADA con los siguientes valores:

Server principal	\$4.000.000
Software SCADA	\$2.000.000
Total	\$6.000.000

#### Comunicaciones

Los equipos de comunicaciones previstos para el desarrollo del montaje de obra ascienden a \$1.700.000.

Los equipos requeridos para las actividades de ingeniería y supervisión están incluidos en el correspondiente ítem.

No está previsto el telecontrol de ninguna instalación de 33 kV y/o 13,2 kV.

#### Herramientas e instrumentos

Las herramientas e instrumentos requeridos para el desarrollo de las actividades de montaje y supervisión de obra, están incluidos dentro de los costos de montaje.

Para llevar a cabo las campañas de medición requeridas para el control de la calidad de servicio serán necesarios 280 equipos de un valor unitario de \$6.936, lo que hace un total de \$1.942.000.

## Vehículos

Los costos de vehículos y equipos especiales, requeridos para el desarrollo de las actividades de montaje y supervisión de obra, se encuentran incluidos dentro de los costos de montaje, con su correspondiente valor horario.

Total VNR no eléctrico:

Comunicaciones	\$1.700.000
Informática	\$6.000.000
Herramientas e instrumentos	\$1.942.000
<b>Total</b>	<b>\$9.642.000</b>

Resumen de resultados

<b>VNR RED ADAPTADA</b>		
<b>CONCEPTO</b>	<b>Diciembre 2005</b>	
	<b>Cantidad</b>	<b>Valor\$</b>
Redes de 33 kV (km)	739	30.652.254
ET 33/13,2 kV (KVA)	108800	16.890.483
Redes de 13,2 kV Urbanas (km)	196	13.248.093
Redes de 13,2 kV Rural (km)	2288	45.365.156
Transformadores MT/BT Urbanos (kVA)	128340	16.425.167
Transformadores MT/BT Rurales (kVA)	53729	17.745.608
Redes de BT Urbanas (km)	1041	30.034.838
Redes de BT Rurales (km)	1336	24.088.207
Mediciones (u)	135812	12.613.738
VNR no eléctrico	-	9.642.000
Capital de trabajo	-	5.326.000
<b>TOTAL</b>		<b>222.031.544</b>

VNR red donada

<b>VNR DONADO</b>		
<b>CONCEPTO</b>	<b>Diciembre 2005</b>	
	<b>Cantidad</b>	<b>Valor\$</b>
Redes de 33 kV (km)	435	18.052.865
ET 33/13,2 kV (KVA)	10000	2.646.285
Redes de 13,2 kV (km)	579	11.470.538
Transformadores MT/BT (kVA)	13878	4.583.774
Redes de BT (km)	84,3	1.519.937
<b>TOTAL</b>		<b>38.273.399</b>

Determinación De Las Pérdidas Técnicas Estándar

Se determinaron los porcentajes de pérdidas de potencia y energía para las redes de AT, MT y BT y acometidas y mediciones adaptadas técnico-económicamente según la metodología indicada a continuación.

Se calculó para cada circuito típico promedio urbano y rural resultante del modelado de la red adaptada técnico-económicamente sus correspondientes pérdidas.

Para el cálculo se consideraron, longitudes, secciones, niveles de carga, factores de utilización y tiempos equivalentes de pérdidas resultantes del estudio de optimización. Asimismo se consideraron condiciones de operación real tales como, diversidad de cargas, desequilibrio de fases, excentricidades de ubicación SETAS, etc.

Los valores resultantes en los circuitos de los modelos se extrapolaron a los totales de la empresa, sobre la base de los niveles de demanda, urbanos y rurales (diferenciados) de las localidades geográficas y eléctricamente similares a las estudiadas, según lo analizado en el capítulo de caracterización del mercado eléctrico.

Los valores de pérdidas de potencia y energía fueron calculados para las siguientes etapas:

Redes de 33 kV  
SE Transformadoras 33 / 13,2 kV  
Redes de 13,2 kV Urbanas  
Redes de 13,2 kV Rurales  
Centros de transformación MT/BT  
Redes de BT  
Acometidas y medidores

Redes de 33 kV:

ET	DISTRIBUIDOR	POTENCIA ACTIVA MAX.	LONGITUD ALIM.	SECCION	Resist.	Pérdida Máx.
		MW	km		ohm/km	KW
ALTO REYES	ALIMENTADOR CENTRAL REYES	0,36	12,8	3x50 Al/Al	0,735	1,5
JUJUY NORTE	SIP JUJUY NORTE - VOLCAN	2,25	38,2	3x95 Al/Al	0,387	95,0
PERICO	ALIMENTADOR EL CARMEN	2,12	15,5	3x50 Al/Al	0,735	65,2
PERICO	PARQUE INDUSTRIAL	1,49	0,7	3x50 Al/Al	0,735	1,4
LAVAYEN	ALIMENTADOR PALMA SOLA	0,36	85,1	3x95 Al/Al	0,387	5,4
VOLCAN	SIP VOLCAN - TUMBAYA	1,08	41,8	3x70 Al/Al	0,525	32,3
LA QUIACA	DIST. ABRA PAMPA 33kV	1,26	107,0	3x70 Al/Al	0,525	112,4
LA QUIACA	ALIMENTADOR CIENEGUILLA	0,12	33,6	3x120 Al/Al	0,306	0,2
LA QUIACA	NUEVO DESDE ABRA PAMPA	0,50	147,0	3x120 Al/Al	0,306	14,3
LIBERTADOR	SAN FRANCISCO	2,87	31,0	3x70 Al/Al	0,525	170,4
JUJUY ESTE	ALIMENTADOR JUJUY NORTE D	7,95	9,8	3x95 Al/Al	0,387	304,2
JUJUY ESTE	CELULOSA DESDE JUJUY ESTE	5,28	7,0	3x50 Al/Al	0,735	181,2
JUJUY SUR	ALIMENTADOR REYES	7,94	6,4	3x70 Al/Al	0,525	269,2
PALPALÁ	ACERO ZAPLA	8,88	3,1	3x50 Al/Al	0,735	227,9
PALPALÁ	CELULOSA DESDE PALPALA	5,14	28,6	3x95 Al/Al	0,387	371,1
PALPALÁ	METALURGICA	0,50	2,9	3x50 Al/Al	0,735	0,7
LAS MADERAS	ALIMENTADOR LAS MADERAS	3,61	7,6	3x95 Al/Al	0,387	48,8
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR PERICO	5,05	13,0	3x120 Al/Al	0,306	128,7
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR PROVINCIA	2,90	15,6	3x95 Al/Al	0,387	64,4
SAN JUANCITO	ALIMENTADOR SAN PEDRO	0,46	21,6	3x50 Al/Al	0,735	4,3
SAN PEDRO	LAVALLEN EN 33 Kv	3,57	19,9	3x95 Al/Al	0,387	124,6
SAN PEDRO	SP-LGSM33 tambien es llamado fraile	3,57	36,1	3x95 Al/Al	0,387	226,2
LIBERTADOR	ALIMENTADOR EL QUEMADO	4,83	15,9	3x120 Al/Al	0,306	144,0
LIBERTADOR	ALIMENTADOR YUTO	2,62	38,5	3x120 Al/Al	0,306	103,1
			<b>738,6</b>			<b>2696,5</b>
			<b>Potencia máx.=</b>	<b>62400</b>	<b>Pérdidas =</b>	<b>4,32%</b>

## Subestaciones Transformadoras 33/13,2 kV

## CALCULO DE PERDIDAS TECNICAS

## TRANSFORMADOR MT/MT

## CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA

## FORMULAS A APLICAR:

Pérdidas de Potencia y Energía anual

$$Pp = (P_{cun} \times F_u^2 + P_{hm}) \times S_n$$

$$Pp = (P_{cun} \times F_u^2 \times Teqse + P_{hm} \times 8760) \times S_n$$

Donde:

 $S_n$  Potencia de transformadores AT/MT 5 MVA $P_{hm}$  Potencia de Pérdida en el hierro nominal promedio en 0/1 0,0018 (0/1) $P_{cun}$  Potencia de Pérdida en el Cobre nominal promedio en 0/1 0,0090 (0/1) $F_c$  factor de carga 0,77 (0/1) $Teqse$  Tiempo equivalente de pérdidas anuales promedio

$$T_{eqct} = 0,3.T_{uct} + 0,7.T_{uct}^2 / 8760 \quad 3345 \text{ h}$$

Pérdidas Totales Resultantes:

$$P_p = 0,036 \text{ MW}$$

$$E_p = 168 \text{ MWh}$$

## POTENCIA Y ENERGIA SERVIDA

## FORMULAS A APLICAR:

$$P = S_n \times F_c \times fp$$

$$E = P \times T_{use}$$

Donde:

 $S_n$  Potencia de transformador MT/MT 5 MVA $fp$  Factor de potencia 0,85 $T_{use}$  Tiempo de utilización anual 4860 h $F_c$  factor de carga 0,77

Resultados:

$$P = 3,3 \text{ MW}$$

$$E = 15904 \text{ MWh}$$

% de Potencia de pérdidas	1,09%
% de Energía de pérdidas	1,06%

Redes de 13,2 kV Urbanas.

Para la red adaptada los valores de pérdidas se obtuvieron mediante los programas de optimización correspondientes.

En el caso de las redes actuales se calcularon las corrientes y las correspondientes pérdidas para los circuitos típicos definidos en el capítulo Zonificación y Caracterización del Mercado, extendiendo estos resultados al total de los circuitos.

Redes de 13,2 kV Rurales

Se calcularon las corrientes y las correspondientes pérdidas para los circuitos típicos definidos en el capítulo Zonificación y Caracterización del Mercado, extendiendo estos resultados al total de los circuitos.

Las tablas con los valores extendidos al total de los alimentadores es la siguiente:

DISTRIBUIDORES URBANOS E INDUSTRI.				DISTRIBUIDORES RURALES			
DISTRIBUIDOR	POTENCIA kVA	Pérdida alimentador		DISTRIBUIDOR	POTENCIA kVA	Pérdida alimentador	
		%	kW			%	kW
MONOBLOCK H	4874	1,17	48,5	SAN PEDRITO	1542	1,95	25,6
LA ESPERANZA	431	1,17	4,3	SUNCHAL	1243	1,95	20,6
CENTRO	4529	1,17	45,0	YUTO 13	3404	1,95	56,4
POLICLINICO	3939	1,17	39,2	VOLCAN	971	1,95	16,1
CENTRO SAN PEDRO	3465	1,17	34,5	EL MILAGRO EX PUEST	3671	1,95	60,8
MALVINAS	2678	1,17	26,6	PAMPA BLANCA NUEVO	2502	1,95	41,5
ARGAÑARAZ	2575	1,17	25,6	MAIMARA	961	1,95	15,9
IRIGOYEN	3333	1,17	33,1	PROVINCIA	2781	1,95	46,1
ALBERDI	3738	1,17	37,2	AEROPUERTO	2799	1,95	46,4
AEREO	3128	1,17	31,1	EL PIQUETE	567	1,95	9,4
SANTA ROSA	2960	1,17	29,4	SAN ANTONIO	2094	1,95	34,7
GORRITI	4205	1,17	41,8	SOLITARIO	1412	1,95	23,4
FRAILE PINTADO	1821	1,17	18,1	TILCARA	1360	1,95	22,5
MORENO	2343	1,17	23,3	PUEBLO VIEJO	852	1,95	14,1
LUJAN	3571	1,17	35,5	MIRAFLORES EN 13,2 KV.	2293	1,95	38,0
HOSPITAL	4253	1,17	42,3	ACHERAL	869	1,95	14,4
AZOPARDO	3511	1,17	34,9	EL CEIBAL	1853	1,95	30,7
25 DE MAYO	3230	1,17	32,1	REAL DE LOS TOROS	508	1,95	8,4
PROVIDENCIA	4708	1,17	46,8	PRESA LAS MADERAS	283	1,95	4,7
CASTAÑEDA	1400	2,47	29,4	EL TALAR	1728	1,16	17,0
SAN ISIDRO	2953	2,47	62,0	JARAMILLO	89	1,16	0,9
NUEVA CIUDAD	3186	2,47	66,9	EL FUERTE	1878	1,16	18,5
LA QUIACA ESTE	1736	2,47	36,4	CANITA	222	1,16	2,2
SAN LORENZO	2800	2,47	58,8	LA OLLADA	150	1,16	1,5
SANTA RITA	1920	2,47	40,3	PURMAMARCA	647	1,16	6,4
CUYAYA	2166	2,47	45,5	UQUIA	596	1,16	5,9
RIO BLANCO	4131	2,47	86,7	YAVI	547	1,16	5,4
ORIAS	1075	2,47	22,6	LA CURVA	107	1,16	1,1
LEDESMA	2355	2,47	49,4	PUERTAS	563,5	1,16	5,6
LOS PERALES	4670	2,47	98,0	ITURBE	337	1,16	3,3
GÜEMES	2965	2,47	62,3	SANTA CATALINA	294	1,16	2,9
CENTRO PERICO	1942	2,47	40,8	CASIRA	123	1,16	1,2
EL EXODO	4344	2,47	91,2	QUEBRALEDA	194	1,16	1,9
FLORIDA	7082	2,47	148,7	CIANZO	362	1,16	3,6
AEROPARQUE	4161	2,47	87,4	LA REDONDA	381	1,16	3,8
INDEPENDENCIA	2389	2,47	50,2	EL OBISPO	25	1,16	0,2
MONTERRICO	5526	2,47	116,0	CARA CARA	13	1,16	0,1
CENTENARIO	2988	2,47	62,7	VICUÑAYOC	16	1,16	0,2
	<b>123081</b>	<b>Total</b>	<b>1885</b>		<b>40238</b>	<b>Total</b>	<b>611</b>
			<b>1,80%</b>				<b>1,79%</b>

DISTRIBUIDORES MIXTOS			
DISTRIBUIDOR	POTENCIA kVA	Pérdida alimentador	
		%	kW
TERMINAL	3791	1,55	49,9
CAIMANCITO	1389	1,55	18,3
BARRIO NORTE	563,5	1,55	7,4
CALILEGUA	1757	1,55	23,1
LA QUIACA OESTE	1651	1,55	21,8
LA MENDIETA	3380	1,55	44,5
SANTO DOMINGO	1797	1,55	23,7
YALA	4402	1,55	58,0
CHANCHILLOS	3084	4,62	121,1
LA FALDA	73	4,62	2,9
PALO BLANCO	1875	4,62	73,6
LA VIÑA	6260	4,62	245,8
LOS LAPACHOS	3720	4,62	146,1
LOZANO	503	4,62	19,8
SANTA CLARA	2820	4,62	110,7
SAN VICENTE	2966	4,62	116,5
CHALICAN	3344	4,62	131,3
	<b>43376</b>	<b>Total</b>	<b>1215</b>
			<b>3,29%</b>

Centros de Transformación MT/BT

Se calcularon los porcentajes de pérdidas correspondientes a cada potencia nominal y tipo de transformados. Por ejemplo en el caso de la red adaptada, se tiene para un factor de carga del 80%:

CALCULO DE PERDIDAS TECNICAS

TRANSFORMADOR MT/MT

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA	POTENCIA Y ENERGIA SERVIDA				
<p><b>FORMULAS A APLICAR:</b></p> <p>Pérdidas de Potencia y Energía anual</p> $Pp = (P_{cun} \times F_u^2 + P_{hn}) \times S_n$ $Pp = (P_{cun} \times F_u^2 \times Teqse + P_{hn} \times 8760) \times S_n$ <p>Donde:</p> <p><math>S_n</math> Potencia de transformadores AT/MT <b>0,2 MVA</b></p> <p><math>P_{hn}</math> Potencia de Pérdida en el hierro nominal promedio en 0/1 <b>0,0030 (0/1)</b></p> <p><math>P_{cun}</math> Potencia de Pérdida en el Cobre nominal promedio en 0/1 <b>0,0150 (0/1)</b></p> <p><math>F_c</math> factor de carga <b>0,6 (0/1)</b></p> <p><math>Teqse</math> Tiempo equivalente de pérdidas anuales promedio</p> $T_{eqCT} = 0,3 \cdot T_{uCT} + 0,7 \cdot T_{uCT}^2 / 8760$ <p><b>3345 h</b></p> <p><b>Pérdidas Totales Resultantes:</b></p> <p><math>P_p =</math> 0,002 MW</p> <p><math>E_p =</math> 9 MWh</p>	<p><b>FORMULAS A APLICAR:</b></p> $P = S_n \times F_c \times fp$ $E = P \times T_{use}$ <p>Donde:</p> <p><math>S_n</math> Potencia de transformador MT/MT <b>0,2 MVA</b></p> <p><math>fp</math> Factor de potencia <b>0,85</b></p> <p><math>T_{use}</math> Tiempo de utilización anual <b>4860 h</b></p> <p><math>F_c</math> factor de carga <b>0,6</b></p> <p><b>Resultados:</b></p> <p><math>P =</math> 0,1 MW</p> <p><math>E =</math> 496 MWh</p>				
	<table border="1"> <tr> <td>% de Potencia de pérdidas</td> <td>1,65%</td> </tr> <tr> <td>% de Energía de pérdidas</td> <td>1,79%</td> </tr> </table>	% de Potencia de pérdidas	1,65%	% de Energía de pérdidas	1,79%
% de Potencia de pérdidas	1,65%				
% de Energía de pérdidas	1,79%				

Los valores obtenidos se aplicaron al total de las instalaciones adaptadas.

Potencia	Cantidad	kVA	kW	Pérdidas			
				Potencia		Energía	
hasta 10 kVA	827	4756	1213	3,41%	41,4	4,97%	201,6
11 a 63	675	19366	8231	2,46%	202,5	2,98%	820,4
> 63	243	11659	5946	1,65%	98,1	1,79%	356,0
200	117	23400	11934	1,65%	196,9	1,79%	714,6
315	275	86625	58905	1,67%	983,7	1,59%	3132,9
500	36	18000	12240	1,48%	181,2	1,41%	577,3
hasta 10 kVA	31	211	54	3,41%	1,8	4,97%	8,9
11 a 63	21	846	360	3,18%	11,4	3,76%	45,2
> 63	41	6892	3515	1,97%	69,2	2,18%	256,3
5000	2	10000	6800	1,13%	76,8	0,99%	225,2
	<b>2268</b>	<b>181755</b>	<b>98468</b>	<b>1,89%</b>	<b>1863,1</b>	<b>1,92%</b>	<b>6338,5</b>

Red de BT

Para la red adaptada los valores de pérdidas se obtuvieron mediante los programas de optimización correspondientes.

