



E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

PARANA, 25 SEP 2015

VISTO:

La Ley N° 8916/95, el Decreto N° 1300/95, el Decreto N° 734/12 GOB, el Dcto. N° 1859/13 MPyS, los Contratos de Concesión firmados entre el Poder Concedente y las Distribuidoras, los Acuerdos Marcos firmados por la Provincia de Entre Ríos y la Nación dentro del Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctricos en la República Argentina y;

CONSIDERANDO:

Que el segundo Acuerdo Marco dentro del Programa de Convergencia Tarifaria finaliza el 31 de diciembre de 2015;

Que los Acuerdos Marcos firmados por la Provincia de Entre Ríos y la Nación dentro del Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctricos en la RA, en 2014 y en 2015 preveían la realización conjunta entre la Provincia firmante y la Secretaría de Energía de la Nación, de los estudios tendientes a establecer los costos actuales del Valor Agregado de Distribución para las Distribuidoras de la Provincia, los costos estándar y los monómicos de compra teniendo en cuenta las particularidades de cada Jurisdicción y su relación con los de la región a la que pertenece, identificando obras que mejoren la eficiencia de la prestación (erradicando puntos de saturación de abastecimiento o mitigación de pérdidas en la red), y;

Que finalizados los estudios, la Secretaría de Energía en función de los resultados que se obtengan del estudio definirá, de acuerdo con las Provincias, las regiones tarifarias y los precios de referencia definitivos para cada una de ellas o bandas de precios de cada región, en caso de ser precios definitivos de referencia implicará que las Distribuidoras que estén por debajo del Valor Agregado de Distribución de Referencia Regional (VADRR) podrán aumentar las tarifas hasta un valor máximo de VADRR de la región y para las Distribuidoras que superen su VADRR, deberán mantener sus tarifas sin aumentos, hasta la próxima determinación del VADRR de la región;

Que es intención del EPRE contar con valores representativos de la prestación del servicio reflejados en el Valor Agregado de Distribución;





E.P.R.E.

Ente Provincial Regulator de la Energía

RESOLUCION N° 92
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**
EPRE

Que en función de la aplicación de un Cuadro Tarifario Provincial, según lo establecido en el Art. 41 del Dcto. 1300/95 y la inexistencia de compensación entre Distribuidoras, no se cumplen los lineamientos tarifarios establecidos en el Art. 30 de la Ley de Marco Regulatorio;

Que es necesario analizar la conformación de un Fondo Compensador entre Distribuidoras que atienda las diferentes condiciones en la prestación del servicio ante la implementación de un Cuadro Tarifario único;

Que corresponde entonces al EPRE, el dictado de los lineamientos a los que deberán ajustarse las presentaciones de las Distribuidoras;

Que es intención del ENTE, generar un proceso de estandarización de la información técnica estadística, por lo que se propicia a las Distribuidoras a extremar sus esfuerzos para el cumplimiento de los lineamientos, y formatos de la información solicitada;

Que a tal efecto, se fijan los siguientes aspectos a los que deberá ajustarse la presentación;

Que por Decreto N° 4729/13 se ha designado Interventor del Ente, con las facultades y atribuciones exclusivas del Directorio, por ello;

LA INTERVENCION DEL EPRE R E S U E L V E

ARTICULO 1°: Aprobar el ANEXO I que conforman los criterios para el Estudio de Costos de Distribución – VAD, por los motivos expuestos en los considerandos de la presente.

ARTICULO 2°: Establecer como fecha límite para la presentación de Propuestas de las Distribuidoras el día 29 de enero de 2016.

ARTICULO 3°: Aprobar el ANEXO II que conforman los datos mínimos para la elaboración de un modelo de Fondo Compensador entre Distribuidoras que deberá ser remitido al EPRE con características de Declaración Jurada con valores a diciembre de 2014, por los motivos expuestos en los considerandos de la presente.





E.P.R.E.

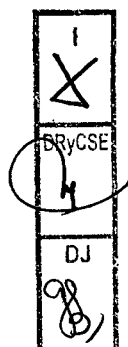
Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

ARTICULO 4°: Establecer como fecha límite para la presentación del ANEXO II el día 30 de Octubre de 2015, a fin de que pueda estar disponible para todas las Distribuidoras.