<b>CUADRO RESUMEN CÁLCULO DE PÉRDIDAS</b>			
VALORES REFERIDOS A LA ENERGÍA CIRCULANTE POR LA ETAPA			
Zona	Distrito	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)
		BT	BT
<b>San Salvador de Jujuy</b>	Alta densidad	2,15%	1,50%
	Media densidad	3,65%	2,56%
	Periferia Sur	6,29%	4,40%
	Periferia Norte	6,25%	4,37%
	Palpalá	3,65%	2,56%
<b>Perico</b>	Perico	6,57%	4,60%
<b>San Pedro</b>	Media Densidad 1	2,86%	2,00%
	Media Densidad 2	4,45%	3,11%
<b>LGSM</b>	Media Densidad 1	5,33%	3,73%
	Media Densidad 2	5,19%	3,63%
	Fraile pintado	5,19%	3,63%
<b>Tilcara</b>	Tilcara	6,17%	4,32%
	Maimara	6,17%	4,32%
	Humahuaca	6,17%	4,32%
<b>La Quiaca</b>	La Quiaca	6,50%	4,55%
	Abra Pampa	6,50%	4,55%
<b>Otras localidades</b>		5,19%	3,73%
<b>Rurales</b>		5,19%	3,63%

## Acometidas y medidores

## CALCULO DE PERDIDAS TECNICAS

## ACOMETIDAS Y MEDIDORES

CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA Y ENERGIA				POTENCIA Y ENERGIA SERVIDA							
<b>FORMULAS A APLICAR:</b>				<b>FORMULAS A APLICAR:</b>							
$P_p = 3 \times \left( r_{mf} \times (I_{mf} \cdot k_{pc})^2 + P_{vmf} \right) \times f_{mf} + \left( r_{tr} \times (I_{tr} \cdot k_{pc})^2 + P_{vtr} \right) \times f_{tr}$				$P = U_f \cdot I \cdot f_{mf} + 1,73 \cdot U_l \cdot I_{tr} \cdot f_{tr}$							
$E_p = 3 \times \left( r_{mf} \times (I_{mf} \cdot k_{pc})^2 \times T_{eqmf} + P_{vmf} \times 8760 \right) \times f_{mf} + \left( r_{tr} \times (I_{tr} \cdot k_{pc})^2 \times T_{eqtr} + P_{vtr} \times 8760 \right) \times f_{tr}$				$E = E_{mf} \cdot f_{mf} + E_{tr} \cdot f_{tr}$							
<b>Donde:</b>				<b>Donde:</b>							
$r_{mf}$	Resistencia de acometida monofásica promedio dist. secc. (fase+retorno) cond.4 mm2	0,1288	Ohm	$U_{mf}$	Tensión de distribución BT de línea	380	V				
$r_{tr}$	Resistencia de acometida trifásica promedio	0,0993	Ohm	$\cos \phi$	Factor de potencia	0,85					
$I_{mf}$	Corriente máxima promedio de clientes monofasicos	10,2	A	$T_{mf}$	Tiempo de utilización anual cliente monofasic	1000	h				
$I_{tr}$	Corriente máxima promedio cliente trifasico	8,2	A	$T_{tr}$	Tiempo de carga anual cliente trifasico	1200	h				
$k_{pc}$	Factor de promedio cuadrático de cargas	1,2		$E_{mf}$	Facturación promedio cliente monofásico	1897	kWh				
$T_{mf}$	Tiempo equivalente de pérdidas cliente monofásico	380	h	$E_{tr}$	Facturación promedio cliente trifásico	5480	kWh				
$T_{tr}$	Tiempo equivalente de pérdidas cliente trifásico	475	h	$I_{mf}$	Corriente máxima promedio cliente monofasico	10,2	A				
$f_{mf}$	Cantidad clientes monofásicos relativa al total	0,94		$I_{tr}$	Corriente máxima promedio cliente trifasico	8,2	A				
$f_{tr}$	Cantidad clientes trifásicos relativa al total	0,06		<b>Resultados:</b>							
$P_{vmf}$	Pérdidas en bobina voltimétrica de medidor monofásico	1,6	W	$P =$		<b>2,06</b>	<b>kW</b>				
$P_{vtr}$	Pérdidas en bobina voltimétrica de medidor trifásico	2	W	$E =$		<b>2112</b>	<b>kWh</b>				
<b>Pérdidas Totales Resultantes:</b>											
$P_p =$		0,0216	kW								
$E_p =$		24,0	kWh								
				<table border="1"> <tr> <td><b>% de Potencia de pérdidas</b></td> <td><b>1,05%</b></td> </tr> <tr> <td><b>% de Energía de pérdidas</b></td> <td><b>1,14%</b></td> </tr> </table>				<b>% de Potencia de pérdidas</b>	<b>1,05%</b>	<b>% de Energía de pérdidas</b>	<b>1,14%</b>
<b>% de Potencia de pérdidas</b>	<b>1,05%</b>										
<b>% de Energía de pérdidas</b>	<b>1,14%</b>										

## Resumen de resultados para la red adaptada

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los resultados obtenidos, los porcentajes están referidos a los valores ingresados a la propia etapa y en la baja tensión no están incluidas las pérdidas no técnicas:

<b>POTENCIAS RED ADAPTADA (2005)</b>									
Sistema	BT	Pérdidas BT		Pérdidas CT		P simult. cl. MT	Pérdidas MT		MT
	kW	%	kW	%	kW	kW	%	kW	kW
Urbano	74723	5,37%	4012	1,64%	1291	2158	1,50%	1233	83417
Rural	12833	6,24%	801	3,26%	444	1077	1,79%	271	15427
<b>TOTAL</b>	<b>87556</b>	<b>5,50%</b>	<b>4813</b>	<b>1,88%</b>	<b>1735</b>	<b>3235</b>	<b>1,55%</b>	<b>1504</b>	<b>98844</b>

<b>ENERGÍAS RED ADAPTADA (2005)</b>									
Sistema	BT	Pérdidas BT		Pérdidas CT		Cientes MT	Pérdidas MT		MT
	MWh	%	MWh	%	MWh	MWh	%	MWh	MWh
Urbano	348285	4,17%	14532	1,60%	5814	12946	1,02%	3902	385480
Rural	59815	4,77%	2853	3,72%	2331	6464	1,25%	814	72278
<b>TOTAL</b>	<b>408100</b>	<b>4,26%</b>	<b>17386</b>	<b>1,91%</b>	<b>8145</b>	<b>19410</b>	<b>1,09%</b>	<b>4717</b>	<b>457757</b>

<b>SISTEMA SUBTRANSMISIÓN</b>							
Sistema	MT/MT	Pérdidas MT/MT		Cientes. 33 kV	Pérdidas 33 kV		33 kV
	kW	%	kW	kW	%	kW	kW
<b>TOTAL</b>	<b>56640</b>	<b>1,09%</b>	<b>617</b>	<b>5143</b>	<b>4,32%</b>	<b>2697</b>	<b>65097</b>

En el siguiente cuadro los porcentajes de pérdidas en baja tensión y centros de transformación están referidos a la energía vendida en baja tensión y los correspondientes a pérdidas en media tensión a la suma de la energía entregada a baja tensión y las ventas en media tensión.

<b>POTENCIAS RED ADAPTADA (2005)</b>													
Vendida BT	Pérdidas no técnicas BT		Pérdidas técnicas BT		Pérdidas CT		Total Pérdidas BT		Entregada BT +CT	P simult. ci. MT	Total MT		
	%	kW	%	kW	%	kW	%	kW			kW	%	kW
85839	2,00%	1717	5,61%	4813	2,02%	1735	9,63%	8265	94104	8378	102482	4,70%	4818

<b>ENERGÍAS RED ADAPTADA (2005)</b>													
Vendida BT	Pérdidas no técnicas BT		Pérdidas técnicas BT		Pérdidas CT		Total Pérdidas BT		Entregada BT +CT	Clientes MT	Total MT		
	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh			MWh	%	MWh
400098	2,00%	8002	4,35%	17386	2,04%	8145	8,38%	33533	433631	50263	483894	3,32%	16087

## ANEXO B: COSTOS OPERATIVOS ÓPTIMOS DE LA EMPRESA MODELO

A solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos y otras concesiones de la Pcia de Jujuy (SuSePu), y considerando los términos de referencia, se ha realizado un estudio para determinar los costos operativos de una empresa modelo que prestaría el servicio público de distribución de electricidad, en el mercado correspondiente al área de concesión de la empresa EJESA en la provincia de Jujuy.

Dichos costos han sido determinados considerando una empresa modelo que presenta una apertura de las actividades técnicas, comerciales y de apoyo, y con un detalle de gastos en personal, materiales y servicios contratados.

La metodología utilizada para determinar los costos contempla cuatro componentes principales que conforman los costos operativos totales de la empresa eficiente:

- ✓ Cálculo de la dotación, organigrama y costos de personal
- ✓ Costos del área técnica (Materiales y Servicios de terceros)
- ✓ Costos del área comercial (Materiales y Servicios de terceros)
- ✓ Nivel de gastos generales (Comercial, Técnica y Apoyo)

La valorización de la estructura ideal empresarial propuesta se realizó sobre la base de una encuesta de salarios de empresas eléctricas comparables con EJESA. Los costos asociados a las tareas operativas del área técnica y comercial provistas por terceros se determinaron a partir de la valorización de la ejecución de dichas tareas por cuadrillas contratadas considerando tanto el costos de materiales como de la mano de obra (SdT).

A continuación se presentan los resultados obtenidos, la metodología aplicada y el detalle de los ratios y costos utilizados.

### Resultados

En la siguiente tabla se muestran los costos operativos eficientes atribuibles a una empresa que opera en el mercado y área de concesión de EJESA en la Pcia. de Jujuy. Los mismos incluyen todas las actividades relacionadas con las áreas técnica, comercial y de apoyo, expresado en miles de pesos argentinos.

Área de la Empresa	Unidad	Total
Técnica	k\$	12 071
Comercial	k\$	10 368
Apoyo	k\$	5 358
<b>Total Empresa Modelo</b>	<b>k\$</b>	<b>27 797</b>

Los costos operativos presentados incluyen los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, los costos de gestión comercial, los costos de administración y los costos requeridos para la ejecución de las obras.

En la siguiente tabla se muestran los costos detallados por actividad para las áreas técnica y comercial, incluyendo la asignación de los costos de apoyo en forma proporcional a cada uno de los conceptos componentes, y desglosado en personal, materiales y SdT.

#### Costos Área Técnica

Actividad	Unidad	Personal	Materiales	SdT	Total
O&M Red MT	k\$	1 669	1 500	3 791	<b>6 960</b>
O&M CT MT/BT	k\$	354	251	858	<b>1 463</b>
O&M Red BT	k\$	1 471	972	2 253	<b>4 696</b>
Ing. y Planificación	k\$	1 645	36	544	<b>2 225</b>
<b>Total Área Técnica</b>	<b>k\$</b>	<b>5 139</b>	<b>2 749</b>	<b>7 426</b>	<b>15 344</b>

## Costos Área Comercial

Actividad	Unidad	Personal	Materiales	SdT	Total
Atención a Clientes	k\$	364	29	363	756
Nuevos Suministros	k\$	280	22	268	570
Lectura y Facturación	k\$	540	219	2 696	3 455
Cobranza	k\$	278	45	857	1 180
Gestión Morosos	k\$	237	22	248	507
Recup. de Energía	k\$	1 289	336	1 676	3 301
Tarifas y Gdes. Cltes	k\$	738	39	232	1 008
Susp. y Rehab.	k\$	177	295	1 258	1 730
<b>Total Área Comercial</b>	<b>k\$</b>	<b>3 894</b>	<b>1 006</b>	<b>7 583</b>	<b>12 507</b>

De los costos definidos anteriormente, es necesario detenerse en *Ing. y Planificación* del área técnica y *Suspensiones y Rehabilitaciones* del área comercial, los cuales se detallan a continuación:

- Ing. y Planificación: Se debe tener en cuenta que si los mismos fueron considerados como costos indirectos en el cálculo del VNR parcial o totalmente, los mismos deben ser excluidos en forma proporcional de los costos de explotación reconocidos
- Suspensiones y Rehabilitaciones: dado que generalmente existen cargos tarifarios específicos por estos conceptos, no se deben incorporar a los costos de explotación reconocidos, quedando pendiente la actualización de dichos cargos en función de los nuevos costos.

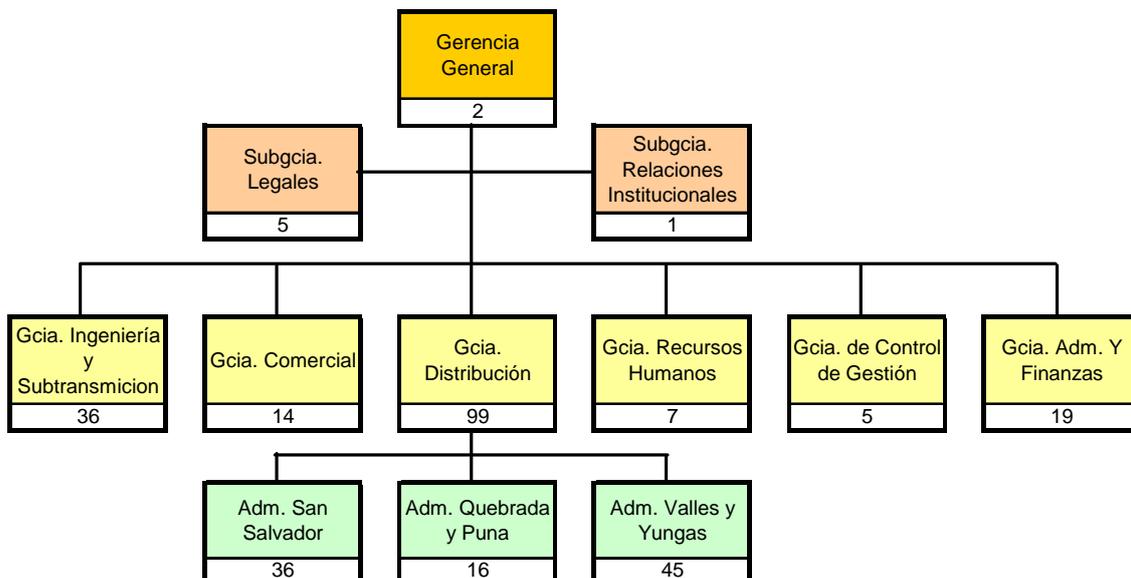
De este modo, los costos de explotación trasladables sin tener en cuentas los conceptos descriptos anteriormente resultan:

Área de la Empresa	Unidad	Personal	Materiales	SdT	Total
Técnica	k\$	3 494	2 713	6 882	13 119
Comercial	k\$	3 717	711	6 325	10 777
Total Empresa	k\$	7 211	3 424	13 207	23 896

Un ítem adicional que no ha sido determinado por el modelo, sino que resulta de las exigencias del regulador para la atención comercial, deben ser incluidas adicionalmente un total de 16 oficinas comerciales a las que resultan del modelo. Estas 16 oficinas representan un costo anual total para la empresa de 960.000 pesos.

Como consecuencia el valor final es de **24.855.566** pesos, que resultan de la suma de los 23.895.566 del modelo más los 960.000 adicionales correspondientes a las oficinas comerciales.

Con respecto a la dotación y organización resultante, se muestra en la siguiente figura la cantidad de personal asignado a cada una de las áreas, y una tabla donde se muestra el personal por categoría jerárquica.



El personal se muestra en la siguiente tabla agrupado según el área al que pertenece, por gerencia y por nivel de jerarquía:

Área de la Empresa	Personal
Comercial	48
Técnica	94
Apoyo	46
<b>Personal Total</b>	<b>188</b>

Gerencia	Personal
Gerencia General	2
Subgca. Legales	5
Subgca. RRII	1
Gcia. Ing. Y Subt.	36
Gcia. Comercial	14
Gcia. Distribución	99
Gcia. RRHH	7
Gcia. Gestión	5
Gcia. Adm. Y Finanzas	19
<b>Personal Total</b>	<b>188</b>

Jerarquía	Personal
Gerente General	1
Gerente	5
Sugerente	4
Jefe Departamento	15
Jefe Sección	14
Analista	33
Supervisor/Empleado	63
Capataz/Operario	53
<b>Personal Total</b>	<b>188</b>

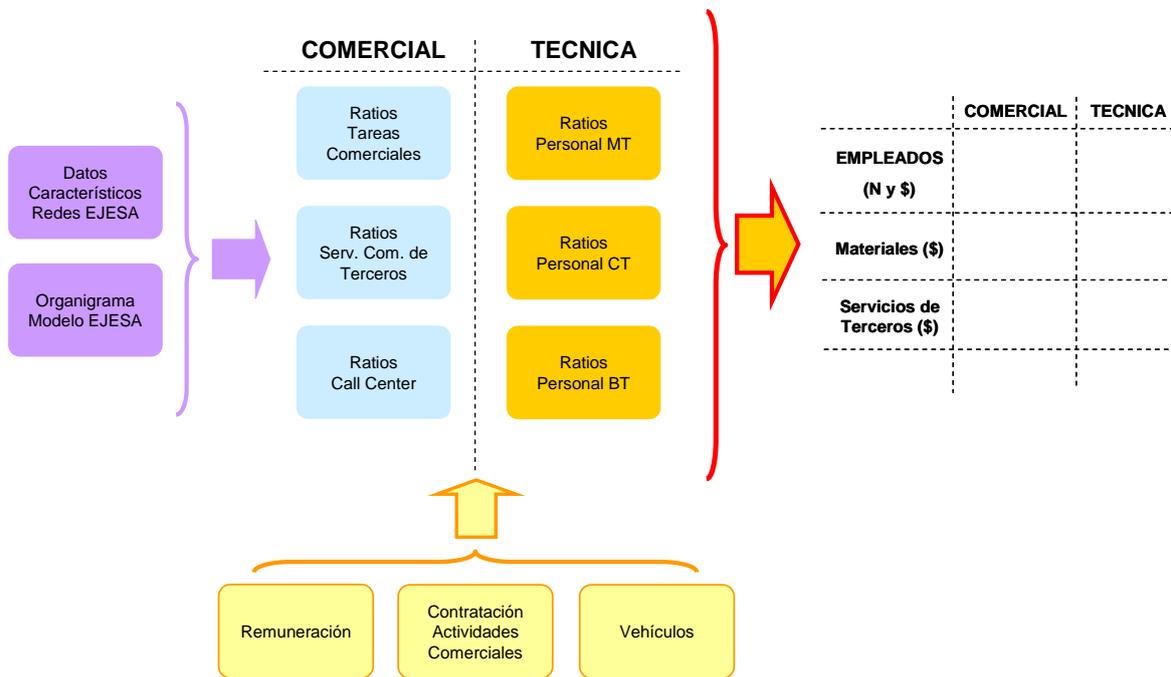
**Metodología General**

El cálculo de los costos eficientes de operación se desarrolla a partir de las instalaciones físicas de la distribuidora (km de líneas, Cantidad de Centro de Transformación, etc.) y del número de clientes para cada una de las áreas de gestión u operativa de la empresa.

Las instalaciones y clientes así definidos se correlacionan con ratios eficientes de acciones técnicas y comerciales, las cuales son valorizadas a costos estándares de la región, para obtener de esta manera los costos operativos del área técnica y comercial. Estos costos estándares han sido determinados a partir de la experiencia del consultor y verificados en diferentes oportunidades en empresas de distribución de la región.

Adicionalmente, y en forma similar se definen los costos asociados al área de apoyo o administrativa y el nivel de gastos generales estándares para la realización de dichas actividades.

El siguiente diagrama muestra la secuencia utilizada para el cálculo:



Mas adelante en este informe se describe en detalle el funcionamiento del modelo utilizado.

Los parámetros físicos de la distribuidora permiten diseñar una organización adecuada al objetivo de la misma. La estructura orgánica, así obtenida, se valoriza según el promedio de remuneraciones de la empresa validadas por comparación con el mercado de área de concesión.

Los precios unitarios de servicios contratados y materiales comprados aplicados a los volúmenes determinados según los parámetros físicos, más los costos de la estructura orgánica, dan como resultado los costos de técnicos ó comerciales.

## Organigrama Y Funciones

Para la determinación de la mano de obra requerida por las operaciones de explotación es necesario concebir una organización apta para desarrollar eficientemente las funciones de una distribuidora eléctrica dentro del conjunto de restricciones de calidad de servicio impuestas por el Regulador. Con este propósito se dibujó y valorizó un organigrama aplicable al área de concesión de EJESA.

### Gerencia General

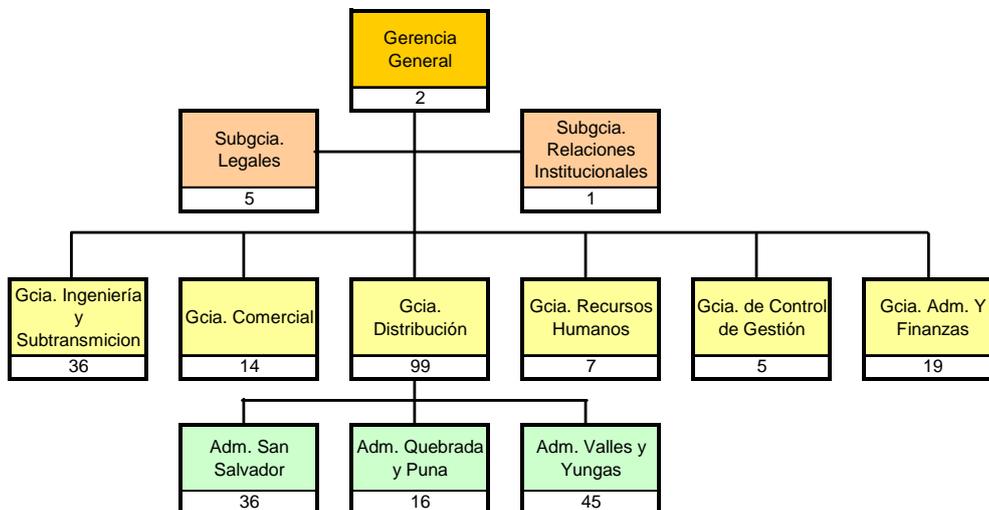
Para Seleccionar la estructura tipo, sobre la que posteriormente se confeccionaría el organigrama, se analizaron diferentes alternativas de organización, teniendo en cuenta las características del territorio y cuidando rescatar los aspectos positivos de las prácticas actuales.

### Tipo de Organización

La Confección del Organigrama y Cálculo de la Dotación comprende un trabajo de detalle que se extiende hasta el último nivel de la organización, el mismo se realizó teniendo en cuenta los principales procesos que intervienen en los circuitos administrativos y técnicos de una distribuidora.

Como consecuencia se definió una estructura orgánica aplicable, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las restricciones de calidad de servicio y producto, y la necesidad de minimizar los costos de operación trasladables a tarifas. La estructura concebida en estos términos es lo que se denomina Empresa Optimizada, e intenta ser la versión de organización más efectiva y eficiente con la que se puede prestar el servicio de distribución en los términos establecidos por el contrato de concesión. 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.

Este organigrama sintetiza y resume el diseño de organización y el cálculo del plantel realizado. Cabe remarcar que la dotación calculada responde a la participación de mano de obra contratada y varía con la misma.



Las Gerencias Staff o de Apoyo son Administración y Finanzas, Control de Gestión, Legales y Recursos Humanos. Las mismas se presentan en este apartado con una breve descripción de sus funciones.

### Gerencia de Administración y Finanzas

En esta Gerencia a las funciones clásicas de su especialidad que cubre las áreas de Contabilidad, Tesorería, Impuestos y Seguros, se le ha incorporado prestaciones en el área de Administración como son Sistemas y Abastecimiento.

### *Departamento Finanzas*

La Sección Tesorería tiene el manejo diario de ingresos y egresos a niveles globales, analiza todas las cuentas a pagar verificando precios y condiciones pactadas. También se ocupa de cumplimentar en tiempo y forma las liquidaciones de obligaciones impositivas, asimismo de recibir las facturas de los proveedores verificando contra la orden de compra y remito o acta de recepción.

El Grupo de Análisis Financiero realiza los acuerdos necesarios y maneja los instrumentos que correspondan a fin de concretar la colocación de los excedentes o la obtención de efectivo para cubrir los déficits transitorios que se produzcan. Ejecuta los planes de financiamiento decididos por la Compañía elaborando los acuerdos bancarios y confeccionando los documentos de mercado que se requieran. Coordina la relación con las calificadoras de riesgo con el fin de proporcionar la información requerida por las mismas.

### *Departamento Contabilidad*

La Sección Contabilidad tiene como misión supervisar el funcionamiento y razonabilidad de las registraciones contables efectuadas por sistema y de registrar, controlar y analizar los hechos contables generadores de variaciones.

En este sentido realiza el resguardo del cumplimiento de los principios contables generalmente aceptados y de las normas técnicas correspondientes. Confecciona los estados contables mensuales, trimestrales y anuales. Asimismo selecciona los métodos aplicables en el cálculo de provisiones y hace su seguimiento.

Por otra parte también implementa normas de control interno que permitan garantizar la registración de la totalidad de las operaciones, detectar desvíos y la prevención de errores y fraudes.

Se ocupa de Activo Fijo y Propiedades donde realiza el seguimiento de los bienes inmovilizados de la empresa para incorporar su situación a los documentos contables y financieros de la compañía. Incorpora las correspondientes altas, bajas y modificaciones a la base de datos activos para que la misma refleje en todo momento el estado depreciación de los mismos, manteniendo en este sentido permanentemente actualizada la tabla correspondiente

La Sección Cuentas a Pagar analiza todas las cuentas a pagar de la empresa verificando precios y condiciones pactadas, para poder cancelarlas en tiempo y forma. Para ello recibe las facturas de los proveedores, verifica las correspondientes órdenes de compra, contratos o convenios, controla la forma en que se perfeccionó la operación. Luego ingresa al sistema las facturas para proceder al pago una vez corroborada toda la información. Por otra parte verifica liquidación de gastos de viajes del personal y lo ingresa al sistema, asimismo controla los fondos fijos existentes y las imputaciones en cada cuenta y subcuenta de cada área.

El Grupo Impuestos tiene a su cargo desarrollar el esquema impositivo de la empresa. El cálculo de las liquidaciones de tasas, impuestos y gravámenes que corresponda afrontar, y la instrumentación de los pagos correspondientes. Analiza la legislación vigente y la jurisprudencia al respecto para que las liquidaciones se ajusten estrictamente al derecho aplicable. Por otra parte también realiza la gestión de Seguros lleva toda la gestión de evaluación de riesgos patrimoniales y su resguardo mediante pólizas de riesgo emitidas por compañías aseguradoras. Asimismo evalúa las diferentes empresas de plazas y las opciones que las mismas ofrecen recomendando aquella combinación que optimice la relación costo garantías.

### *Departamento Sistemas*

La Sección Aplicaciones de Explotación se ocupa de dar soporte técnico y asistencia a los usuarios de las diferentes aplicaciones en uso de carácter técnico o administrativo. Desarrolla las actualizaciones o modificaciones que las mismas requieran y recibe el soporte de mantenimiento otorgado por el proveedor de dichos sistemas. También asiste en temas de Sistemas Comerciales con idénticas funciones que el anterior solo que su ámbito de aplicación está referido a la explotación comercial, en este sentido realiza el mantenimiento de las tablas de parametrización y las modificaciones que requiera el algoritmo de facturación.

El Grupo Redes y Soporte mantiene la actualización tecnológica del entorno, recomienda la compra y utilización de soft y hardware, administra la capacitación y actualización técnica del personal, y realiza el diseño de soluciones informáticas. Supervisa la operación de los distintos equipos de procesamiento de datos manteniendo la continuidad del servicio y velando por la seguridad de los datos almacenados, además monitorea la red de datos y supervisa la consistencia de la información producida.

### *Departamento Abastecimiento*

La Sección Compras y Contratos tiene la misión de perfeccionar la compra de los elementos requeridos para la operación de la Empresa. A partir de los pedidos de materiales o servicios efectuados por las distintas áreas de la empresa, realiza solicitudes de precios en el mercado nacional o internacional de los productos solicitados. Analiza precios, condiciones y calidades de los oferentes, para decidir compras por su límite de autoridad o recomendar un curso de acción, cuando los montos superan dicho límite.

Participa activamente en las negociaciones de compras con proveedores, realiza estudios pormenorizados sobre costos de fletes y contribuciones para importaciones con el fin de comparar con precios locales, y discute contrataciones de tarifas de servicios.

En lo referente a contratos se encarga de perfeccionar las compras de materiales o servicios que requieran de un contrato para efectuarse. Establece y acuerda con los proveedores las condiciones generales y de detalle en que se realizará el suministro inscribe los documentos que le dan validez al acuerdo y efectúa el seguimiento de los términos y condiciones pactados a lo largo de la vida del acuerdo.

La Sección Almacenes tiene a cargo el cuidado y administración de los almacenes de materiales desde su recepción y almacenamiento, hasta su entrega a los usuarios finales. En este sentido se ocupa de la tenencia y cuidado de los equipos y materiales que ingresen a los almacenes de la empresa. Siendo responsable por la fidelidad del inventario de los bienes bajo su custodia. También tiene responsabilidad por el reaprovisionamiento de los equipos y materiales de stock.

Elabora las previsiones de consumo de los mismos y con la debida antelación tramita su reposición, cuidando de mantener en todo momento el nivel mínimo compatible con los requerimientos de Calidad de Servicio. Responsable por la recepción en cantidad y calidad de los equipos y materiales comprados.

### **Gerencia de Control de Gestión**

Para la elaboración de los presupuestos de desarrollo de la empresa en función de los supuestos macroeconómicos disponibles y la preparación de informes de gestión gerencial se ha previsto esta gerencia.

#### *Departamento Presupuestos y Control*

El Departamento Presupuestos y Control es responsable por la elaboración de los Presupuestos Anuales de Costos de Explotación y Mano de Obra, y el de Inversiones de su seguimiento mensual y del correspondiente análisis de desvíos y cumplimientos. En este sentido realiza los correspondientes análisis estadísticos de regresión, recaba información sobre las situaciones particulares que afectan a cada sector y solicita explicaciones sobre los desvíos negativos que afectan a resultados.

Dirige el Grupo de Estudios y Proyección de Resultados que tiene a su cargo la elaboración de la proyección de los ingresos y egresos de la distribuidora, determinando sus resultados futuros. Complementariamente realiza el análisis de la performance real estableciendo los causales de desvíos para realimentar y mejorar el algoritmo de cálculo.

También tiene a su cargo la Planificación Estratégica que es responsable de la recopilación de información del contexto macroeconómico y de su procesamiento para transformarla en elementos de base que le permitan a la dirección de la empresa definir objetivos y trazar la planificación de las acciones a emprender.

### *Departamento Auditoria*

Este Departamento tiene como misión la planificación desarrollo y seguimiento de las evaluaciones de control interno de todas las unidades que componen la organización de la distribuidora. En este sentido debe evaluar la suficiencia y aplicación de los controles contables, financieros y operacionales; verificar el cumplimiento de las políticas, procedimientos e instrucciones vigentes, proponiendo su modificación, revisión ó adaptación.

También debe evaluar la seguridad y protección de los sistemas de procesamiento electrónico, tanto en software como en hardware. Por último tiene a su cargo el asesoramiento de las diferentes áreas de la empresa en el mejoramiento y calidad de los controles internos, para lograr una mayor eficiencia operativa.

### **Gerencia de Recursos Humanos**

El cuidado del capital humano de la empresa y la fijación de pautas de desarrollo personal y profesional del mismo recaen en esta Gerencia.

### *Departamento Relaciones Laborales*

Esta Departamento se ocupa de mantener contacto con los representantes de las organizaciones gremiales y de representar a la empresa en los acuerdos y convenios que requieran la participación oficial de la misma. También interviene en todos aquellos conflictos que impliquen una afectación del contrato de trabajo.

### *Sección Administración de Personal*

Esta Sección tiene a su cargo las tareas relacionadas con el cuidado y seguimiento de la base de datos que hace a la situación de cada una de las personas en relación de dependencia o con contratos vinculantes de mediano plazo, consecuentemente la asignación y seguimiento del nivel de remuneración hasta la ruptura de la relación laboral.

Supervisa el proceso de liquidación de sueldos, aguinaldo, vacaciones, bonificaciones especiales, altas, bajas, etc. Para ello controla las novedades mensuales como, horas extras, ausentismo, vacaciones, movimiento de personal, ajustes salariales, descuentos sindicales, etc.; y la impresión y distribución de recibos de sueldos. También se ocupa de la liquidación y orden de pago de los importes retenidos al personal, en concepto de cargas sociales, y entidades como obras sociales, sindicatos, caja de jubilaciones, seguros, judiciales, etc.

Tiene a su cargo las tareas de Selección que comienzan con una preselección que se complementan con entrevistas en los sectores directamente interesados en la incorporación con quienes se decide la misma. Asimismo asegura los conocimientos y habilidades propios de cada posición por medio de la capacitación, la misma está organizada en base a los programas acordados con los sectores operativos y atiende a las necesidades específicas de cada área.

Asimismo se elaboran planes de carácter general cuando se por razones de innovación tecnológica se realiza un cambio que afecta a varias áreas simultáneamente o como consecuencia de la evolución general se anticipan necesidades para las que se debe estar preparados.

### *Grupo Seguridad e Higiene*

Higiene y Seguridad tiene la función de prevenir accidentes y situaciones laborales que puedan dañar al personal. La prevención comienza con el análisis accidentes de trabajo y con la elaboración de índices de accidentalidad, para proceder sobre esta base a la revisión y mejora de los procedimientos de trabajo que involucren riesgos.

Este grupo se ocupa los temas relacionados con la Medicina del Trabajo y en este sentido es responsable por la implementación y seguimiento de un conjunto de acciones conducentes al mantenimiento de un adecuado nivel de medicina preventiva y de la observación de las normas legales al respecto. Estructura el plan de exámenes periódicos, y desarrolla cursos de capacitación de primeros auxilios y asistencia en situaciones de emergencia.

## **Subgerencia de Legales**

Para la asistencia en temas legales y contractuales en los que es parte la distribuidora, así como la interpretación del contrato de concesión se ha previsto esta unidad.

En referencia a Contenciosos se ocupa de tramitar los asuntos legales y administrativos en los que es parte la empresa, asume la defensa en juicio de la empresa por todos aquellos temas de carácter civil, laboral, tributario o económico que deriven en una demanda judicial. Demanda a los clientes morosos cuya cobranza requiera la vía judicial.

Con respecto a Contratos tiene a su cargo la revisión, o elaboración si así se lo solicitan, de los contratos que vinculan a la empresa con terceras partes, cuidando que los mismos estén redactados de acuerdo a derecho y que su redacción no vulnere los derechos de la concesionaria.

Da apoyo en Asuntos Institucionales donde se ocupa de todos los temas relacionados con el derecho empresario. Prepara la junta de accionistas, realiza las convocatorias a las reuniones de Directorio y redacta sus actas, coordina y sigue las relaciones con los organismos de control de sociedades anónimas cumplimentando los requerimientos legales y pedidos específicos que los mismos realicen. Confecciona los informes para la Bolsa de Valores.

Finalmente en lo referente a Concesión Eléctrica tiene como misión la de dar asesoramiento legal e institucional a todas las áreas de la Empresa y en todos los niveles sobre temas relacionados con el Contrato de Concesión Eléctrica. Para ello contesta notas, intimaciones y reclamos en general. Asimismo, recurre administrativamente las resoluciones de organismos de la Administración Pública en general que causen perjuicio a la Compañía. Confecciona de contratos de servidumbre y realiza la mediación con propietarios para arribar a la firma de los mismos.

## **Gerencia Comercial**

Dado que se ha seleccionado una estructura descentralizada para organizar a la distribuidora en ella la Gerencia Comercial toma solamente las de apoyo a las de operaciones de la especialidad propiamente dicha que usualmente se desempeñan en forma centralizada, como la compra de energía, la atención telefónica y el laboratorio de medidores.

### **Departamento de Tarifas y Compras de Energía**

El Grupo Compras de Energía elabora y mantiene relaciones con el mercado de energía realizando un permanente análisis de oferta y demanda del mismo. Realiza convocatorias de compra para cubrir la demanda de energía prevista para el futuro, y recomienda opciones de compra. Asimismo es responsable por las proyecciones de compras de energía, como también de la proyección de los fondos necesarios para atender dichas compras.

Realiza campañas de medición para monitorear los patrones de consumo de los distintos segmentos tarifarios y prever los cambios que puedan producirse en los mismos. También sigue la lectura de medidores de frontera, confecciona el balance de energía y sigue la liquidación de energía consumida a través de los documentos que recibidos sobre ese tema. Con estos elementos controla la facturación proveniente de los contratos de compra de energía y de las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El Grupo Tarifas está encargado de confeccionar el cuadro tarifario y gestionar su publicación en tiempo y forma. En este campo también desarrolla y propone opciones tarifarias sobre la base de la legislación vigente y realiza la proyección de ingresos por ventas y el cálculo del Margen Bruto.

Se ocupa del estudio y conocimiento de las obligaciones y restricciones que surgen del contrato de concesión y de la legislación que lo fundamenta y acompaña, para analizar y responder los distintos reclamos que recibe la empresa, encargándose de la coordinar la respuesta cuando el cliente recurre a la instancia administrativa que le otorga la autoridad de regulación. Contesta todos los pedidos de información originados en dicho organismo y toma vista en las causas que se tramiten en el mismo.

### **Departamento Grandes Clientes**

La separación de los clientes que más consumen en un grupo con atención diferenciada se fundamenta en el deseo de dar una excelente prestación a quienes más contribuyen a la cuenta de ventas de la empresa, asimismo el

mantenimiento de este segmento en el carácter de clientes depende la concreción de acuerdo a precios especiales, que para que represente un verdadero beneficio requieren de un conocimiento profundo y actualizado tanto de las tarifas como de los precios de mercado.

El Grupo Grandes Clientes atiende las cuentas de los Grandes Clientes en forma integral y personalizada. Controla la facturación realizada y activa la cancelación de saldos. Se mantiene informado de los planes de desarrollo y necesidades de los clientes que le fueron asignados, proponiendo acuerdos y servicios para cubrirlos.

El Grupo Clientes Oficiales tiene, en general, las mismas tareas sobre las cuentas que el Grupo anterior, poniendo énfasis en controlar la facturación realizada y activar la cancelación de saldos. En especial controla los saldos impagos y gestionan su cancelación en forma permanente, desarrollando para ello contactos con las autoridades competentes. Realiza el seguimiento de los convenios de recaudación de tasas e impuestos y controla el balance de su liquidación.

### **Departamento Operaciones**

La Sección Control Cobranza se encarga de recopilar la cobranza realizada por los diferentes canales habilitados para este fin. Concilia la recaudación informada con los estados de cuenta en los Bancos recolectores, además realiza la correspondiente aplicación de los pagos no identificados con las cuentas particulares de cada cliente.

La Sección Atención Telefónica comprende la concentración de todas las llamadas de carácter comercial ó técnico originadas en el área de concesión, las primeras abarcan los trámites que normalmente se efectúan en un punto de contacto con el cliente, tales como, alta de suministro, cambio de titularidad, dirección de envío, encuadramiento tarifario, reclamos de lectura, pagos con tarjeta, etc.; también canaliza los reclamos por facturación, lectura y servicio, derivando el problema a la Oficina Comercial correspondiente. En tanto que las otras llamadas comprenden los reclamos por interrupción del suministro, denuncias por riesgo en la vía pública, etc. los reclamos interpuestos por los clientes durante cada turno de trabajo son retransmitidos al operador despachante de cada zona quien planifica la asistencia al cliente por medio de la Guardia de Reclamos.

El Grupo Sistemas y Normativa Comercial tiene a su cargo la definición, elaboración de pliego de condiciones, seguimiento de la performance, y aprobación de modificaciones a las aplicaciones críticas del área Comercial. Por otra parte confecciona la normativa comercial con las disposiciones que sustentan el correcto funcionamiento de los sistemas comerciales y hacen al resguardo de los intereses de la Empresa.

### **Departamento Laboratorio de Medidores**

El Departamento Laboratorio de Medidores, es responsable por el parque completo de medidores tanto instalados como en depósito. Realiza las provisiones de compra de instrumentos y confecciona las especificaciones correspondientes; posteriormente completa este ciclo recepcionando en calidad y cantidad los instrumentos ingresados.

Dentro de las funciones del Laboratorio también se realiza el contraste y calibración de aparatos de medida, evalúa y dictamina el estado de precintos, borneras, mascarilla, y relojería de los aparatos que recibe para inspección. Realiza pruebas metrológicas para evaluar la parte electromecánica de los equipos. Realiza el diagnóstico de anomalías y propone prácticas para reducir su ocurrencia. Si los equipos son reutilizables, realiza su mantenimiento recalibración y sellado.

### **Gerencia de Ingeniería y Subtransmisión**

Esta Gerencia como la anterior tiene funciones centralizadas y su ámbito de gestión abarca todo el territorio de concesión, concentrando las actividades de subtransmisión con las labores de planeamiento y concepción del desarrollo de la red.

### **Departamento Operación de la Red**

La Sección Centro de Control tiene como misión principal concentrar todas las maniobras que hacen a la operación en AT y MT. En el contexto las restricciones de Calidad de Servicio es indispensable la unificación de las decisiones y criterios que hagan a este tema, en determinadas emergencias se debe poder concentrar esfuerzos aprovechando todos los recursos disponibles.

Cabe destacar que el centro requiere para su atención del concurso de dos personas por turno, un operador y su resguardo, y esta es la dotación mínima aunque se redujese la cantidad o la atención de la red. El Centro ejecuta las maniobras que se requieren utilizando las facilidades para telemandar, o dirigiéndose a la Guardia de Operación.

Es responsabilidad de este departamento la planificación de la oportunidad en que se deben consignar los elementos cuya disponibilidad que solicite mantenimiento. Con el propósito de disminuir los tiempos de interrupción del servicio, este departamento debe impulsar la localización y selección de los puntos de intervención para detección de fallas.

El Grupo Calidad de Servicio y Perturbaciones El grupo de medición de Calidad de Servicio sigue las interrupciones informadas por los Centro de Control de carga en la base de datos preparada a tal efecto para posteriormente clasificarlas y preparar los correspondientes informes para el organismo de control. Verifica los cálculos de bonificaciones a los clientes por calidad de servicio a partir del algoritmo de vinculación cliente-red y avala su liquidación.

Respecto del Producto Técnico prepara las campañas de medición en los puntos seleccionados por el organismo de control y por la Empresa. Instala los instrumentos, recopila la información, y la procesa para su comparación con los límites de calidad establecidos para este tema.

También atiende los reclamos por baja tensión o inestabilidad interpuestos por los clientes, realizando mediciones en los puntos de suministro correspondientes. Asimismo este grupo lleva adelante las mediciones de Flicker y Armónicas que completan los requerimientos que se le hacen al producto técnico.

### **Departamento OyM de Subtransmisión**

El Departamento Operación y Mantenimiento de Subtransmisión es responsable por el mantenimiento de todo el sistema de subtransmisión. El trabajo se ha organizado a través de un programa de recorridas cíclicas de las distintas instalaciones para apreciar su estado de funcionamiento y programar reemplazos o reparaciones.

Esta programación también se enriquece con el análisis del parte diario de operaciones y de las inspecciones de termografía efectuadas a los alimentadores a los cuales también se les efectúa una revisión visual para determinar la existencia de conductores deshinchados, morsetos flojos, aisladores en mal estado, etc. Sobre la base de esta información los programadores determinan las prioridades de ejecución de las tareas y las asignan a los equipos disponibles, y prevén la disponibilidad de materiales necesarios para las reparaciones a efectuarse. En situaciones de emergencia, se realiza una apreciación de la falla y los posibles daños por ella provocados y se coordina su solución inmediata convocando a todos los equipos disponibles.

La Sección Operación y Mantenimiento de SS.EE. además de las rutinas descritas en el párrafo anterior realiza el seguimiento del parque de transformadores, ubicación, estado, reparaciones, etc. Periódicamente extraen una muestra de aceite con la que se lleva a cabo un análisis cromatográfico y físico químico y se realiza un seguimiento integral completando los análisis con verificaciones de nivel de aceite, mediciones de índice de polarización, relaciones de transformación, resistencia de los arrollamientos, tangente delta, etc.

Sobre la base de los análisis efectuados a los trafos de SS.EE. se recomienda a los mismos las acciones que correspondan según los resultados obtenidos. Cuando un trafa falla, o se recomienda su remoción, se envía al taller de trafos para su descube y diagnóstico de estado; si es reparable de acuerdo a sus características se programa su reparación tomando en cuenta la demanda existente de trafos de esa clase. Este

La Sección Operación y Mantenimiento de Redes AT se ocupa del cuidado de líneas y cables de AT. El trabajo de mantenimiento para este tipo de instalaciones se desarrolla en forma similar al que se describió anteriormente, un grupo de planificación encargado del historial de equipo prepara la rutina de inspecciones de acuerdo al tipo de material y recomendaciones del fabricante, del producto de estas inspecciones se programan las reparaciones que se dividen por especialidad en líneas y cables. En situaciones de emergencia la totalidad del personal disponible se aboca a restablecer el servicio.