ARTICULO 5°: Las Distribuidoras deberán extremar sus esfuerzos para posibilitar el cumplimiento de los lineamientos y de los formatos de la información solicitada, a fin de permitir la generación un proceso de estandarización de la información técnica estadística.

ARTICULO 6°: Registrar, notificar al Sr. Secretario de Energía, a las Distribuidoras Eléctricas de Jurisdicción Provincial, publicar en el Boletín Oficial, en la Página Web del EPRE y archivar.



2

Dr. MARCOS RODRÍGUEZ ALLENDE
INTERVENTOR
Ente Provincial Regulador de la Energía (E.P.R.)



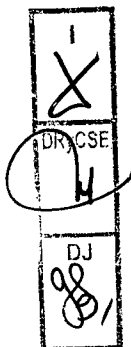
ANEXO I

E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

ESTUDIO DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN-VAD
CRITERIOS PARA LA FORMULACION DE PROPUESTAS

INDICE

1. CONCEPTOS Y CRITERIOS GENERALES	3
1.1. OBJETIVOS	3
1.2. ALCANCES	3
1.3. PRESUPUESTOS MÍNIMOS	4
1.4. PRESENTACIÓN BASE Y SENSIBILIDADES	4
2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO	5
2.1. INTRODUCCIÓN	5
2.2. CRITERIOS PARA LAS PRESENTACIONES	6
3. ESTUDIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO	13
3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	13
3.2. CAMPAÑA DE MEDICIÓN	14
4. EMPRESA MODELO - VNR Y COSTOS OPERATIVOS	14
4.1. INTRODUCCIÓN Y CRITERIOS GENERALES	14
4.2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DISEÑO PRELIMINAR DEL TIPO DE RED	17
4.3. DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA ADAPTADA	19
4.4. COSTOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LA VALORIZACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)	20
4.5. OPTIMIZACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO	21
4.6. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ESTÁNDARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO	23
4.7. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIO	25
4.8. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA	27
4.9. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TÉCNICO	28



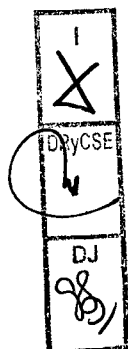


ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

4.10.	OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL Y PÉRDIDAS ESTÁNDARES COMERCIALES	31
4.11.	OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS	33
4.12.	RESULTADOS DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TOTALES	34
5.	CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN	37
6.	CATEGORÍAS TARIFARIAS Y ASIGNACIÓN DE COSTOS	37
6.1.	LINEAMIENTOS BÁSICOS	37
6.3.	EFICIENCIA Y URE	38
7.	ALCANCE DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS OBLIGATORIOS	38
8.	ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA	39
9.	PROCEDIMIENTOS DE AJUSTE DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	39
10.	FONDO COMPENSADOR DISTRIBUIDORAS	40





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

1. CONCEPTOS Y CRITERIOS GENERALES

1.1. OBJETIVOS

El objetivo de este documento es establecer los criterios, lineamientos y parámetros (en adelante las Pautas) que deberán ser respetados por las Distribuidoras que presten el servicio público de distribución de electricidad en el territorio de la provincia de Entre Ríos al formular sus propuestas en el marco del presente estudio de costos del VAD.

En todos los casos en que haya que analizar el VAD en términos de tarifa a usuario final, como ser ingresos de la Distribuidora, estudios de sensibilidad, etc.; para los valores de energía, potencia y transporte extraprovincial serán considerados los actuales presentes en el Cuadro Tarifario Vigente.

1.2. ALCANCES

Las Distribuidoras deberán explicar claramente su propuesta y fundar debidamente cada una de sus partes. Deberá aportar todos los antecedentes, documentos y memorias de cálculo que justifiquen la aplicación de un criterio y/o concepto, valores y resultados, citando claramente las fuentes de información, y nombrando y describiendo los casos concretos y reales en los que se hayan aplicado las metodologías de cálculo propuestas y los valores de referencia invocados. No se aceptarán supuestos que no se encuentren sustentados en aplicaciones prácticas comprobables, y en estudios y desarrollos teóricos publicados.