El Grupo Protecciones y Comunicaciones que se ocupa del diseño, calibración y mantenimiento de todos los sistemas de señalización, medición y operación de SS.EE. Responsable por la coordinación de las protecciones de los distintos sistemas de subtransmisión para lo cual realiza cálculos de corto circuito, flujo de carga, máxima corriente e impedancia, etc. El trabajo se hace por alimentador y por cada uno de ellos se consigna ajustes y calibraciones.

Realiza el proyecto de y especificación de los sistemas de protecciones que se incorporen a la red, sea por razones de reemplazo o ampliación. También realiza el ajuste, calibración y coordinación de todos los elementos que integran el esquema de protecciones. El mantenimiento del telecontrol responde a los requerimientos de la tecnología empleada en este tipo de instalaciones. Con una base de información elaborada a partir de las intervenciones ocurridas en los equipos y discriminada en correctivo y preventivo se confecciona una programación anual en la que se determina la periodicidad de las intervenciones y luego se la va revisando periódicamente para permitir la adecuación de las previsiones anuales a los eventos corrientes.

En materia de Comunicaciones selecciona la tecnología adecuada para cada aplicación, dimensiona las instalaciones y gestiona su compra, contrata y controla su mantenimiento. Lleva la relación con las Compañías prestadoras de servicios de comunicaciones.

### **Departamento Planificación e Ingeniería**

El Grupo Análisis y Planificación de la Red es responsable por la planificación de la evolución del sistema transmisión y distribución de la empresa basándose en criterios de Calidad de Servicio y rentabilidad de las inversiones. Asegura la elaboración de los correspondientes anteproyectos para cada una de las obras recomendadas.

Sobre la base de información comercial realiza estudios de demanda manteniéndose informado de los principales hechos macroeconómicos y empresarios que incidan en la proyección de demanda. Elabora y recomienda para aprobación el Plan Anual de Obras. Asimismo es responsable por el seguimiento del cumplimiento, tanto físico como económico, de los mismos.

La Sección Proyectos y Obras encargada de dar forma concreta a los anteproyectos elaborados por Planificación recorriendo todas las etapas de una obra comenzando por el diseño, cálculo y cómputo; continuando con la especificación, licitación, y selección de proveedores; para terminar con la inspección de obra y puesta en marcha de las instalaciones.

Desarrolla los proyectos definitivos de las obras incluidas en el Plan Anual de Obras. Realizando los estudios de factibilidad, dimensionamiento eléctrico y civil, cómputo de materiales, especificaciones técnicas y generales, presupuesto global, etc. Asimismo se encarga de la inspección técnica de obra controlando tanto la calidad de la ejecución como la de los materiales aportados como parte de la provisión, verifica el porcentaje de avance de la misma y recomienda para aprobación las certificaciones presentadas por el contratista.

También se ocupa de recepcionar la obra, ejecutando los ensayos de puesta en marcha según las previsiones de contratación y recomendando para aprobación el certificado final.

La Sección Documentación Técnica asegura el catastro de clientes, su correcta incorporación a las bases de explotación y su completa identidad con la información comercial disponible y los requerimientos del sistema de vinculación cliente-red, realizando las correcciones que para ese efecto fueran necesarias.

Realiza el mantenimiento de la Base de Datos de Explotación en sus etapas de Alta, Media y Baja Tensión, siendo responsable por la consolidación de la información capturada por las zonas de Distribución. Asimismo es responsable por la confección y mantenimiento de los sistemas asociados como Alumbrado Público y Alquiler de Postes.

### **Departamento Trabajos con Tensión**

La tarea de mantenimiento es grandemente facilitada por los equipos que revistan en el Departamento de Trabajos Con Tensión ya que estas cuadrillas realizan su trabajo sin requerir la disponibilidad de las instalaciones por lo que amen de implicar una reducción de las interrupciones de servicio significa un considerable ahorro en tiempos muertos.

Al igual que en el caso anterior el personal propiamente dicho que tiene esta tarea asignada es contratado y aquel incluido en el organigrama es quien se encarga de su supervisión.

## **Gerencia de Distribución**

Esta es la más grande de las Gerencias pues concentra todas las operaciones, tanto comerciales como técnicas, en tres Administraciones divididas territorialmente. Para realizar esa división se hizo un análisis del territorio de EJESA, a partir de los elementos recopilados y el fluido intercambio de opiniones efectuado se concluyó que era factible la división en tres áreas cada una de ellas con características particulares y diferenciadoras que justifican la separación geográfica y la independencia funcional como unidades separadas.

Las funciones y concepción de esta Gerencia responden a la estructura descentralizada elegida para la distribuidora donde a un territorio dividido en zonas geográficas se le asigna, a cada una de ellas, unidades operativamente autónomas para desarrollar las funciones de explotación requeridas por la concesión, reservando ciertas actividades que por su naturaleza deben desempeñarse centralizadamente.

La Capital es diferente a las otras dos puesto que se trata de un territorio comparativamente menor con mayor densidad demográfica. Por esta razón la estructura orgánica de la primera tiene todos los servicios centralizados, en tanto que a las otras dos se las ha subdividido en regiones a cada una de las cuales se les ha asignado una estructura operativa compuesta de tres Secciones Comercial, Operación y Mantenimiento e Ingeniería y Obras; a las que se agrega el servicio de inspección de acometidas único para cada zona.

### **Subgerencia Zona Capital**

La estructura adoptada para Capital responde a las particularidades de extensión de territorio y densidad de clientes mencionadas anteriormente, como puede verse en el organigrama previsto para esta zona que se incluye más adelante.

Una Gerencia Zonal es una unidad operativa completamente independiente con la misión de mantener contacto con los clientes y desarrollar en forma integral, todas las funciones que la misión encomendada demandase.

Las unidades funcionales utilizadas para estructurar esta Subgerencia, así como las actividades desempeñadas por las mismas, son esencialmente iguales en todas las Zonas. La diferencia consiste en que, por la extensión del territorio, la Zona Capital no requiere una subdivisión en Regiones ya que, dada su densidad, el tamaño de las unidades es mayor, y consecuentemente las funciones de las mismas están más individualizadas.

El volumen de las tareas, en una zona de alta concentración demográfica, permite dedicar personal, a las mismas, en forma permanente sin que sea necesario recurrir a la polifuncionalidad para mantener la ocupación plena de los agentes involucrados.

En territorios extensos con baja densidad de población se requiere, por una parte, subdividir la zona en regiones en las que se puedan localizar bases desde las que el tiempo de respuesta ante un reclamo no supere los límites establecidos por las restricciones de calidad de servicio, y por otra parte, se hace necesario que una misma persona desempeñe múltiples funciones ya que el tiempo que demandan las mismas individualmente no es suficiente para justificar la dedicación exclusiva de una persona y por las ejecuta todas llenando integralmente su jornada.

### **Departamento Operaciones Comerciales**

La Sección Atención Clientes se encarga de los puntos de contacto con los clientes, para este se ha previsto una sola Oficina Comercial, comienza sus actividades con la a de NN.SS. donde recibe al cliente y en primera instancia, le informa sobre los requisitos de conexión, posteriormente le solicita la documentación correspondiente y lo da de alta en el sistema. Los clientes especiales son atendidos por el Supervisor. Si se trata de una conexión con obra o de un pedido de potencia importante el pedido va a la a la Sección Ingeniería y Obras de la Zona que elabora el proyecto, y prepara la contratación de la mano de obra cuando esto se requiera.

En el caso de clientes con equipos de medición especiales luego de la instalación del instrumento se solicita la intervención del Laboratorio de Medidores quienes realizan las tareas de contraste, calibración, y protocolo de alta. Como actividad de nuevos suministros se hacen altas, bajas, modificaciones de contratos, cambios de titularidad y domicilio, etc.

Esta Sección también atiende y evacua Consultas y Reclamos normalmente consistente en problemas de lectura, quejas de suministro, solicitudes de reembolso de gastos por daños ocasionados por sobretensión, pedidos de

refacturación, solicitudes de planes de pagos etc. La función de Caja si bien se encuentra localizada físicamente en las Oficinas Comerciales, la desempeña un contratista a total responsabilidad.

La Sección Operaciones Comerciales desarrolla una serie de actividades relacionadas entre si. La primera de ellas la Lectura consiste en planificar la secuencia de captura, realizar la carga de las terminales portátiles empleadas para la captura de estado de medidores, mantener actualizados los ciclos con altas y bajas de clientes, modificando su distribución para conseguir un flujo equilibrado de lectura.

Se debe efectuar y resolver el análisis de las anomalías de lectura. Como tarea central controla la ejecución de la lectura y la distribución siguiendo a los contratistas encargados de esos trabajos y efectuando los muestreos de calidad previstos para asegurar que el trabajo realizado se mantiene dentro de los márgenes establecidos.

La Sección Gestión Cobranza comienza su labor con el control del estado de las cuentas individuales de los clientes, de este control se deriva el conocimiento de las cuentas en saldo a las que se les envía un aviso de intimación de pago en forma automática, o las intimaciones prejudiciales para aquellos deudores con el servicio suspendido.

Con el resultado de esas acciones se planifican las suspensiones, verificaciones o cortes, a ejecutar por el personal de calle. Posteriormente controla el producto de estas acciones y las reprograma si correspondiere. El Grupo Suspensiones y Reconexiones se encarga de las acciones de calle tendientes al cobro de la deuda vencida. Al respecto ejecuta las suspensiones y cortes programados, controlando al contratista asignado y al personal propio según sea el caso. Otro tanto hace con las rehabilitaciones y reconexiones de aquellos clientes que han cancelados los saldos pendientes o acordado y plan de pago de su deuda.

La confección de las pautas de financiación de saldos impagos para que posteriormente sean negociados por las Oficinas Comerciales está a cargo del personal de Cancelación de Saldos en Gestión Judicial. Aquí también se analizan las cuentas con medidor retirado e inicia las acciones de intimación que resulten pertinentes para lograr la cobranza por vía extrajudicial. Cuando esas acciones fracasan decide su cobranza por vía judicial o envío a pérdidas.

### **Departamento Distribución**

La Sección Operación y Mantenimiento es quien elabora las acciones que deben emprenderse para la correcta conservación de instalaciones y equipos y efectúa las maniobras que le son ordenadas por el Centro de Control.

El personal de Planificación de Mantenimiento con una base de información elaborada a partir de las intervenciones ocurridas en los equipos y discriminada en correctivo y preventivo confecciona una programación anual en la que se determina la periodicidad de las intervenciones y luego se la va revisando periódicamente para permitir la adecuación de las previsiones anuales a los eventos corrientes. Como diariamente surgen Órdenes de Trabajo para reparaciones de carácter correctivo, con las que se procede a programar los trabajos que sean necesarios.

El Grupo de Mantenimiento MT ejecuta el programa de acciones de mantenimiento preventivo y correctivo elaborado según la metodología expuesta anteriormente. Un Grupo separado tiene a su cargo las tareas de Mantenimiento BT, las cuadrillas encargadas de esta actividad están más concentradas por el aspecto correctivo que por el preventivo, salvo lo cual su accionar es en términos generales el mismo que el desarrollado en el punto anterior.

En situaciones de emergencia este personal se coloca a las órdenes de la Guardia de Reclamos para realizar tareas de mantenimiento de reestablecimiento del servicio. Las actividades de mantenimiento descritas se completan con el personal de guardia que tiene a su cargo la atención de los clientes sin suministro de energía. Este personal recibe las solicitudes, quejas y reclamos telefónicos interpuestos por los clientes durante cada turno de trabajo.

Los reclamos se reciben centralizadamente en el Servicio de Atención Telefónica que lo retransmite al operador despachante de cada zona, quien ordena los reclamos y los asigna en función de la gravedad y mejor aprovechamiento de los móviles disponibles, cada equipo está comunicado con la base en forma permanente y reporta el inicio y finalización de las tareas encomendadas. Se prevé que el supervisor de turno verifique los reclamos cerrados consultando a los clientes si efectivamente fue atendido y problema solucionado.

La Sección Ingeniería y Obras planifica el desarrollo de la red de baja tensión de la zona asignada, nuevos centros de distribución, extensión de alimentadores, etc. y ejecuta las obras correspondientes siendo responsable por la inspección de las mismas. Realiza los proyectos de nuevos suministros mayores de 10KW y de aquellos que requieran extensión de la red.

También asegura el catastro de clientes, su correcta incorporación a las bases de explotación GIS y su completa identidad con la información comercial disponible y los requerimientos del sistema de vinculación cliente-red, realizando las correcciones que para ese efecto fueran necesarias. La dotación y las funciones de esta sección, y en general la de todas las actividades relacionadas con obras, se calcularon suponiendo que las construcciones se hacen con el concurso de terceros.

### **Departamento Inspección de Acometidas**

El esquema propuesto para la Zona se completa con el proceso de Inspección de Acometidas que se desarrolla en forma centralizada para la misma. Este esquema se mantiene para las restantes zonas por lo que el organigrama de este Departamento se repite en las restantes zonas.

El personal de Planificación y Recuperación se encarga de planificar la inspección de acometidas direccionándolas a los clientes de alto riesgo de fraude, controlando el producto de las inspecciones y reprogramando las mismas de ser necesario.

Anomalías en la demanda, tales como consumo cero o quiebre de consumo, son indicadores de prevención en cuanto al comportamiento del cliente y orientan la programación de inspecciones. También se programan inspecciones masivas en zonas seleccionadas por las altas pérdidas no técnicas, para seleccionar estas zonas se individualizan las SET con grandes diferencias entre la salida y la facturación del área servida, luego se hace lo propio con los alimentadores que pertenecen a la misma, y finalmente se ubica el SED con problemas de pérdidas no técnicas.

En el aspecto de Recuperación analiza los casos de fraude constatados y realiza el cálculo de recuperación de energía efectuando la demanda pertinente. Posteriormente evalúa el descargo del cliente, si lo hubiera, y realiza la correspondiente facturación acordando un plan de pago de ser necesario.

La Sección Inspección Residenciales y Rurales realiza su labor de acuerdo a la planificación por el Departamento anterior concentrándose en clientes de ese tipo. A efectos de incrementar la productividad de la Normalización de acometidas se la ha dividido en dos tareas una poco costosa y rápida consistente en verificar el estado de la conexión y marcarla para un trabajo posterior, y la otra más cara consistente en una inspección profunda de las acometidas dudosas y para su posterior normalización de ser necesario.

Las acometidas que se revelaron como dudosas o con problemas son programadas para su normalización por parte de cuadrillas especializadas equipadas con los elementos necesarios para realizar un cambio de bajada y medidor si así se requiere.

La Sección Inspección Demandas Medias y Grandes realiza esencialmente una tarea similar a la de la anterior en todos sus aspectos solo que aplicada a ese segmento tarifario. Si bien para las medianas demandas se sigue manteniendo la separación en inspección y normalización, dada la característica de los clientes de Grandes Demandas la separación no se justifica económicamente pues la inspección debe ser tan completa que incluye la normalización si así fuera el caso.

### **Funciones de las Administraciones de Distribución**

En todas las Administraciones la estructura es similar, de la misma dependen tres supervisores que cubren las actividades comerciales, operación y mantenimiento, y obras; aunque esta última solo se incluye en la Región principal y a parte de la suya cubre las necesidades de las restantes Administraciones.

En el caso de Administraciones pequeñas donde por su dimensión no se justifique la existencia de supervisores las funciones se distribuyen entre los empleados hasta cubrir las horas disponibles, con lo que cada uno de los dependientes realiza múltiples funciones y no mantienen una especialización que encarecería el servicio.

El conjunto Oficinas Comerciales indica los puntos de contacto comerciales previstos para la Región, en ellos se desarrollan todas las actividades concernientes a esta especialidad. Las mismas se ocupan de recibir al cliente que solicita una conexión nueva, y una vez cumplida la tramitación de alta ordenar al contratista la colocación del medidor.

Si se trata de una conexión con obra o de un pedido de potencia importante el pedido va a la unidad de Ingeniería y Obras que cubre la misma zona quién elabora el proyecto, y prepara la contratación de la mano de obra.

Se atienden y evacuan los reclamos típicos del área. La dotación asignada a la caja no es constante ya que en los horarios de pico se suplementa la dotación de base asignada para esta función. La función de este grupo se completa con todas las actividades de gestión de saldos impagos desde el vencimiento hasta la cancelación o baja del cliente. También realizan la supervisión de los contratistas de lectura y distribución, y la resolución de las correspondientes anomalías.

La Sección Operación y Mantenimiento es responsable por la correcta conservación de instalaciones y equipos, tanto en MT como en BT y efectúa las maniobras que le son ordenadas por el Centro de Control.

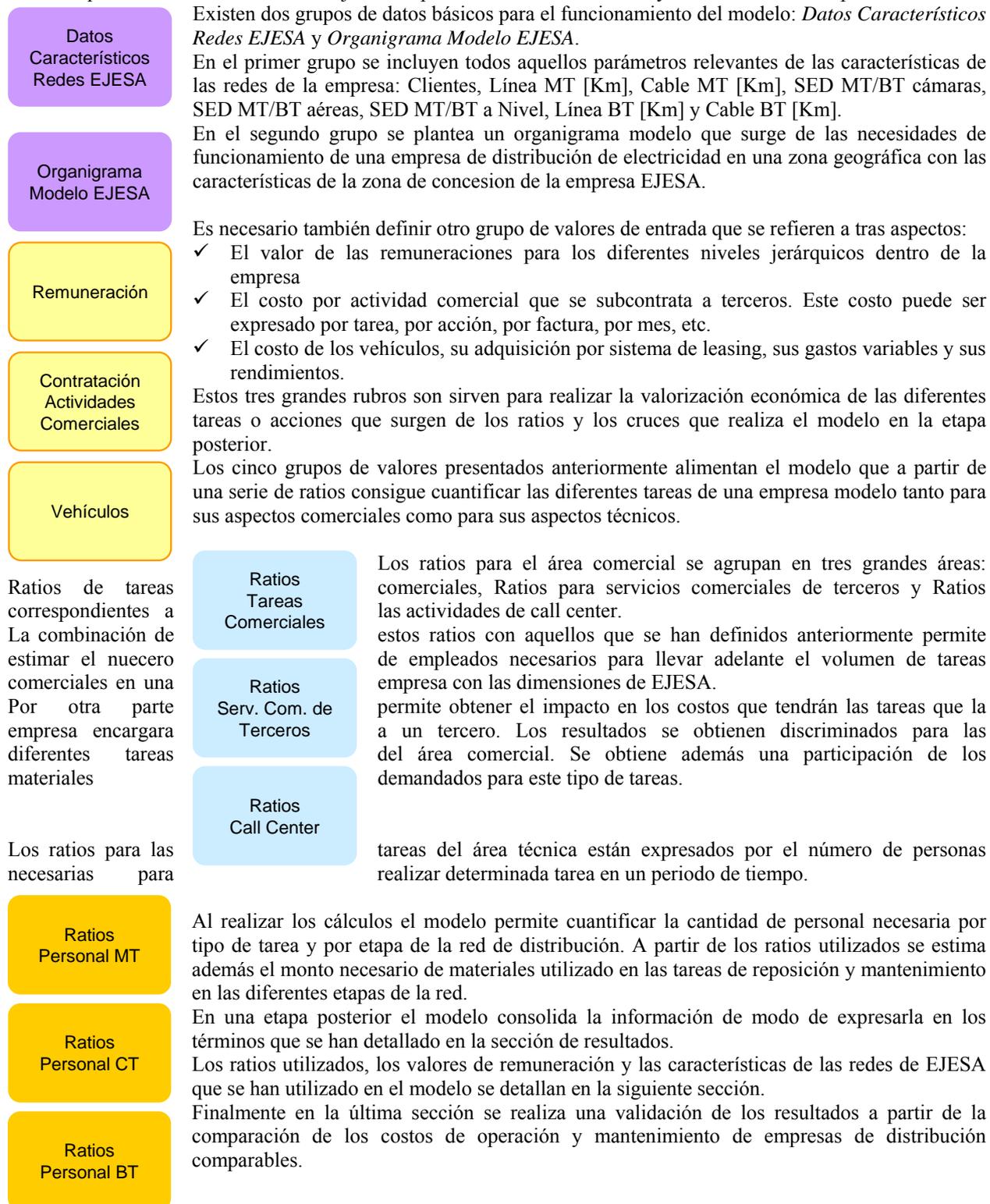
El personal procede a los trabajos programados en forma diaria en base al plan anual y las tareas eventuales de correctivo. La atención de los clientes sin suministro de energía según los reclamos telefónicos interpuestos por los clientes durante cada turno de trabajo, está a cargo de un grupo específico para esta función.

Como en el caso de Capital los reclamos se reciben centralizadamente y son derivados a la Región correspondiente, donde se despacha el trabajo y se verifica su cumplimiento. En situaciones de emergencia este personal se coloca a las órdenes de Asistencia Técnica para realizar tareas de mantenimiento correctivo.

La Sección Ingeniería y Obras planifica el desarrollo de la red de su Zona, prepara el anteproyecto y participa en la ejecución de las obras correspondientes como responsable por la inspección de las mismas. Realiza los proyectos de NN.SS. mayores de 10KW y de aquellos que requieran extensión de la red. También asegura el catastro de clientes, su correcta incorporación a las bases de explotación y su completa identidad con la información comercial disponible y los requerimientos del sistema de vinculación cliente-red, realizando las correcciones que para ese efecto fueran necesarias.

## Descripción Del Modelo

En esta sección se realizará una descripción de las diferentes entradas al modelo como así también cuales son los cálculos que el modelo realiza con el objetivo de poder determinar los costos y la dotación de la empresa modelo.



## Ratios Y Participación Del Contratista

### Ratios Comerciales

Ratios Actividad Comercial	
<b>Lectura / día</b>	370
<b>Distribución de Facturas / día</b>	518
<b>Caja (Facturas Cobradas / día)</b>	400
<b>Gestión Cobranza</b>	
Saldos / día	330
Suspensiones / día	27
Verificaciones / día	27
Cortes / día	15
Rehabilitaciones / día	21
Reconexiones / día	12
Resueltas / día	20
<b>Conexiones (Promedio / día)</b>	12
<b>Inspecciones</b>	
Residenciales / día	120
Medianas Demandas / día	30
Grandes Demandas / día	4
<b>Normalizaciones</b>	
Residenciales / día	12
Medianas Demandas / día	6

Call Center Llamadas / Cliente-año	
Comerciales	0.634
Distribución	0.766
<b>TOTAL</b>	<b>1.400</b>

Participación Contratista Comercial	
<b>Atención al Cliente</b>	
Atención al Cliente	50%
Conexiones	100%
Call Center	100%
<b>Lectura</b>	<b>100%</b>
<b>Facturación y Reparto</b>	<b>100%</b>
<b>Cobranza</b>	<b>100%</b>
<b>Gestión Saldos Morosos</b>	<b>100%</b>
<b>Recuperación de Energía</b>	<b>100%</b>
<b>Tarifas y Grandes Clientes</b>	<b>0%</b>

## Ratios Técnicos

### Ratios Actividad Distribución

Redes MT Hombres-año / 100 Km	
<b>Lineas</b>	
Operación	0.350
Mantenimiento	1.300
Trabajos con Tensión	0.250
<b>Cables</b>	
Operación	0.034
Mantenimiento	0.576

CT Hombres-año / Ud.	
<b>Cámaras</b>	
Operación	0.100
Mantenimiento	1.150
<b>Aéreas</b>	
Operación	0.060
Mantenimiento	1.050
<b>Monoposte</b>	0.200

Redes BT Hombres-año / 100 Km	
<b>Lineas</b>	0.700
<b>Cables</b>	1.350

### Participación Contratista Técnico

Red MT - O&M	90%
Red MT - TCT	100%
CT MT/BT	100%
Red BT - O&M	90%
Guardia Reclamos BT	75%
Ingeniería y Planificación	0%

### Costos de Personal y Contratistas

<b>Costo Anual del Personal Propio</b>	
<b>Miles de \$ / año</b>	

N-1	Gerente General	391.0
N-2	Gerente	210.8
N-3	Subgerente	156.0
N-4	Jefe Departamento	87.0
N-5	Jefe Sección	62.7
N-6	Profesional	41.1
N-7	Supervisor/Empleado	30.1
N-8	Capataz/Operario	29.0

<b>Valor Anual Contratista Comercial</b>	
<b>\$ / Hombre-año</b>	

Inspección	\$ 24,980
Mora	\$ 24,980
Conexiones	\$ 24,980
Lectura	\$ 24,980

<b>Valor Anual Contratista Técnico</b>	
<b>\$ / Hombre-año</b>	

Línea MT	\$ 42,791
Cable MT	\$ 44,275
SED MT/BT	\$ 41,681
Red BT	\$ 39,454
Guardia de Reclamos	\$ 45,209
Trabajos con Tensión MT	\$ 47,062

Debido al impacto que tienen estos valores en el resultado del modelo merecen un párrafo especial. Estos valores se ajustan a los resultados de un estudio realizado por el consultor que se circunscribió al análisis de empresas prestatarias del servicio público de electricidad en la República Argentina con el objetivo de determinar los valores vigentes en sus remuneraciones.

Sobre la base de los Datos Característicos de las Empresas (cantidad de cliente, km de redes de MT, número de SET, etc), se han calculado los indicadores del tipo de prestación en cuanto a la densidad de clientes, dotación de personal en relación a la cantidad de clientes y energía operada, además del tipo de mercado en cuanto al consumo por cliente.

Los valores que se muestran más arriba son el resultado de considerar, a partir de los indicadores calculados, las empresas comparables a EJESA y se han tomado las remuneraciones promedio resultantes de dichas empresas.

En cuanto a los costos por actividad comerciales los ratios utilizados han sido los siguientes:

<b>Costo de Actividades Comerciales Contratadas</b>		
<b>\$ / acción</b>		
Call Center	\$ / llamada	0.595
Lectura T1 zona urbana	\$ / lectura	0.554
Lectura T1 zona rural	\$ / lectura	0.554
Lectura MD y GD	\$ / lectura	3.000
Impresión facturas	\$ / factura	0.026
Distribución facturas z.urbana	\$ / factura	0.554
Distribución facturas z.rural	\$ / factura	0.554
Distribución facturas MD	\$ / factura	0.882
Cobranza en bancos	\$ / talón	0.870
Cobranza Tarjeta de Crédito	\$ / talón	0.686
Cobranza otros canales	\$ / talón	0.778
Cobranza en Of.Comerciales	\$ / talón	0.167
Seg.y Transporte Caudales	\$ / mes	4,754
Verificación de Corte	\$ / acción	5.07
Corte suministr	\$ / acción	12.87
Rehabilitación	\$ / acción	9.19
Reconexión	\$ / acción	16.08
Inspección PD zona urbana	\$ / acción	5.03
Normalización PD urbana	\$ / acción	23.21
Inspección zona rural	\$ / acción	10.48
Normalización rural	\$ / acción	30.95
Inspección MD	\$ / acción	12.57
Normalización MD	\$ / acción	46.43
Inspección y Normalización GD	\$ / acción	265.26
Reparación de medidores	\$ / medidor	12.20

### Costos de Vehículos

<b>Costo Anual Vehículos (leasing)</b>	
<b>\$ / año</b>	
Sedan Full Size	\$ 29,967
Utilitario Liviano	\$ 31,337
Pickup 4x4 doble cabina	\$ 46,968
Camiones	\$ 57,571
Hidroelevador	\$ 71,716
Hidroelevador Aislado	\$ 92,472
Equipos - excavadoras	\$ 73,798
Equipos - grúas	\$ 125,687

<b>Valores Base utilizados para el cálculo del Costo Anual de Vehículos</b>						
Tipo de Vehículo	Recorrido Km/año	Valor \$	Consumo \$/año	Mant. \$/año	Seg. y Imp. \$/año	Cubiertas \$/año
Sedan Full Size	60.000	45.000	12.000	4.650	2.250	600
Utilitario Liviano	60.000	60.000	8.182	5.400	3.000	600
Pickup 4x4 doble cabina	50.000	100.000	9.375	8.000	5.000	600
Camiones	30.000	130.000	9.000	10.100	6.500	750
Hidroelevador	10.000	195.000	3.000	11.010	9.750	788
Hidroelevador Aislado	10.000	255.000	3.000	14.010	12.750	788
Equipos - excavadoras	550	165.000	9.900	15.070	8.250	6.820
Equipos - grúas	550	315.000	9.900	22.570	15.750	6.820

Las características técnicas de las redes, el número de clientes y las diferentes instalaciones ingresadas en el modelo se presentan en la siguiente tabla.

	<b>TOTAL EJESA</b>	<b>SAN SALVADOR</b>	<b>QUEBRADA Y PUNA</b>	<b>VALLE Y YUNGAS</b>
Clientes	<b>135.773</b>	71.383	12.540	51.850
Línea MT [Km]	<b>3.161</b>	529	1.117	1.515
Cable MT [Km]	<b>40</b>	26	2	12
SED MT/BT cámaras	<b>42</b>	33	1	8
SED MT/BT aéreas	<b>853</b>	361	61	431
SED MT/BT a Nivel	<b>1.674</b>	240	558	876
Línea BT [Km]	<b>2.433</b>	996	391	1.045
Cable BT [Km]	<b>98</b>	77	1	19

Estos valores surgen de compilar la información provista por la empresa para las diferentes administraciones.

### **Análisis De Empresas Comparables**

La información utilizada para realizar la validación del modelo de costos operativos óptimos de la empresa modelo surge de información pública, resoluciones e información tarifaria, información de páginas web de organismos reguladores y empresas distribuidoras, e información reservada del consultor.

Se listan a continuación algunas de las fuentes utilizadas:

- Entes Reguladores Provinciales
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad
- Adeera
- CIER
- Páginas Web de las Empresas seleccionadas
- Fundación para el Desarrollo Eléctrico – FUNDELEC
- INDEC

### **Selección de Empresas y Resultados**

Las Empresas utilizadas para la auditoría del modelo se han seleccionado considerando aquellas que cuentan con características similares respecto del estado de manejo, criterios de densidad de clientes por km<sup>2</sup> y densidad lineal de demanda por km de Red de MT.

Las Empresas seleccionadas resultaron:

- EDESA
- EDESAL
- EDEERSA
- EDEMSA
- EDSJ

En la siguiente tabla se muestran los ratios que se han considerado con el objetivo de validar las empresas que se proponen para la comparación.

	EDESAL	EDESA	EDEMSA	EDSJ	EDEERSA	EJESA
KVA / km MT	72	123	158	103	52	74
Clientes / km <sup>2</sup>	1,6	1,5	3,0	2,0	4,5	2,6
Energía / CT	258	277	241	189	162	181

Como se puede ver son empresas en las que la distribución de la demanda a lo largo de la red, la densidad de clientes y la demanda promedio de los centros de transformación son comparables.

Para poder mostrar los resultados de la comparación se mencionaran a las empresas con letras genéricas desde la letra A hasta la letra E con el fin de mantener la confidencialidad de la información.

En el siguiente cuadro se presentan los resultados de la validación

		A	B	C	D	E	EJESA
O&M	\$/kW mes	5,6	5,8	6,6	5,5	5,0	8,1
SCL	\$/cit mes	3,6	3,8	7,2	6,0	3,3	5,9
ADM	\$/kW mes	2,4	2,5	3,6	3,6	3,5	4,4
CL/EMPL		538	638	1354	1295	573	722

El modelo evidencia una consistencia respecto de otros valores aprobados para distribuidoras comparables en las últimas revisiones por parte de los entes reguladores.

## ANEXO C: FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

### TARIFA 1 RESIDENCIAL

#### CARGO FIJO

El cargo fijo de la tarifa T1R se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CFT1R = CD\_T1R\_CF/0,975$$

Donde:

La expresión CD\_T1R\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T1R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T1R\_CF = GC\_T1R$$

GC\_T1R: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T1R	5,55799296567583	\$/mes
--------	------------------	--------

#### CARGO VARIABLE 1

El cargo variable para los primeros 135 kWh/mes de la tarifa T1R se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CV1T1R = CAT1RCV1/0,975 + CDT1RCV1/0,975$$

Donde:

La expresión CAT1RCV1 representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo variable CV1 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT1RCV1 = (KEP\_T1R1*PE\_PICO\_T1R + KER\_T1R1*PE\_RESTO\_T1R + KEV\_T1R1*PE\_VALLE\_T1R)*FPE\_CLIBT\_SIST + SOLQ\_T1R + (PPOT\_T1R)*FPP\_CLIBT\_SIST*(1/FC\_T1R1\_SIMMT)$$

KEP\_T1R1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1R con consumos mensuales de hasta 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T1R1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T1R con consumos mensuales de hasta 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T1R1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T1R con consumos mensuales de hasta 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T1R1	0,3390	per unit
KER_T1R1	0,4412	per unit
KEV_T1R1	0,2198	per unit

PE\_PICO\_T1R: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T1R Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T1R Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

PPOT\_T1R: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T1R: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de potencia entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	-------------	----------	----------------	------------------	----------

FC\_T1R1\_SIMMT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1R1 considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de media tensión. El valor del cociente  $1/FC\_T1R1\_SIMMT$  es de 0,00232684351955151 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT1RCV1 representa la incidencia del costo de distribución en el cargo variable CV1 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT1RCV1 = (CD\_T1R / (FC\_T1R\_SIMBT * 8760 / 12)) * RESPO\_T1R1$$

Donde:

CD\_T1R: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T1R1; tendrá un valor de 35,3388963643306 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T1R\_SIMBT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1R considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de baja tensión; tendrá un valor de 0,663009272515683 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

RESPO\_T1R1: Valor que representa la menor incidencia de la potencia de los consumos menores a 135 kWh en los costos medios de distribución de la categoría residencial; tendrá un valor de 0,8500 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

#### CARGO VARIABLE 2

El cargo variable para el excedente de 135 kWh/mes de la tarifa T1R se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CV2T1R = CAT1RCV2 / 0,975 + CDT1RCV2 / 0,975$$

Donde:

La expresión CAT1RCV2 representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo variable CV2 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT1RCV2 = (KEP\_T1R2 * PE\_PICO\_T1R + KER\_T1R2 * PE\_RESTO\_T1R + KEV\_T1R2 * PE\_VALLE\_T1R) * FPE\_CLIBT\_SIST + SOLQ\_T1R + (PPOT\_T1R) * FPP\_CLIBT\_SIST * (1/FC\_T1R2\_SIMMT)$$

KEP\_T1R2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1R con consumos mensuales iguales o mayores de 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T1R2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T1R con consumos mensuales iguales o mayores de 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T1R2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T1R con consumos mensuales iguales o mayores de 135 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T1R2	0,2887	per unit
KER_T1R2	0,4797	per unit
KEV_T1R2	0,2316	per unit

PE\_PICO\_T1R: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T1R Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T1R Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

PPOT\_T1R: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T1R: Valor del sobrepeso del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de potencia entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	-------------	----------	----------------	------------------	----------

FC\_T1R2\_SIMMT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1R1 considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de media tensión. El valor del cociente  $1/FC\_T1R2\_SIMMT$  es de 0,00198701336320812 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT1RCV2 representa la incidencia del costo de distribución en el cargo variable CV2 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT1RCV2 = (CD\_T1R / (FC\_T1R\_SIMBT * 8760 / 12)) * RESPO\_T1R2$$

Donde:

CD\_T1R: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T1R1; tendrá un valor de 35,3388963643306 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T1R\_SIMBT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1R considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de baja tensión; tendrá un valor de 0,663009272515683 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

RESPO\_T1R2: Valor que representa la mayor incidencia de la potencia de los consumos iguales o mayores de 135 kWh en los costos medios de distribución de la categoría residencial; tendrá un valor de 1,28366820729952 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

### **TARIFA 1 GENERAL**

#### **CARGO FIJO**

El cargo fijo de la tarifa T1G se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CFT1G = CD\_T1G\_CF / 0,975$
-------------------------------

Donde:

La expresión CD\_T1G\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T1G; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T1G\_CF = GC\_T1G$$

GC\_T1G: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T1G	13,5257225742683	\$/mes
--------	------------------	--------

#### **CARGO VARIABLE 1**

El cargo variable para los primeros 250 kWh/mes de la tarifa T1G se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CV1T1G = CAT1GCV1 / 0,975 + CDT1GCV1 / 0,975$
--

Donde:

La expresión CAT1GCV1 representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo variable CV1 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT1GCV1 = (KEP\_T1G1 * PE\_PICO\_T1G + KER\_T1G1 * PE\_RESTO\_T1G + KEV\_T1G1 * PE\_VALLE\_T1G) * FPE\_CLIBT\_SIST + SOLQ\_T1G + (PPOT\_T1G) * FPP\_CLIBT\_SIST * (1/FC\_T1G1\_SIMMT)$$

KEP\_T1G1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1G con consumos mensuales de hasta 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T1G1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T1G con consumos mensuales de hasta 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T1G1: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T1G con consumos mensuales de hasta 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T1G1	0,3157	per unit
KER_T1G1	0,5210	per unit
KEV_T1G1	0,1633	per unit

PE\_PICO\_T1G: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T1G Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T1G Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

PPOT\_T1G: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T1G: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de potencia entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	-------------	----------	----------------	------------------	----------

FC\_T1G1\_SIMMT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1G1 considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de media tensión. El valor del cociente  $1/FC\_T1G1\_SIMMT$  es de 0,00289673711531331 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT1GCV1 representa la incidencia del costo de distribución en el cargo variable CV1 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT1GCV1=(CD\_T1G/(FC\_T1G\_SIMBT*8760/12*))*RESPO\_T1G1$$

Donde:

CD\_T1G: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T1G1; tendrá un valor de 35,4355838808161 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T1G\_SIMBT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1G considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de baja tensión; tendrá un valor de 0,633483482114936 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

RESPO\_T1G1: Valor que representa la menor incidencia de la potencia de los consumos menores a 250 kWh en los costos medios de distribución de la categoría residencial; tendrá un valor de 0,8500 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

## CARGO VARIABLE 2

El cargo variable para el excedente de 250 kWh/mes de la tarifa T1G se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CV2T1G = CAT1GCV2/0,975 + CDT1GCV2/0,975$
--

Donde:

La expresión CAT1GCV2 representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo variable CV2 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT1GCV2 = (KEP\_T1G2*PE\_PICO\_T1G+KER\_T1G2*PE\_RESTO\_T1G+KEV\_T1G2*PE\_VALLE\_T1G)*FPE\_CLIBT\_SIST + SOLQ\_T1G+(PPOT\_T1G)*FPP\_CLIBT\_SIST*(1/FC\_T1G2\_SIMMT)$$

KEP\_T1G2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1G con consumos mensuales iguales o mayores de 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T1G2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T1G con consumos mensuales iguales o mayores de 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T1G2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T1G con consumos mensuales iguales o mayores de 250 kWh; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T1G2	0,2647	per unit
KER_T1G2	0,5285	per unit
KEV_T1G2	0,2068	per unit

PE\_PICO\_T1G: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T1G Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T1G Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

PPOT\_T1G: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T1G: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de potencia entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	-------------	----------	----------------	------------------	----------

FC\_T1G2\_SIMMT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1G1 considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de media tensión. El valor del cociente  $1/FC\_T1G2\_SIMMT$  es de 0,00207420682331077 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

La expresión  $CDT1GCV2$  representa la incidencia del costo de distribución en el cargo variable CV2 de la tarifa R; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT1GCV2=(CD\_T1G/(FC\_T1G\_SIMBT*8760/12*))*RESPO\_T1G2$$

Donde:

CD\_T1G: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T1G1; tendrá un valor de 35,4355838808161 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T1G\_SIMBT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1G considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de baja tensión; tendrá un valor de 0,633483482114936 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

RESPO\_T1G2: Valor que representa la mayor incidencia de la potencia de los consumos iguales o mayores de 250 kWh en los costos medios de distribución de la categoría residencial; tendrá un valor de 1,10728041690866 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

## **TARIFA 1 ALUMBRADO PÚBLICO**

### **CARGO VARIABLE**

El cargo variable de la tarifa T1AP se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CVT1AP = CAT1APCV/0,975 + CDT1APCV/0,975$
--

Donde:

La expresión  $CAT1APCV$  representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo variable CV de la tarifa AP; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT1APCV = (KEP\_T1AP*PE\_PICO\_T1AP+KER\_T1AP*PE\_RESTO\_T1AP+KEV\_T1AP*PE\_VALLE\_T1AP)*FPE\_CLIBT\_SIST + SOLQ\_T1AP+(PPOT\_T1AP)*FPP\_CLIBT\_SIST*(1/FC\_T1AP\_SIMMT)$$

KEP\_T1AP: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T1AP; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T1AP: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T1AP; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T1AP: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T1AP; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T1AP	0,4545	per unit
KER_T1AP	0,0000	per unit
KEV_T1AP	0,5455	per unit

PE\_PICO\_T1AP: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T1AP: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T1AP: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

PPOT\_T1AP: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T1AP: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de potencia entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit	FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	-------------	----------	----------------	------------------	----------

FC\_T1AP\_SIMMT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1AP considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de media tensión. El valor del cociente  $1/FC\_T1AP\_SIMMT$  es de 0,00256410256410256 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT1APCV representa la incidencia del costo de distribución en el cargo variable CV de la tarifa AP; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT1APCV = CD\_T1AP / (FC\_T1AP\_SIMBT * 8760 / 12^*)$$

Donde:

CD\_T1AP: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T1AP; tendrá un valor de 35,4355838808161 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T1AP\_SIMBT: Valor que representa el factor de carga de la categoría tarifaria T1AP considerando la potencia simultánea en el ingreso a la red de baja tensión; tendrá un valor de 0,534246575342466 y no está sujeto a modificación hasta el próximo período tarifario.