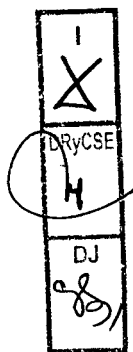
Todo lo propuesto por las Distribuidoras deberá ajustarse estrictamente a lo establecido en el Marco Regulatorio vigente. Si la letra del marco mencionado admitiera más de una interpretación válida, en la propuesta se incluirá todo aquello que respalde y justifique la interpretación sugerida.

La propuesta tendrá un desarrollo comprensible, en un texto principal que no exceda las 100 páginas, al que se agregará la cantidad de anexos que se considere necesaria para una completa exposición, comprensión y justificación de todo lo presentado.

Se adjuntarán todos los modelos de cálculo, planillas y memorias de cálculo que permitan interpretar acabadamente los valores presentados, y que permitan auditar los desarrollos matemáticos propuestos. Los citados desarrollos matemáticos se explicarán con el detalle y la claridad necesarios para facilitar su entendimiento y comprensión.

Se utilizará como moneda de referencia en toda la presentación los pesos argentinos de diciembre de 2014.

En forma complementaria a la presentación del informe, la empresa y sus especialistas realizarán una exposición personalizada, explicando tanto los argumentos, conceptos y criterios involucrados en la presentación, como los resultados obtenidos y su consecuente defensa profesional.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

1.3. PRESUPUESTOS MÍNIMOS

El concepto general que enmarcará las presentaciones de las Distribuidoras es que los Costos de Distribución que se propongan serán justos y razonables conformando tarifas en los términos definidos en la ley N° 8.916 de la provincia de Entre Ríos, tenderán al logro de los objetivos de Política General establecidos en el artículo 2° de la citada y, particularmente, proveerán a las distribuidoras que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de rentabilidad determinada.

Los presupuestos mínimos a considerar serán:

- i) Tal como lo establece el artículo 30 del Decreto N° 1.300/95 (Decreto Reglamentario de la ley N° 8.916), el componente tarifario que remunera la actividad de las concesionarias se denominará costo propio de distribución y estará constituido por el costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas.

El costo económico de las redes se obtendrá integrando los costos de capital asociados a las redes económicas, más los costos eficientes y prudentes de operación y mantenimiento de las mismas, más los gastos de comercialización asociados con los clientes.

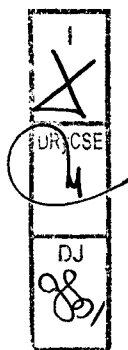
- ii) Los Costos de Distribución considerarán los distintos niveles de tensión en que se presta el servicio, y la participación de cada tipo de usuario en el momento de máxima exigencia de la red de distribución.
- iii) La tasa de rentabilidad será la tasa de actualización que se utiliza para el cálculo de los costos propios de distribución.

1.4. PRESENTACIÓN BASE Y SENSIBILIDADES

Las Distribuidoras realizarán como mínimo una presentación como propuesta que se denominará Presentación Base: y podrán presentar alternativas a la misma.

La Presentación Base se elaborará con los mínimos cambios posibles respecto de los que sustentan la conformación del Cuadro Tarifario vigente de las Distribuidoras.

Para el análisis alternativo se aplicarán criterios, lineamientos y parámetros diferentes a los que sustentan el cálculo del Cuadro Tarifario vigente, los que se fijen como obligatorios en estas Pautas, más los que las distribuidoras creen convenientes y propongan en consecuencia.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

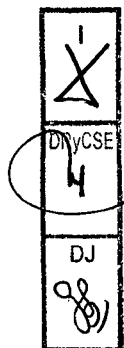
2.1. INTRODUCCIÓN

Se requiere de las Distribuidoras la presentación sistemática de información de carácter técnico, comercial y financiero con el objeto de evaluar su desempeño en el período en que se ha aplicado el Cuadro Tarifario vigente, y que sirve de antecedente al actual estudio del Valor Agregado de Distribución.

Se utilizará como moneda de referencia en toda la presentación los pesos argentinos de diciembre de 2014.