## **TARIFA 2 MEDIANAS DEMANDAS**

### **CARGO FIJO**

El cargo fijo de la tarifa T2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CFT2 = CD\_T2\_CF / 0,975$
-----------------------------

Donde:

La expresión CD\_T2\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T2; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T2\_CF = GC\_T2$$

GC\_T2: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T2	30,5257225742683	\$/mes
-------	------------------	--------

## CARGO POTENCIA EN PUNTA

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPPT2 = CAT2CPP/0,975$$

Donde:

La expresión CAT2CPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T2 Medianas Demandas; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT2CPP = (PPOT\_T2)*FPP\_CLIBT\_SIST*FS\_T2\_SIMMT$$

PPOT\_T2: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FS\_T2\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T2 Medianas Demandas respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,781148349559279 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

## CARGO POTENCIA MÁXIMA

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPMT2 = CDT2CPM/0,975$$

Donde:

La expresión CDT2CPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T2 Medianas Demandas; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT2CPM = CD\_T2$$

Donde:

CD\_T2: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T2; tendrá un valor de 16,5720813446123 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

## CARGO POR ENERGÍA

El cargo por energía de la tarifa T2 se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CET2 = CAT2CE/0,975$$

Donde:

La expresión CAT2CE representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía de la tarifa T2 Medianas Demandas; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT2CE = ((KEP\_T2*PE\_PICO\_T2+KER\_T2*PE\_RESTO\_T2+KEV\_T2*PE\_VALLE\_T2) + SOLQ\_T2)*FPE\_CLIBT\_SIST$$

KEP\_T2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T2; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T2; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T2: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T2; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T2	0,2105	per unit
KER_T2	0,5823	per unit
KEV_T2	0,2072	per unit

PE\_PICO\_T2: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T2: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T2: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T2: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

### **TARIFA 3 GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSIÓN**

#### CARGO FIJO

El cargo fijo de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CFT3BT = CD\_T3BT\_CF/0,975$$

Donde:

La expresión CD\_T3BT\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T3BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T3BT\_CF = GC\_T3BT$$

GC\_T3BT: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T3BT	60,5257225742683	\$/mes
---------	------------------	--------

#### CARGO POTENCIA EN PUNTA

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPPT3BT = CAT3BTCPP/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3BTCPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T3BT Grandes Demandas en BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3BTCPP = (PPOT\_T3BT)*FPP\_CLIBT\_SIST*FS\_T3BT\_SIMMT$$

PPOT\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP CLIBT SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FS\_T3BT\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T3BT Grandes Demandas en baja tensión respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,952575826610089 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

#### CARGO POTENCIA MÁXIMA

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPMT3BT = CDT3BTCPP/0,975$$

Donde:

La expresión CDT3BTCPPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T3BT Grandes Demandas en BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT3BTCPPM = CD\_T3BT$$

Donde:

CD\_T3BT: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3BT; tendrá un valor de 15,9911103346839 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

#### CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE PUNTA

El cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CEPT3BT = CAT3BTCEP/0,975$
-----------------------------

Donde:

La expresión CAT3BTCEP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3BT Grandes Demandas en BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3BTCEP = (PE\_PICO\_T3BT + SOLQ\_T3BT)*FPE\_CLIBT\_SIST$$

PE\_PICO\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3BT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

#### CARGO POR ENERGÍA EN HORAS RESTANTES

El cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CERT3BT = CAT3BTCER/0,975$
-----------------------------

Donde:

La expresión CAT3BTCER representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3BT Grandes Demandas en BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3BTCER = (PE\_RESTO\_T3BT + SOLQ\_T3BT)*FPE\_CLIBT\_SIST$$

PE\_RESTO\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de resto, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3BT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

#### CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE VALLE

El cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3BT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CEVT3BT = CAT3BTCEV/0,975$
-----------------------------

Donde:

La expresión CAT3BTCEV representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3BT Grandes Demandas en BT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3BTCEV = (PE\_VALLE\_T3BT + SOLQ\_T3BT)*FPE\_CLIBT\_SIST$$

PE\_VALLE\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3BT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

### **TARIFA 3 GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSIÓN**

#### CARGO FIJO

El cargo fijo de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CFT3MT = CD\_T3MT\_CF/0,975$$

Donde:

La expresión CD\_T3MT\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T3MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T3MT\_CF = GC\_T3MT$$

GC\_T3MT: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T3MT	300,525722574268	\$/mes
---------	------------------	--------

#### CARGO POTENCIA EN PUNTA

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPPT3MT = CAT3MTCPP/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3MTCPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T3MT Grandes Demandas en MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3MTCPP = (PPOT\_T3MT)*FPP\_CLIMT\_SIST*FS\_T3MT\_SIMMT$$

PPOT\_T3MT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP CLIMT SIST	1,047	per unit
----------------	-------	----------

FS\_T3MT\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T3MT Grandes Demandas en media tensión respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,952575826610089 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

### CARGO POTENCIA MÁXIMA

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CPMT3MT = CDT3MTCPM/0,975$$

Donde:

La expresión CDT3MTCPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T3MT Grandes Demandas en MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT3MTCPM = CD\_T3MT$$

Donde:

CD\_T3MT: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3MT; tendrá un valor de 7,19829156246307 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

### CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE PUNTA

El cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CEPT3MT = CAT3MTCEP/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3MTCEP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3MT Grandes Demandas en MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3MTCEP = (PE\_PICO\_T3MT + SOLQ\_T3MT)*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_PICO\_T3MT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3MT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

### CARGO POR ENERGÍA EN HORAS RESTANTES

El cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CERT3MT = CAT3MTCER/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3MTCER representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3MT Grandes Demandas en MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3MTCER = (PE\_RESTO\_T3MT + SOLQ\_T3MT)*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_RESTO\_T3MT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de resto, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3MT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE VALLE

El cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3MT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CEVT3MT = CAT3MTCEV/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3MTCEV representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3MT Grandes Demandas en MT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3MTCEV = (PE\_VALLE\_T3MT + SOLQ\_T3MT)*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_VALLE\_T3MT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T3MT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

## TARIFA 2E MEDIANAS DEMANDAS ESTACIONALES

### CARGO FIJO

El cargo fijo de la tarifa T2E se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CFT2E = CD\_T2E\_CF/0,975$$

Donde:

La expresión CD\_T2E\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T2E; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T2E\_CF = GC\_T2E$$

GC\_T2E: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC T2E	30,5257225742683	\$/mes
--------	------------------	--------

### CARGO POR ENERGÍA

El cargo por energía de la tarifa T2E se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CET2E = CAT2ECE/0,975 + CDT2ECE/0,975$$

Donde:

La expresión CAT2ECE representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía de la tarifa T2E Medianas Demandas Estacionales; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT2ECE = (((KEP\_T2E*PE\_PICO\_T2E+KER\_T2E*PE\_RESTO\_T2E+KEV\_T2E*PE\_VALLE\_T2E)+SOLQ\_T2E)*FPE\_CLIBT\_SIST + (3/4)*(PPOT\_T2)*FPP\_CLIBT\_SIST/(FC\_T2E*8760/12))*FREDUC\_T2E$$

KEP\_T2E: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T2E; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T2E: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T2E; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T2E: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T2E; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T2E	0,2105	per unit
KER_T2E	0,5823	per unit
KEV_T2E	0,2072	per unit

PE\_PICO\_T2E: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T2E: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T2E: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T2E: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

PPOT\_T2: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FC\_T2E: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T2E Medianas Demandas Estacionales; este valor es 0,200939940979057 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T2E: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T2E Medianas Demandas Estacionales en los costos del servicio; este valor es 0,851404879615574 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT2ECE representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por energía de la tarifa T2E Medianas Demandas Estacionales; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT2ECE = ( CD\_T2E / (FC\_T2E * 8760 / 12) ) * FREDUC\_T2E$$

Donde:

CD\_T2E: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T2E; tendrá un valor de 16,5720813446123 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T2E: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T2E Medianas Demandas Estacionales; este valor es 0,200939940979057 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T2E: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T2E Medianas Demandas Estacionales en los costos del servicio; este valor es 0,851404879615574 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

### **TARIFA 3BTE GRANDES DEMANDAS EN BT ESTACIONALES**

#### **CARGO FIJO**

El cargo fijo de la tarifa T3BTE se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CFT3BTE = CD\_T3BTE\_CF / 0,975$
-----------------------------------

Donde:

La expresión CD\_T3BTE\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T3BTE\_CF = GC\_T3BTE$$

GC\_T3BTE: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T3BTE	60,5257225742683	\$/mes
----------	------------------	--------

#### **CARGO POR ENERGÍA EN PUNTA**

El cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3BTE se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{CET3BTEp} = \text{CAT3BTECEp}/0,975 + \text{CDT3BTECE}/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3BTECEp representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de punta de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT3BTECEp} = ((\text{PE\_PICO\_T3BT} + \text{SOLQp\_T3BT}) * \text{FPE\_CLIBT\_SIST} + (3/4) * (\text{PPOT\_T3BT}) * \text{FPP\_CLIBT\_SIST} / (\text{FC\_T3BTE} * 8760 / 12)) * \text{FREDUC\_T3BTE}$$

PE\_PICO\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQp\_T3BT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía en horas de punta correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

PPOT\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT3BTECE representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por energía de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CDT3BTECE} = (\text{CD\_T3BTE} / (\text{FC\_T3BTE} * 8760 / 12)) * \text{FREDUC\_T3BTE}$$

Donde:

CD\_T3BTE: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3BTE; tendrá un valor de 15,9911103346839 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE Medianas Demandas Estacionales; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

**CARGO POR ENERGÍA EN RESTO**

El cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3BTE se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{CET3BTEr} = \text{CAT3BTECEr}/0,975 + \text{CDT3BTECE}/0,975$$

Donde:

La expresión CAT3BTECEr representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de resto de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT3BTECEr} = ((\text{PE\_RESTO\_T3BT} + \text{SOLQr\_T3BT}) * \text{FPE\_CLIBT\_SIST} + (3/4) * (\text{PPOT\_T3BT}) * \text{FPP\_CLIBT\_SIST} / (\text{FC\_T3BTE} * 8760 / 12)) * \text{FREDUC\_T3BTE}$$

PE\_RESTO\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de resto, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQr\_T3BT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía en horas de resto correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

PPOT\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT3BTECE representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por energía de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT3BTECE = ( CD\_T3BTE / (FC\_T3BTE*8760/12) ) * FREDUC\_T3BTE$$

Donde:

CD\_T3BTE: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3BTE; tendrá un valor de 15,9205424363774 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

#### CARGO POR ENERGÍA EN VALLE

El cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3BTE se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CET3BTEv = CAT3BTECEv/0,975 + CDT3BTECE/0,975$
---

Donde:

La expresión CAT3BTECEv representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de valle de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT3BTECEv = ((PE\_VALLE\_T3BT+SOLQv\_T3BT)*FPE\_CLIBT\_SIST + (3/4)*(PPOT\_T3BT)*FPP\_CLIBT\_SIST/(FC\_T3BTE*8760/12))*FREDUC\_T3BTE$$

PE\_VALLE\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQv\_T3BT: Valor del sobrepeso del abastecimiento de energía en horas de valle correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

PPOT\_T3BT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

La expresión CDT3BTECE representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por energía de la tarifa T3BTE; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CDT3BTECE} = (\text{CD\_T3BTE} / (\text{FC\_T3BTE} * 8760 / 12)) * \text{FREDUC\_T3BTE}$$

Donde:

CD\_T3BTE: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T3BTE; tendrá un valor de 15,9205424363774 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

FC\_T3BTE: Valor que representa el factor de carga propio de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE; este valor es 0,227456484174148 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FREDUC\_T3BTE: Valor que representa la menor incidencia de los clientes de la categoría tarifaria T3BTE en los costos del servicio; este valor es 0,914654649289142 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

#### CARGO POR ENERGÍA EN HORARIO ÚNICO

En la alternativa que se aplicara un cargo por energía único sin discriminar los tramos horarios, el correspondiente cargo se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$\text{CET3BTE} = \text{CET3BTEp} * 0,19 / 0,975 + \text{CET3BTEr} * 0,63 / 0,975 + \text{CET3BTEv} * 0,18 / 0,975$
---

Donde:

Las expresiones CET3BTEp, CET3BTEr, y CET3BTEv se calcularán en un todo de acuerdo a lo expresado y dispuesto en este Procedimiento.

#### **TARIFA 4 FTT MEDIANAS DEMANDAS**

##### CARGO FIJO

El cargo fijo de la tarifa T4FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$\text{CFT4FTT} = \text{CD\_T4FTT\_CF} / 0,975$
---

Donde:

La expresión CD\_T4FTT\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T4FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CD\_T4FTT\_CF} = \text{GC\_T4FTT}$$

GC\_T4FTT: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC T4FTT	30,5257225742683	\$/mes
----------	------------------	--------

##### CARGO POTENCIA EN PUNTA

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T4FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$\text{CPPT4FTT} = \text{CAT4FTT} * \text{CPP} / 0,975$
---

Donde:

La expresión CAT4FTT\*CPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T4FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT4FTT} * \text{CPP} = (\text{PPOT\_T2} * (\text{FPP\_CLIBT\_SIST} - 1) + \text{CUST\_T4FTT} * \text{FPP\_CLIBT\_SIST}) * \text{FS\_T4FTT\_SIMMT} + \text{CUST}$$

PPOT\_T4FTT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

CUST\_T4FTT: Valor del precio correspondiente al uso de los sistemas de transporte externos a la distribuidora, calculado según se indica en este Procedimiento

FS\_T4FTT\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T4FTT respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,781148349559279 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

#### CARGO POTENCIA MÁXIMA

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T4FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CPMT4FTT = CDT4FTT CPM / 0,975$
----------------------------------

Donde:

La expresión CDT4FTT CPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T4FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT4FTT CPM = CD\_T4FTT$$

Donde:

CD\_T4FTT: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T4FTT; tendrá un valor de 16,5720813446123 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

#### CARGO POR ENERGÍA

El cargo por energía de la tarifa T4FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CET4FTT = CAT4FTT CE / 0,975$
--------------------------------

Donde:

La expresión CAT4FTT CE representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía de la tarifa T4FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT4FTT CE = ((KEP\_T4FTT * PE\_PICO\_T4FTT + KER\_T4FTT * PE\_RESTO\_T4FTT + KEV\_T4FTT * PE\_VALLE\_T4FTT) * (FPE\_CLIBT\_SIST - 1) + SOLQ\_T4FTT * FPE\_CLIBT\_SIST$$

KEP\_T4FTT: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de punta de la categoría T4FTT; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KER\_T4FTT: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas restantes de la categoría T4FTT; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEV\_T4FTT: Valor adimensional que representa la participación del consumo en horas de valle de la categoría T4FTT; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

KEP_T4FTT	0,2105	per unit
KER_T4FTT	0,5823	per unit
KEV_T4FTT	0,2072	per unit

PE\_PICO\_T4FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_RESTO\_T4FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas restantes, calculado según se indica en este Procedimiento.

PE\_VALLE\_T4FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T4FTT: Valor del sobrepeso del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

**TARIFA 5 FTT GRANDES DEMANDAS EN BAJA TENSIÓN****CARGO FIJO**

El cargo fijo de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CFT5FTT = CD\_T5FTT\_CF/0,975$
---------------------------------

Donde:

La expresión CD\_T5FTT\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T5FTT\_CF = GC\_T5FTT$$

GC\_T5FTT: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T5FTT	60,5257225742683	\$/mes
----------	------------------	--------

**CARGO POTENCIA EN PUNTA**

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CPPT5FTT = CAT5FTT CPP/0,975$
--------------------------------

Donde:

La expresión CAT5FTT CPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT5FTT CPP = ( PPOT\_T3BT*(FPP\_CLIBT\_SIST-1) + CUST\_T5FTT*FPP\_CLIBT\_SIST ) * FS\_T5FTT\_SIMMT + CUST$$

PPOT\_T5FTT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP_CLIBT_SIST	1,148784105	per unit
----------------	-------------	----------

FS\_T5FTT\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T5FTT respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,952575826610089 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

CUST\_T5FTT: Valor del precio correspondiente al uso de los sistemas de transporte externos a la distribuidora, calculado según se indica en este Procedimiento

**CARGO POTENCIA MÁXIMA**

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CPMT5FTT = CDT5FTT CPM/0,975$
--------------------------------

Donde:

La expresión CDT5FTT CPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT5FTT CPM = CD\_T5FTT$$

Donde:

CD\_T5FTT: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T5FTT; tendrá un valor de 15,9911103346839 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE PUNTA

El cargo por energía en horas de punta de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{CEPT5FTT} = \text{CAT5FTTCEP}/0,975$$

Donde:

La expresión CAT5FTTCEP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de punta de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT5FTTCEP} = \text{PE\_PICO\_T5FTT} * (\text{FPE\_CLIBT\_SIST} - 1) + \text{SOLQ\_T5FTT} * \text{FPE\_CLIBT\_SIST}$$

PE\_PICO\_T5FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T5FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS RESTANTES

El cargo por energía en horas de resto de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{CERT5FTT} = \text{CAT5FTTCER}/0,975$$

Donde:

La expresión CAT5FTTCER representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de resto de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT5FTTCER} = \text{PE\_RESTO\_T5FTT} * (\text{FPE\_CLIBT\_SIST} - 1) + \text{SOLQ\_T5FTT} * \text{FPE\_CLIBT\_SIST}$$

PE\_RESTO\_T5FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de resto, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T5FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE VALLE

El cargo por energía en horas de valle de la tarifa T5FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{CEVT5FTT} = \text{CAT5FTTCEV}/0,975$$

Donde:

La expresión CAT5FTTCEV representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de valle de la tarifa T5FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$\text{CAT5FTTCEV} = \text{PE\_VALLE\_T5FTT} * (\text{FPE\_CLIBT\_SIST} - 1) + \text{SOLQ\_T5FTT} * \text{FPE\_CLIBT\_SIST}$$

PE\_VALLE\_T5FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T5FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIBT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en baja tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIBT_SIST	1,12172620685573	per unit
----------------	------------------	----------

**TARIFA 6 FTT GRANDES DEMANDAS EN MEDIA TENSIÓN****CARGO FIJO**

El cargo fijo de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CFT6FTT = CD\_T6FTT\_CF/0,975$
---------------------------------

Donde:

La expresión CD\_T6FTT\_CF representa la incidencia del costo de distribución en el cargo fijo CF de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CD\_T6FTT\_CF = GC\_T6FTT$$

GC\_T6FTT: Valor que representa el gasto de comercialización; este valor se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

GC_T6FTT	300,525722574268	\$/mes
----------	------------------	--------

**CARGO POTENCIA EN PUNTA**

El cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CPPT6FTT = CAT6FTT CPP/0,975$
--------------------------------

Donde:

La expresión CAT6FTT CPP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por capacidad de suministro en horas de punta de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT6FTT CPP = (PPOT\_T6FTT * (FPP\_CLIMT\_SIST - 1) + CUST\_T6FTT * FPP\_CLIMT\_SIST) * FS\_T6FTT\_SIMMT$$

PPOT\_T6FTT: Valor del precio del abastecimiento de potencia y servicios, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPP\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPP CLIMT SIST	1,047	per unit
----------------	-------	----------

FS\_T6FTT\_SIMMT: Valor que representa el factor de simultaneidad entre las demandas individuales de los clientes de la categoría tarifaria T6FTT respecto de la entrada a las redes de media tensión; este valor es 0,952575826610089 y no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

**CARGO POTENCIA MÁXIMA**

El cargo por máxima capacidad de suministro contratada de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CPMT6FTT = CDT6FTT CPM/0,975$
--------------------------------

Donde:

La expresión CDT6FTT CPM representa la incidencia del costo de distribución en el cargo por máxima capacidad de suministro de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CDT6FTT CPM = CD\_T6FTT$$

Donde:

CD\_T6FTT: Valor que representa el costo de distribución de la tarifa T6FTT; tendrá un valor de 7,19829156246307 \$/kW-mes y se recalculará según la metodología y oportunidades establecidas en el presente procedimiento.

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE PUNTA

El cargo por energía en horas de punta de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CEPT6FTT = CAT6FTTCEP/0,975$
-------------------------------

Donde:

La expresión CAT6FTTCEP representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de punta de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT6FTTCEP = PE\_PICO\_T6FTT*(FPE\_CLIMT\_SIST-1) + SOLQ\_T6FTT*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_PICO\_T6FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de punta, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T6FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS RESTANTES

El cargo por energía en horas de resto de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión

:

$CERT6FTT = CAT6FTTCER/0,975$
-------------------------------

Donde:

La expresión CAT6FTTCER representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de resto de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT6FTTCER = PE\_RESTO\_T6FTT*(FPE\_CLIMT\_SIST-1) + SOLQ\_T6FTT*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_RESTO\_T6FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de resto, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T6FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

## CARGO POR ENERGÍA EN HORAS DE VALLE

El cargo por energía en horas de valle de la tarifa T6FTT se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$CEVT6FTT = CAT6FTTCEV/0,975$
-------------------------------

Donde:

La expresión CAT6FTTCEV representa la incidencia del costo de abastecimiento en el cargo por energía en horas de valle de la tarifa T6FTT; se calcula de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

$$CAT6FTTCEV = PE\_VALLE\_T6FTT*(FPE\_CLIMT\_SIST-1) + SOLQ\_T6FTT*FPE\_CLIMT\_SIST$$

PE\_VALLE\_T6FTT: Valor del precio del abastecimiento de energía en horas de valle, calculado según se indica en este Procedimiento.

SOLQ\_T6FTT: Valor del sobreprecio del abastecimiento de energía correspondiente a la atención de la generación aislada en La Quiaca, calculado según se indica en este Procedimiento.

FPE\_CLIMT\_SIST: Valor que representa el factor de pérdidas de energía entre el nivel de clientes atendidos en media tensión y la entrada a las redes en media tensión; este valor no se ajustará hasta el próximo período tarifario.

FPE_CLIMT_SIST	1,03845257342657	per unit
----------------	------------------	----------

**ANEXO D: LEY N° 4.888****MARCO REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD ELECTRICA  
DE LA PROVINCIA DE JUJUY****CAPITULO I  
OBJETO**

**ARTICULO 1.-** El presente ordenamiento regula las actividades de Generación, Transporte no interconectado con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI), Distribución Concentrada, Sistema Aislados y Sistemas Dispersos de Energía Eléctrica en todo el territorio de la Provincia de Jujuy.

**ARTICULO 2.-** El presente marco regulador tiene por objeto establecer las reglas generales relativas a la prestación y control de los servicios y actividades definidos en el artículo precedente, con el objeto de mejorar la calidad del servicio eléctrico, extender los beneficios de la electricidad a la población rural dispersa, aplicar tecnologías no convencionales, desarrollando pequeños emprendimientos hidroeléctricos, aprovechando también las fuentes de energía eólica y solar, y, fundamentalmente, adoptando unidades de operación dimensionadas una escala óptima y capaz de minimizar los costos de producción y distribución, promoviendo el abaratamiento de tarifas y la defensa del usuario.

**ARTICULO 3.-** Caracterízase como Servicio Público a la Distribución regular y continua de energía eléctrica para atender las necesidades indispensables y generales de los usuarios que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente.

**ARTICULO 4.-** Caracterízase también como Servicio Público de Energía Eléctrica:

- 1.- El Transporte de Energía Eléctrica sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI) y la Distribución de Electricidad.
- 2.- La Generación Aislada destinada total o parcialmente a abastecer de Energía Eléctrica a usuarios aislados o dispersos dentro de un área territorial determinada.

**ARTICULO 5.-** A los fines del presente ordenamiento, el Mercado de Distribución Eléctrica Provincial se estructurará de la siguiente manera:

- a) Sistema de Distribución Concentrada.
- b) Sistema de Distribución Aislada.
- c) Sistema de Distribución Dispersa.

**ARTICULO 6.-** Se denominará:

- a) Sistema de Distribución Concentrada o Interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SAI), aquél que goza con los beneficios de poder acceder a la oferta, reserva y precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)
- b) Sistema de Distribución Aislada, aquel que se caracteriza por la prestación de un servicio público destinado a satisfacer necesidades de usuarios ubicados en zonas no conectadas a la Distribución Concentrada, con posibilidades ciertas de ser conectadas al Sistema Interconectado Provincial.
- c) Sistema de Distribución Dispersa, aquel que se caracteriza por la prestación de un Servicio Público destinado a satisfacer necesidades de usuarios no comprendidos en los sistemas antes definidos.

**CAPITULO II  
JURISDICCION PROVINCIAL**

**ARTICULO 7.-** Declárase de jurisdicción provincial los Sistemas de Distribución Concentrada, los Sistemas de Distribución Aislados, los Sistemas de Distribución Dispersa, las Centrales Hidroeléctricas y la Generación Aislada de Energía Eléctrica, en un todo de acuerdo a los Artículos 121 y 75 Inc. 13) de la Constitución Nacional y los Artículos 6, 11 y 35 de la Ley Nacional N° 15.336.

**ARTICULO 8.-** El ejercicio por particulares de las actividades relacionadas con el Transporte sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI), Distribución Concentrada, Sistemas Aislados y Sistemas Dispersos de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial requerirá el otorgamiento de una concesión por parte del Poder Ejecutivo Provincial. La generación aislada deberá contar con una autorización del Poder Ejecutivo Provincial y estará sujeta a las regulaciones de la Autoridad de Aplicación. El Poder Ejecutivo Provincial tendrá a su cargo la ejecución de las políticas energéticas en la jurisdicción provincial, las que estarán orientadas a satisfacer el interés general de la población en forma armónica con el desarrollo económico y demográfico de la Provincia.

En ejercicio de tales facultades le compete:

- a) Dictar los reglamentos y normas técnicas que regirán la prestación de los servicios de generación, transporte y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que apliquen los prestadores sean justas y razonables.
- b) Velar por los intereses de los usuarios, protegiendo y reglamentando el ejercicio de sus derechos y obligaciones, de acuerdo a la legislación pertinente.

- c) Ejercer el Poder de Policía en todo el sistema de jurisdicción provincial, a través de la Autoridad de Aplicación.
- d) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad mediante metodologías y mecanismos tarifarios apropiados.
- e) Alentar el estudio y la investigación científica en materia energética en sus diversas posibilidades y manifestaciones.
- f) Promover la realización de inversiones de capital en generación, transporte y distribución de energía, asegurando la libre competencia del mercado para el mejoramiento y abaratamiento de los servicios y que tiendan a garantizar el suministro a largo plazo.
- g) Promover la operación, confiabilidad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de energía.
- h) Determinar los cuadros tarifarios iniciales, y sus modificaciones a través de la Autoridad de Aplicación, de conformidad a las normas de la Ley N° 4653 y del Capítulo VII Tarifas de esta Ley.
- i) Planificar la expansión del Sistema Eléctrico Provincial.

ARTICULO 9.- La Generación, el Transporte, la Distribución Concentrada, Aislada y Dispersa de Energía Eléctrica en jurisdicción provincial deberán ser preferentemente realizados por personas jurídicas privadas según la modalidad y disposiciones del presente ordenamiento. La provincia, por sí o a través de terceros, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales en el caso de que, habiéndose llevado a cabo las acciones tendientes a la privatización de los servicios, no existieren oferentes a los que pueda adjudicarse la prestación de dichos servicios o las ofertas realizadas no satisfagan las condiciones técnicas y económicas exigidas.

### **CAPITULO III** **JURISDICCION MUNICIPAL**

ARTICULO 10.- Declárase de jurisdicción municipal las redes de alumbrado público existentes en la jurisdicción de cada municipio, como así también el espacio aéreo y subterráneo y los espacios públicos afectados a la infraestructura del alumbrado público en cada jurisdicción, de conformidad a las disposiciones de los Artículos 178 y 189 Inc. 4) de la Constitución Provincial.

### **CAPITULO IV** **AGENTES ELECTRICOS PROVINCIALES**

ARTICULO 11.- Serán agentes de la actividad eléctrica provincial y sujetos a la jurisdicción de la provincia:

- A. - Generadores provinciales no incorporados al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en condición de tales:
- B. - Transportistas de energía que no estén involucrados en la administración de instalaciones que comprometan el abastecimiento a otras provincias y no comprendidos en las regulaciones nacionales.
- C. - Distribuidores.
- D. - Usuarios regulados.
- E. - Usuarios no regulados.

ARTICULO 12.- Se considera Generador Provincial a quién, siendo titular de una Central Eléctrica Adquirida, instalada o explotada en los términos de este ordenamiento, coloque su producción en forma total o parcial en el Sistema Eléctrico Provincial con contratos entre partes únicamente y siempre que no revista el carácter de ser actor reconocido el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en los términos de la Ley Nacional N° 24.065.

Los Generadores Provinciales deberán celebrar contratos de suministro directamente con el distribuidor y grandes usuarios no regulados. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

La actividad de los Generadores Provinciales, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público, será considerada de interés general.

ARTICULO 13.- Se considera Transportista a quién siendo titular de la concesión del servicio provincial de energía eléctrica es responsable total o parcialmente de la transmisión y transformación desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por el distribuidor o usuarios no regulados.

ARTICULO 14.- Se considera Distribuidor a quién es responsable de abastecer a usuarios finales de su área de concesión que no puedan contratar su suministro en forma independiente conforme lo establecido en el Artículo 17. En los casos de los Sistemas de Distribución Aislados o dispersos, el Distribuidor podrá explotar centrales de generación convencional o no convencionales a los fines de la distribución, en el ámbito de su jurisdicción.

**ARTICULO 15.-** Se considera Usuario Regulado o final de un distribuidor, a la persona física o jurídica que reciba de dicho operador el abastecimiento de energía eléctrica en las condiciones determinadas en el respectivo contrato de concesión.

**ARTICULO 16.-** Se considera usuario No Regulado a quién reúna las condiciones necesarias para ser reconocido como gran usuario del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en los términos de la Ley Nacional N° 24.065 y, sus reglamentaciones.

Los usuarios No regulados sólo podrán asegurar la cobertura de su demanda mediante, contratos libremente pactados en el Mercado Eléctrico (MEM), con la distribuidora que corresponda y/o con generadores provinciales.

La reglamentación establecerá los módulos de potencia de energía y demás parámetros técnicos que caracterizarán a los usuarios no regulados sometidos a jurisdicción provincial.

Ninguna categorización ni regulación contenida en la presente Ley o sus normas complementarias o reglamentarias podrá interpretarse como impeditiva o restrictiva en forma alguna del acceso de un usuario no regulado al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y de su efectivo abastecimiento cuando éste opte por realizar transacciones en dicho mercado.

## **CAPITULO V** **CONCESIÓN DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS**

**ARTICULO 17.-** La generación, transporte y distribución de energía eléctrica será realizada por empresas del sector privado a las que el Poder Ejecutivo Provincial les haya otorgado una concesión de conformidad con lo dispuesto por la presente Ley.

Dada la condición de monopolio natural de las actividades de distribución y en lo pertinente para las actividades de generación y transporte, su regulación a través del pliego de bases y condiciones y demás documentación que integren el contrato de concesión deberá consistir fundamentalmente en la fijación de:

- a) Las condiciones generales y específicas de cada concesión, los derechos y obligaciones inherentes a la misma.
- b) Las condiciones de uso y ocupación del dominio público o privado del Estado Provincial cuando fuere pertinente.
- c) La delimitación de la zona que el concesionario está obligado a atender.
- d) La potencia, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse, así como sus modificaciones o ampliaciones, lo que en todo momento deberá adaptarse al incremento de la demanda en la zona.

El contrato de concesión podrá obligar al distribuidor a extender o ampliar las instalaciones cuando ello resulte conveniente a las necesidades del Servicio Público. En este caso los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme a lo dispuesto en el Artículo 55 de esta Ley.

- e) El plazo para la iniciación y terminación de las obras e instalaciones.
- f) Las garantías que debe prestar el concesionario según lo determine las reglamentaciones.
- g) Las causales de extinción de la concesión, sin perjuicio de lo dispuesto sobre el particular en la presente Ley.
- h) Las condiciones en que se transferirán al Estado o al nuevo concesionario los bienes afectados a la concesión en el caso de extinción de la misma por cualquier causa.
- i) Las obligaciones y derechos de los concesionarios en especial, el nivel de calidad en la prestación del servicio y la continuidad de los mismos.
- j) La afectación de los bienes destinados a la actividades de la concesión y propiedad de los mismos, en especial, el régimen de las instalaciones costeadas por los usuarios.
- k) El derecho de constituir las servidumbres necesarias a los fines de la concesión.
- l) El régimen tarifario de precios y peajes, y de suministro.
- ll) El régimen de infracciones y sanciones.
- m) Los procedimientos para las tramitaciones de quejas y reclamos de los usuarios, conforme a los principios del artículo 73 de la Constitución Provincial.
- n) La exigencia de cumplir con las obligaciones laborales de conformidad con la legislación vigente.

**ARTICULO 18.-** Las concesiones del Servicio Público de Energía Eléctrica serán por cuenta y riesgo de la concesionaria.

**ARTICULO 19.-** El Poder Ejecutivo Provincial deberá llamar a Licitación Pública Nacional e Internacional para la concesión de los Servicios Públicos de Energía Eléctrica.

**ARTICULO 20.-** La tarea específica de Operación Técnica de los Servicios de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica deberá estar a cargo de una sociedad que cuente con los antecedentes e idoneidad que la califique a tal fin en los términos del Pliego de Licitación.

ARTICULO 21.- El plazo de concesión será de un máximo de sesenta (60) años y será dividido en periodos de gestión de diez (10) años cada uno renovables, de acuerdo con las pautas que se establezcan en el pliego de licitación y en el contrato de concesión.

La Autoridad de Aplicación procederá a revalidar la actuación de la sociedad inversora a través de la oferta pública del paquete accionario de dicha sociedad, para lo cual el titular del paquete otorgará mandato irrevocable.

La Autoridad de Aplicación establecerá el procedimiento para el cálculo tarifario, con la metodologías de modificación del mismo, y los nuevos parámetros de calidad de servicios que se aplicarán durante el siguiente período de gestión.

El titular del paquete mayoritario de la sociedad concesionaria tendrá derecho a ofertar en el concurso en las condiciones que establezca el pliego de condiciones. Este concurso deberá efectuarse con iguales exigencias como mínimo a las establecidas en el pliego original.

ARTICULO 22.- El área de concesión de la distribución concentrada se define incluyendo la totalidad del territorio de la Provincia de Jujuy, con exclusión de los sistemas dispersos expresamente identificados por la Autoridad de Aplicación. El Poder Ejecutivo Provincial transferirá el ciento por ciento (100%) del paquete accionario de las sociedades concesionarias. A tal fin llamará Licitación Pública Nacional e Internacional para la venta del noventa por ciento (90%) del paquete accionario, compuesto por el cincuenta y uno por ciento (51%) en acciones clase "A" nominativas, no endosables y no transferibles y, el treinta y nueve por ciento (39%) restante en acciones clase "B" no endosables y de libre disponibilidad.

Dentro de los treinta (30) días posteriores al acto de adjudicación a la mejor oferta, la Institución Sindical que represente mayoritariamente a los agentes de EJESA y de EJSEDSA, podrá optar por adquirir, al mismo precio y condiciones de la mejor oferta, el treinta por ciento (30%) del Capital accionario en acciones clase "B". De ejercer esta opción deberá hacer el pago correspondiente en las mismas condiciones y plazos establecidos en el pliego licitatorio para la adquisición del paquete mayoritario. De lo contrario, la opción caducará automáticamente y sin necesidad de interpelación alguna. El diez por ciento (10%) restante de las acciones de las sociedades se destinará a un Programa de Propiedad Participada (PPP) como derecho que ostenta el trabajo como factor de la producción en cabeza de los trabajadores en actividad por su participación en el crecimiento de la empresa desde su creación hasta el presente y asegura la participación de los trabajadores en el Directorio de la empresa con un representante. Ante cualquier incremento del capital deberá mantenerse la proporción asignada a cada clase accionaria.

ARTICULO 23.- Los Pliegos de Bases y Condiciones establecerán las reglas de Licitación Pública destinada a la transferencia en conjunto del noventa por ciento (90%) del Capital Social de las sociedades concesionarias al sector privado. La adjudicación se realizará a favor del oferente que, previamente calificado por sus antecedentes de aptitud técnica y patrimonial: a) ofrezca la mayor cantidad de dinero por el paquete accionario de la distribuidora concentrada; o b) solicite el menor subsidio por usuario para operar el sistema disperso a la tarifa fijada por la Autoridad de Aplicación para ello. En este caso, además, el concesionario se obligará a dar suministro a todos los usuarios excluidos del sistema concentrado que lo requieran y se encuadren dentro de las normas establecidas por la Autoridad de Aplicación para ser beneficiados por este servicio subsidiado, en las condiciones de calidad mínimas establecidas por el pliego y el contrato de concesión.

ARTICULO 24.- La concesión se extinguirá por:

- 1.- Vencimiento del plazo contractual, con más las prórrogas que se hubieren otorgado conforme a esta Ley.
- 2.- Incumplimiento grave de disposiciones legales, reglamentarias de la Autoridad de Aplicación o contractuales.
- 3.- Atrasos reiterados e injustificados en el cumplimiento de las inversiones anuales o metas convenidas.
- 4.- Renuncia o abandono imputable del servicio por el concesionario que la Autoridad de Aplicación podrá presumir si deja de prestarse el servicio por un lapso continuo o discontinuo por año calendario que supere los promedios de cortes producidos en los últimos cinco (5) años, respectivamente, en tanto se produzcan por causas imputables al concesionario.
- 5.- Si por causas que le son imputables al concesionario no tome posesión del servicio en la fecha establecida en el contrato de concesión como toma de posesión.
- 6.- Venta, cesión, transferencia bajo cualquier título o constitución de gravámenes respecto de los bienes afecta dos al servicios, en violación de las disposiciones del contrato de concesión.
- 7.- Reiterada violación al Reglamento del Usuario.
- 8.- La modificación del objeto social de la sociedad concesionaria, o cualquier transferencia de acciones realizada en violación al contrato de concesión.
- 9.- La pérdida de control y/o responsabilidad de la gestión por parte del operador.
- 10.- La falta de constitución de renovación o de reconstitución de la garantía del Contrato o de los seguros establecidos por el Contrato de Concesión.
- 11.- Cualquier incumplimiento doloso del concesionario, que derivase en la comisión de un delito de acción pública en perjuicio del servicio, del concedente o de la Autoridad de Aplicación.

La rescisión procederá en el caso de hechos que derivasen en la dictado de prisión preventiva de cualquiera de los directivos del concesionario o de personal superior por la presunta comisión de un delito de acción pública en perjuicio del servicio del concedente o de la Autoridad de Aplicación.

12.- Quiebra, liquidación sin quiebra, disolución de la sociedad, concurso preventivo de acreedores cuando afectare el cumplimiento de las obligaciones esenciales emergentes del contrato de concesión o el Juez del concurso no permita su continuación, afectación de garantías de pago a favor de los acreedores que hagan imposible cumplir con el contrato de concesión.

13.- Reticencia u ocultamiento reiterado de información que el concesionario deba proveer a la Autoridad de Aplicación.

**ARTICULO 25.-** Configurada alguna de las causales señaladas en el artículo anterior, la Autoridad de Aplicación dispondrá la intervención y administración provisional del servicio, por sí o a través de terceros, limitándose la administración a disponer lo necesario, hasta tanto se otorgue una nueva concesión del servicio, para mantener la correcta operatividad del sistema eléctrico.

**ARTICULO 26.-** Con una antelación no menor a ciento ochenta (180) días a la extinción de la concesión por cualquier causa, el Poder Ejecutivo Provincial iniciará un nuevo procedimiento de selección para adjudicar el servicio de distribución eléctrica.

En el caso que el Poder Ejecutivo provincial, por razones excepcionales debidamente fundadas, considere la necesidad de prorrogar la concesión, podrá extender la concesión de los servicios por un plazo no mayor de dos (2) años y por única vez.

**ARTICULO 27.-** Si no se puede otorgar la nueva concesión antes de la fecha de extinción de la anterior, el Poder Ejecutivo Provincial podrá exigir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor a doce (12) meses contados a partir de la fecha original de finalización de la concesión anterior.

**ARTICULO 28.-** Los bienes que el concesionario reciba para la prestación del servicio y lo que se incorporaren en cumplimiento del contrato de concesión y pliego de licitación integrarán un conjunto denominado "Unidad de Afectación", deberán ser mantenidos y renovados de modo de asegurar las óptimas condiciones de operación conforme a las exigencias del pliego de bases y condiciones y del contrato de concesión. La Unidad de Afectación en su conjunto deberá ser restituida sin cargo al concedente al momento de la extinción de la concesión, en buen estado de conservación y operatividad.

La "Unidad de Afectación" constituye un "patrimonio de afectación" y no es prenda común de los acreedores del concesionario. El Estado Provincial mantiene la nula propiedad y concede el uso y goce de los bienes que la integran en las condiciones y con las limitaciones impuestas en la presente Ley en el pliego de bases y condiciones.

Los bienes que el concesionario reciba del Estado Provincial, deben estar considerados e individualizados en los instrumentos contractuales. Dichos bienes son aquellos exclusivamente necesarios para la prestación de servicios y que están directamente vinculados con el mismo y no integran el patrimonio del concesionario.

El concesionario ejercerá la administración y mantenimiento de dichos bienes y realizará las renovaciones periódicas que correspondan según las naturalezas y características de cada tipo de bien y las necesidades del servicio, efectuando las inversiones e innovaciones tecnológicas que fueran necesarias y/o convenientes.

El concesionario será responsable de la correcta administración, uso y conservación de los bienes, así como de todas las obligaciones y riesgos inherentes a su operación, administración, mantenimiento, adquisición y construcción con los alcances que se estipulen el contrato de concesión correspondiente.

Los valores resultantes y el detalle de los bienes que se entregan deben determinarse en los pliegos de bases y condiciones y el valor resultante a la fecha del acto licitatorio más lo que incorporare el concesionario en cumplimiento del pliego de licitación y del contrato de concesión deberán restituirse sin cargo a la autoridad concedente al momento de finalizar la concesión cualquiera fuere la causa de la misma. Previo al llamado de licitación deberán adoptarse los recaudos necesarios a fin de lograr la registración de los bienes destinados a la Unidad de Afectación a nombre del Estado Provincial.

**ARTICULO 29.-** Al extinguirse la concesión, los bienes que integren la "Unidad de Afectación" serán entregados a una nueva sociedad que será titular de una nueva concesión de dicho servicio y cuyo paquete será vendido a un único adquirente por un procedimiento similar al aplicado para privatizar dicha actividad.

## **CAPITULO VI** **DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES ELECTRICOS**

**ARTICULO 30.-** Los Distribuidores, con independencia de aquellas situaciones que sean objeto de una regulación específica indicada en el pliego de licitación y en el contrato de concesión, tendrán los siguientes derechos y obligaciones:

- 1.- Realizar propuestas y colaborar en la planificación del Sistema Eléctrico Provincial con el Poder Ejecutivo Provincial.
- 2.- Realizar propuestas y colaborar en la planificación de los sistemas de alumbrado público con los municipios respectivos.
- 3.- Planificar, proyectar, ejecutar, mantener y explotar las obras e instalaciones necesarias para regular técnicamente, conducir, distribuir y proveer energía eléctrica en los puntos de toma de los usuarios, con arreglo a las condiciones que se fijan en este ordenamiento y de las demás normas que sean de aplicación.
- 4.- Abonar a la Autoridad de Aplicación la tasa de fiscalización y control que ésta establezca.
- 5.- Informar a los usuarios con la anticipación indicada en el reglamento que se dicte al efecto, todo tipo de cortes o restricciones programados en el servicio de energía eléctrica.
- 6.- Crear y mantener permanentemente actualizado un catastro de redes y de usuarios debidamente correlacionados.
- 7.- Suspender el servicio de energía eléctrica a los usuarios y anular las conexiones que se encuentren en contravención a las normas vigentes, en los casos que determine el Poder Ejecutivo Provincial en el Reglamento de Suministro que dicte al efecto, el que deberá ser ampliamente difundido.
- 8.- Solicitar a la Autoridad de Aplicación la actualización de las tarifas conforme lo determina la presente Ley, el pliego de condiciones y bases y el contrato de concesión respectivo.
- 9.- Cumplir las normas sobre procedimientos de lectura, facturación, cobranzas y registración de acuerdo a las disposiciones que establezca la Autoridad de Aplicación.
- 10.- Cumplir las disposiciones y resoluciones emanadas por la Autoridad de Aplicación en casos de controversia de agentes entre sí, y de agentes con usuarios.
- 11.- Poner a disposición de la Autoridad de Aplicación todos los documentos e información necesaria que ésta requiera, para verificar el cumplimiento de la presente Ley, del contrato de concesión y de toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto la misma realice.

ARTICULO 31.- Los Transportistas sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI) tendrán los siguientes derechos y obligaciones:

- 1.- Realizar propuestas y colaborar en la planificación del Sistema Eléctrico Provincial con el Poder Ejecutivo Provincial.
- 2.- Planificar, mantener y explotar las obras e instalaciones necesarias para transportar, transformar y regular técnicamente la energía eléctrica que reciba o entregue en los puntos de interconexión de los usuarios del Sistema de Transporte Provincial, con arreglo a las condiciones que se fijan en este ordenamiento y en las demás normas que sean de aplicación.
- 3.- Abonar a la Autoridad de Aplicación la tasa de fiscalización y control que ésta establezca.
- 4.- Informar a sus usuarios, con la anticipación indicada en el reglamento que se dicte al efecto, todo tipo de cortes o restricciones programados en el servicio de transporte de energía eléctrica.
- 5.- Suspender el servicio de transporte de energía eléctrica a los usuarios y anular las conexiones que se encuentren en contravención a las normas vigentes, en los casos que determine el Poder Ejecutivo Provincial en el Reglamento de Transporte que dicte al efecto.
- 6.- Solicitar a la Autoridad de Aplicación la actualización de las tarifas conforme lo determina la presente Ley, el pliego de bases y condiciones y el contrato de concesión respectivo.
- 7.- Cumplir las disposiciones y resoluciones emanadas por la Autoridad de Aplicación en casos de controversias de agentes entre sí y de agentes con usuarios.
- 8.- Poner a disposición de la Autoridad de Aplicación todos los documentos e información necesaria que ésta requiera, para verificar el cumplimiento de la presente Ley, del contrato de concesión y de toda norma aplicable, sometiéndose a los requerimientos que a tal efecto la misma realice.

ARTICULO 32.- Ningún agente que actúe en el carácter de Generador Aislado, Transportista sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI) o Distribuidor, podrá comenzar la construcción o ampliación de las instalaciones u obras, sin autorización de la Autoridad de Aplicación, previo cumplimiento de las normativas y procedimientos que dictará sobre la materia, tendiente a la obtención de un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación.

Cualquier persona física o jurídica podrá acudir a la Autoridad de Aplicación para denunciar u oponerse fundadamente a las acciones no autorizadas por dicho organismo. La Autoridad de Aplicación podrá ordenar la suspensión de dichas acciones hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento de la autorización respectiva, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder.

ARTICULO 33.- Ningún agente que actúe en el carácter de Transportista sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI) o Distribuidor, podrá abandonar total o parcialmente las instalaciones destinadas a la generación, transporte o distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo sin contar con la autorización expresa de la Autoridad de Aplicación, quien sólo le otorgará la misma después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarias para la prestación del servicio público, ni en el momento de decidirlo ni en el futuro previsible, en el plazo que determine la reglamentación.

ARTICULO 34.- Los Generadores Aislados, los Transportistas sin vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SAI) y los Distribuidores de Electricidad están obligados a mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la Seguridad Pública y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que la Autoridad de Aplicación emita a tal efecto, con los índices de calidad técnica establecidos en el pliego de licitación y contrato de concesión.

Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realice la Autoridad de Aplicación, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones de equipos o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública. En el caso de los usuarios, regulados y no regulados, la Autoridad de Aplicación, por sí o por terceros, realizará los controles previstos en el párrafo anterior.

ARTICULO 35.- La infraestructura básica, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la Generación, transporte, Distribución Concentrada, Sistema Aislados y Dispersos de Energía Eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección y preservación del medio ambiente.

ARTICULO 36.- Las reglamentaciones, técnicas, normas y demás disposiciones aplicables a la protección de las cuencas hídricas y los ecosistemas originadas en Agua y Energía Eléctrica S.E. y en la dirección de Energía de Jujuy, se considerarán prorrogadas y continuarán en vigencia en cuanto sean compatibles, hasta tanto se dicten y sean aprobados por la Autoridad de Aplicación las reglamentaciones técnicas específicas. Asimismo, se deberán respetar los estándares de emisión de contaminantes vigentes en jurisdicción nacional y provincial y los que se establezcan en el futuro.

ARTICULO 37.- Los Generadores, Transportistas y Distribuidores no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descriptas precedentemente habilitará instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas en la Ley Nacional N° 22.262 -LEY DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA-.

## **CAPITULO VII** **PROVISION DE SERVICIOS ELECTRICOS**

ARTICULO 38.- El Transportista y/o Distribuidor está obligado a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de su sistema. Para el Distribuidor, la capacidad a la que se deberá permitir el acceso será aquella que no esté comprometida para abastecerá la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo con los términos de este ordenamiento. A los fines de este ordenamiento, la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que la Autoridad de Aplicación determine.

ARTICULO 39.- El Distribuidor y el Transportista gozarán de los derechos de servidumbre previstos en las Leyes Nacionales Nros. 15.336 y 19.552 o la ley provincial que se dicte en este sentido. La Autoridad de Aplicación instrumentará la operatoria para la constitución de la misma.

ARTICULO 40.- Ningún Transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso de sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine la Autoridad de Aplicación.

ARTICULO 41.- El Distribuidor responderá a toda solicitud de servicio dentro de los diez (10) días corridos, contados a partir de su recepción, con las excepciones que establezcan los respectivos contratos de concesión.

ARTICULO 42.- Quién requiera un servicio de suministro eléctrico al Distribuidor de Mercado Concentrados, o acceso a su capacidad de Transporte, y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención de la Autoridad de Aplicación, la que resolverá el conflicto, teniendo como objetivo fundamental asegurar el abastecimiento.

ARTICULO 43.- Los requerimientos de suministros de energía eléctrica al Distribuidor de Sistemas Dispersos serán resueltos en el marco de las normas que se establezcan para la expansión y subvención tarifaria de los Sistemas Dispersos. La Autoridad de Aplicación actuará y resolverá sobre pedidos insatisfechos.

ARTICULO 44.- La Autoridad de Aplicación deberá hacer cumplir las especificaciones sobre calidad de servicios establecidas en el pliego de licitación y en el contrato de concesión tanto para los Distribuidores y Transportistas, como para los usuarios que solicitan el servicio.

ARTICULO 45.- El Distribuidor del Mercado Concentrado deberá satisfacer toda la demanda de servicios de electricidad que le sea requerida en los términos de su contrato de concesión, no pudiendo invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad.

ARTICULO 46.- El Transportista no podrá comprar ni vender energía eléctrica. El Transportista no está obligado a efectuar a su cargo las ampliaciones necesarias para enfrentar nuevas solicitudes de servicio de transporte.

ARTICULO 47.- Quién requiera un servicio de suministro eléctrico al Transportista o el libre uso de sus instalaciones, y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones de prestación del servicio requerido, podrá solicitar la

intervención de la Autoridad de Aplicación, la que resolverá el diferendo debiendo tener a tales efectos, como objetivo fundamental, asegurar el abastecimiento de energía eléctrica.

ARTICULO 48.- No podrá negarse a un Transportista o Distribuidor la ocupación de la vía pública cuando así lo requieran las necesidades del servicio. Dicha ocupación se hará bajo las condiciones que establezca la autoridad nacional, provincial o municipal competente.

ARTICULO 49.- No podrá obligarse a un Transportista o Distribuidor a trasladar o modificar sus instalaciones, si no cuando fuere necesario para la ejecución de obras por parte de la Nación, la Provincia o Municipios. En tales casos, los gastos que se originen por la remoción, traslado o modificaciones serán a cargo de los organismos que hubieren solicitado la ejecución de los mismos, los que deberán adecuarse a los estándares que establezca la Autoridad de Aplicación.

ARTICULO 50.- Los concesionarios de los servicios deberán brindar las garantías técnicas que requiere un servicio de la naturaleza de los considerados en la presente Ley, como así también las garantías de solvencia económica que establezcan los pliegos de licitación y el contrato de concesión, de manera tal que responda satisfactoriamente, manteniendo la continuidad del servicio, ante cualquier contingencia técnica que se pueda presentar, como asimismo por la estabilidad, duración, responsabilidad y fortaleza de su organización.

En todos los casos el inversor deber ir acompañado con un Operador Técnico con reconocida trayectoria y experiencia en la prestación del servicio público de iguales o similares características que el concesionario.

## CAPITULO VIII TARIFAS

ARTICULO 51.- Defínese como Tarifa Eléctrica, a la retribución que se cobra por la prestación del servicio de energía eléctrica que se brinda a cualquier persona de carácter público o privado libre de toda carga impositiva, no pudiendo incluirse en la facturación concepto alguno de costos fiscales propios de la actividad comercial del Concesionario.

La tarifa deberá sujetarse a los siguientes principios rectores: igualdad, certeza, razonabilidad, justicia, proporcionalidad, irretroactividad, suficiencia y realidad.

ARTICULO 52.- El cobro de las tarifas por la prestación del servicio de energía eléctrica estará a cargo del concesionario de dicho servicio.

ARTICULO 53.- Los servicios suministrados por los Transportistas y Distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los principios contenidos en la Ley Nacional N° 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias. En tal sentido, deberán asegurar el mínimo costo razonable para los usuarios, compatible con la seguridad y continuidad del abastecimiento.

En el Mercado Concentrado se podrán compensar las diferencias que surjan debido a desventajas geográficas mediante subsidios explícitos, cuidando de no distorsionar las señales de precios, que deberán indicar claramente la inconveniencia de incrementar el consumo en zonas marginales del mercado con costos de suministros elevados.

En el Mercado Disperso, debe tenderse a cubrir fundamentalmente las necesidades energéticas básicas e indispensables de los usuarios - tanto residenciales como de actividades productivas -, desalentando todo consumo por encima de lo razonable dado el alto costo que implica este abastecimiento, contemplando la promoción el arraigo de los pobladores de cada localidad, como así también el fomento de la radicación de pequeñas y medianas empresas en la zona.

ARTICULO 54.- Las tarifas que apliquen los Transportistas y los Distribuidores deberán ser acordes con el estándar de la industria y permitir una razonable tasa de rentabilidad relacionada con la eficiencia y eficacia operativa en el servicio eléctrico que prestan.

ARTICULO 55.- Los contratos de concesión de Transportistas y Distribuidores incluirán un cuadro tarifario, el que ser válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios.

- 1.- Establecer las tarifas que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido. Tales tarifas serán determinadas de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 53 y 54 del presente ordenamiento.
- 2.- La tarifa a aplicar a aquellos usuarios que estén en condiciones de acogerse al régimen nacional de grandes usuarios, no estará regulada y será libremente convenida por las partes.
- 3.- En ningún caso los costos atribuibles al servicio eléctrico prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobrada a otros usuarios.
- 4.- Las tarifas en el Mercado Concentrado, deberán mantener un término que represente el costo del aprovisionamiento mayorista de potencia y energía, afectado por el factor de pérdidas técnicas aceptables que se establezca, con forme estándares nacionales el que ser transferido en forma directa a los usuarios.
- 5.- Los costos de expansión de redes que no fueran financiados con recursos del Fondo Provincial de Energía de Jujuy u otros recursos públicos, los costos de operación, mantenimiento y comercialización considerados en la de terminación tarifaria deberán ajustarse a los estándares aceptados para el mercado eléctrico y deberán

permitir una utilidad razonable al concesionario que preste el servicio con la eficiencia adecuada. Su valor base se establecerá en pesos convertibles y serán invariables durante el período tarifario.

**ARTICULO 56.-** Ningún Distribuidor podrá aplicar diferencia en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro rubro, excepto que aquellas resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro concepto equivalente y previa aprobación de la Autoridad de Aplicación.

**ARTICULO 57.-** Los Distribuidores, dentro del último año del período indicado en el artículo 55 del presente y con sujeción a la reglamentación que dicte la Autoridad de Aplicación, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a los establecido en los artículo 53 y 55 que se propone aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, luego de su aprobación, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

**ARTICULO 58.-** Los Transportistas y Distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por la Autoridad de aplicación. Podrán sin embargo, solicitar a este último, las modificaciones que consideren necesarias si su pedido se basa en circunstancias objetivas, justificada y de excepción. Recibida la solicitud de modificación, la Autoridad de Aplicación dar inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocar a una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones del presente y al interés público.

Celebrada la misma, dictará resolución en el plazo indicado en la legislación vigente al respecto.

**ARTICULO 59.-** Cuando, como consecuencia de procedimiento iniciados de oficio o por denuncia de particulares, la Autoridad de Aplicación considere que existen motivos razonables para alegar que la tarifa de un distribuidor es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al Transportista o Distribuidor, la dará a publicidad y convocará a una audiencia pública con no menos de treinta (30) días de anticipación.

Celebrada la misma, dictará resolución en el plazo indicado en la legislación vigente al respecto.

**ARTICULO 60.-** El Poder Ejecutivo Provincial podrá subsidiar las tarifas de usuarios finales en los términos que resulten de la reglamentación que a tal efecto se dicte, explicitando el mismo en el presupuesto provincial. La aplicación de estos subsidios deberá ser explicitada en el facturación al usuario. El destino de dichos subsidios será especificado por el Poder Ejecutivo Provincial mediante acto administrativo expreso y su control estar a cargo de la Autoridad de Aplicación.

## **CAPITULO IX** **DERECHOS DE LOS USUARIOS**

**ARTICULO 61.-** Todas las personas físicas o jurídicas que habiten o estén establecidas en el territorio de la Provincia tienen derecho a acceder y recibir el suministro de energía eléctrica de acuerdo con sus normas establecidas en el presente ordenamiento y en las normas reglamentarias que se dicten en su consecuencia.

**ARTICULO 62.-** Los usuarios que se encuentren en las zonas comprendidas en cada rea de concesión tienen derecho a:

- 1.- Exigir la prestación del servicio conforme a los niveles de calidad establecidos en el presente ordenamiento, en su reglamentación, en los pliegos de licitación y en el contrato de concesión, reclamando ante el Distribuidor o el Transportista si así no ocurriese.
- 2.- Recurrir a la Autoridad de Aplicación ante el incumplimiento de las obligaciones del concesionario cuando la calidad del servicio que reciben esté por debajo de los niveles establecidos en los Reglamentos de Transporte y de Suministro y los concesionarios no hubiesen atendido sus reclamos. La Autoridad de Aplicación exigirá a los concesionarios el cumplimiento de las obligaciones por ellos asumidas.
- 3.- Ser informados con suficiente detalle sobre los servicios que le son prestados a los efectos de poder ejercer sus derechos como usuarios.
- 4.- Ser informados con antelación suficiente de los cortes de servicio programados.
- 5.- Reclamar el cumplimiento de los planes de mantenimiento y expansión del sistema.
- 6.- Conocer el régimen tarifario aprobado y sus sucesivas modificaciones, previo a su aplicación.
- 7.- Cuestionar fundadamente el cuadro tarifario sujeto a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.
- 8.- Recibir las facturas con suficiente antelación a la fecha de su vencimiento.
- 9.- Denunciar ante la Autoridad de Aplicación cualquier comportamiento u omisión de los concesionarios o sus agentes que pudiera afectar sus derechos, perjudicar los servicios o el medio ambiente, o que considere violatorio del presente ordenamiento o de las reglamentaciones aplicables.

ARTICULO 63.- El Distribuidor deberá habilitar oficinas de reclamos y atención a los usuarios dotadas de personal competente en la materia, en las que se atenderán los pedidos de los mismos, se dará la información que sea requerida y se recibirán y tramitarán los reclamos.

ARTICULO 64.- El Reglamento de suministro obligará al distribuidor y a los usuarios en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles y de calidad de los servicios prestados y de facturación unificada con el Servicio de Agua Potable y Saneamiento, en tanto este servicio sea prestado por organismo estatal o empresa con participación estatal mayoritaria y del servicio de alumbrado público.

ARTICULO 65.- Toda controversia entre el Distribuidor y los Usuarios con motivo del suministro de energía eléctrica deberá someterse a la decisión de la Autoridad de Aplicación en un todo de acuerdo con el presente ordenamiento y el manual de procedimiento que dicte dicho organismo.

## CAPITULO X FONDO PROVINCIAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

ARTÍCULO 66.- Créase el Fondo Provincial de Energía Eléctrica de Jujuy (FOPEJ), el que estará integrado por:

- 1.- Los montos correspondientes a la provincia provenientes del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de tarifas de usuarios finales, previsto en el artículo 70 Inc. b) de la Ley Nacional N° 24.065.
- 2.- Los montos correspondientes a la Provincia provenientes del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI) y todo otro fondo destinado a la inversión en infraestructura en el sector eléctrico.
- 3.- Las rentas que pudieran obtenerse por la colocación transitoria de los recursos del Fondo Provincial de Energía Eléctrica de Jujuy (FOPEJ).
- 4.- Las donaciones, legados, aportes y otros recursos no especificados anteriormente.
- 5.- Los aportes del Estado Provincial.

ARTÍCULO 67.- El Fondo Provincial de Energía Eléctrica de Jujuy (FOPEJ) se destinará, exclusivamente, a constituir el Fondo Provincial de Subsidios Tarifarios (FOPSUT) y el Fondo Provincial de Desarrollo de Infraestructura Eléctrica (FOPDIE). Para cada uno de dichos Fondos se llevarán cuentas separadas.

ARTÍCULO 68.- El Fondo Provincial de Subsidios Tarifarios (FOPSUT) se conformará con:

- 1.- La totalidad de los montos correspondientes al Inc. 1) del Artículo 66 del presente ordenamiento.
- 2.- Una parte de los montos correspondientes a los Inc. 3, 4 y 5 del Artículo 66 de este ordenamiento, la que será fijada por Ley de presupuesto.

ARTÍCULO 69.- El Fondo Provincial de Desarrollo de Infraestructura Eléctrica (FOPDIE) se conformará con:

- 1.- La totalidad de los montos correspondientes al Inc. 2) del Artículo 66 del presente ordenamiento.
- 2.- La parte restante de los montos correspondientes a los Inc. 3, 4 y 5 del Artículo 66 de este ordenamiento, la que será fijada por Ley de Presupuesto.

Los recursos del Fondo Provincial del Desarrollo de Infraestructura Eléctrica (FOPDIE) deberán aplicarse prioritariamente a financiar la expansión del servicio a aquellas poblaciones que no gocen del mismo.

ARTICULO 70.- En los casos que corresponda, el Fondo Provincial de Subsidios Tarifarios (FOPSUT) se aplicará a compensar las diferencias que surjan entre la tarifa reconocida para cada modalidad de consumo y la tarifa subsidiada que debe percibir el distribuidor del usuario en cada caso de acuerdo a los beneficios sociales que establezca el Estado Provincial.

## CAPITULO XI AUTORIDAD DE APLICACIÓN

ARTICULO 71.- Créase en el ámbito del Ministerio de Obras y Servicios Públicos la "Autoridad de Aplicación" de la presente Ley, la que deberá llevar a cabo todas las acciones necesarias para cumplir los objetivos enunciados en la misma. Se regirá por su Ley Orgánica, la que deberá sancionarse dentro de los treinta (30) días de la fecha y deberá contemplar la representación de los municipios.

ARTICULO 72.- Derógase toda norma que se oponga a la presente Ley.

ARTICULO 73.- Comuníquese al Poder Ejecutivo Provincial.

SALA DE SESIONES, SAN SALVADOR DE JUJUY, 14 de marzo de 1996.-

Dr. VICTOR M. LEMME  
Secretario Parlamentario  
Legislatura de Jujuy

Dr. EDUARDO ALFREDO FELLNER  
Vice-Presidente 1°  
A/C. Presidencia  
Legislatura de Jujuy