A los efectos enunciados las Distribuidoras deberán recopilar y presentar, como mínimo, la siguiente información:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución en MT y BT, y de AT (transmisión);
- Valor histórico y de reposición de la inversión no eléctrica (activo fijo) para la prestación del servicio de distribución;
- Valor histórico y de reposición de otras inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles afectados al servicio;
- Demanda máxima registrada en las SET AT/MT, en las entradas de AT, en los alimentadores de MT y en las subestaciones MT/BT (especificando el día y la hora del evento);
- Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión, indicando los criterios y premisas considerados en su elaboración;
- Pérdidas reales técnicas y comerciales de potencia y energía de las redes de AT, MT y BT, incluyendo acometidas y medidores;
- Número de usuarios, ventas de energía y de potencia detalladas por categorías tarifarias y tipo de usuarios (regulados y no regulados), codificados por alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Estructura y recursos para la gestión de inversiones;
- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de AT, MT y BT (separadamente), incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- Estructura, recursos y costos de gestión comercial, incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados, alumbrado público (si correspondiera) y cargos fijos;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Ingresos por otros servicios no regulados;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios no regulados;
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales, y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento u otro servicio;
- Organigrama, manual de organización y funciones, y cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
- Índices de asignación a inversión y explotación de costos indirectos de la gerencia central y supervisión;
- Información de zonas históricas o monumentales. Se consideran zonas históricas o monumentales aquellos sectores de la ciudad que poseen un número apreciable de ambientes urbanos monumentales, valor histórico y urbanístico de conjunto que requieren de un tratamiento especial en lo que respecta a la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica con el fin de preservar el patrimonio cultural;

Las Distribuidoras adjuntarán los antecedentes y sustentos que crea pertinentes para validar la existencia, pertinencia y consistencia de la información y los datos reportados.

La información de costos provenientes del sistema contable de las concesionarias deberán corresponder a valores auditados; la información contendrá los costos directos e indirectos.

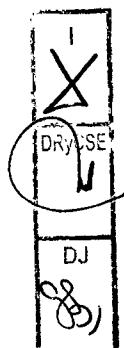
2.2. CRITERIOS PARA LAS PRESENTACIONES

Las Distribuidoras presentarán información de las actividades que se indican a continuación, con el alcance que se señala.

1. Antecedentes contables de las Distribuidoras para cada una de las actividades que se detallan a continuación:

DEFINICIÓN DE ACTIVIDADES

CÓDIGO	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
A1	Compra de Energía	Compra de energía y potencia
A2	Generación	Costos de la actividad de generación
A3	Alta Tensión	Costos de la actividad de transmisión (AT) y transformación (AT/AT y AT/MT)





ANEXO I

E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

A4	Distribución Media Tensión	Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema eléctrico de distribución en MT que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en MT.
A5	Distribución Baja Tensión	O&M del sistema eléctrico de distribución en BT que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en BT
A6	Alumbrado Público	Si correspondiere, las actividades de O&M del sistema eléctrico de distribución que atiende el suministro de alumbrado público
A7	Comercialización	Facturación, cobranza y atención de clientes
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica	Instalación, mantenimiento y reposición de empalmes y equipos de medición
A9	Corte y Reconexión	Cortes, reconexión, retiros y reinstalaciones del suministro eléctrico a los usuarios
A10	Gestión de Inversión en Distribución	Proyectos de distribución, administración, ejecución de obras y recepción de obras
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas	Proyectos otras actividades
A12	Apoyo en Postes	Servicio uso de postes por otras empresas
A13	Otros Servicios No Regulados	Otros servicios no regulados que presta la Empresa, por ejemplo: uso de postes por terceros.
A14	Negocios Financieros	Bolsa, gestiones en instituciones financieras, etc.
A15	Depreciación	Depreciación acumulada del activo fijo
A16	Otras	Actividades distintas a las anteriores
A17	TOTAL	Sumatoria de todas las actividades

2. Antecedentes de la organización, personal, funciones, costos de personal por cargo y tipo, desagregando, por ejemplo, remuneraciones, beneficios, y otros conceptos.



ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

3. Antecedentes de los costos de personal propio y de terceros, los que se efectuarán tomando como referencia la siguiente tabla.

Item	Servicios Tercerizados	Servicios de Terceros			Personal Propio		
		Costo Total Anual (US\$)	Número de Personas	Costo Unitario Anual (US\$/Personal)	Costo Total Anual (US\$)	Número de Personas	Costo Unitario Anual (US\$/Personal)
1	Mantenimiento de Redes (*)						
	Mantto.Sist. Transmisión						
	Mantto. Sist. Distribución Media Tensión						
	Mantto. Sist. Distribución Baja Tensión						
	Ejecución de trabajos con tensión						
2	Mantenimiento de Alumbrado Público						
3	Transporte						
4	Atención Telefónica a Usuarios						
5	Lectura de Medidores						
6	Procesamiento Facturación						
7	Reparto de Facturas						
8	Cobranza						
	Oficinas Empresas						
	Centro Autorizado de Cobranza						
	Bancos						
	Gestores de cobranza						
9	Recojo de Dinero						
10	Distribución Motorizada de Correspondencia						
11	Vigilancia						
12	Arrendamiento de Oficinas						
13	Mantenimiento de Oficinas						
14	Limpieza de Oficinas						
15	Mensajería						
16	Asesoría Seguridad						
17	Comisión por Cobranza						
18	Apoyo Informática						
19	Servicios de Asesoría Legal						
20	Auditoría Externa						
21	Consultoría de Negocios						
22	Servicios de Higiene y Seguridad						
23	Capacitación al Personal						
24	Consultoría en Sistemas						
25	Asesoría Administrativa-Contable-Financiera						
26	Consultoría de Apoyo en Temas de Ingeniería						
27	Servicio de Control de Calidad Técnica						
28	Inversiones y Proyectos						
29	Atención a usuarios						
	TOTAL ANUAL						

Nota:

(*) Este ítem se debe desagregarlo de la manera mas extensa y si es posible por nivel de tensión

4. Antecedentes de las instalaciones del sistema eléctrico:

- Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos en AT, MT y BT, de distribución primaria y secundaria;
- Información de los costos estándares para la fijación del VNR en AT, MT y BT.
- Información técnica y gráfica de las instalaciones de distribución en AT, MT y BT.

Las instalaciones de distribución eléctrica destinadas a la prestación del servicio público de distribución eléctrica, comprenden las instalaciones eléctricas y no eléctricas.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Las instalaciones eléctricas se organizan de acuerdo a lo siguiente:

– Alta Tensión (AT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de alta tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.

– Estaciones: AT/AT y AT/MT

Comprende las estaciones de rebaje y maniobra en alta tensión (AT).

– Media Tensión (MT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de media tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.

– Subestaciones: MT/MT y MT/BT

Comprende las subestaciones de distribución MT/MT y MT/BT, y las subestaciones de seccionamiento y protección.

– Baja Tensión (BT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de baja tensión del servicio particular y las instalaciones del alumbrado público (redes aéreas y subterráneas, equipos de alumbrado y equipos de control).

– Acometidas y mediciones (MT y BT)

Las instalaciones no eléctricas son aquellas inversiones en infraestructura y equipamiento que se requiere para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Se organizan de acuerdo a lo siguiente:

– Terrenos;

– Edificios y Construcciones;

– Equipos y Vehículos de Transporte y Carga;

– Equipos de Almacén, Maestranza, Medición y Control;

– Equipos de Comunicación;

– Equipos de Oficina;

– Equipos de Computación;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Otros Equipos.
5. Información de costos típicos de operación y mantenimiento del total empresa de cada concesionario, a saber:
- Programa para la atención del servicio;
 - Rol de turnos para la atención por emergencias;
 - Programa de Mantenimiento e Informe de Ejecución;
 - Relación de Órdenes de Trabajo ejecutadas que contendrá como mínimo:
 - i) N° de Orden de Trabajo;
 - ii) Descripción;
 - iii) Fecha;
 - iv) Responsable del área;
 - v) Tipo de Instalaciones que comprende.
 - Salida de almacenes de los repuestos para el mantenimiento;
 - Programa anual de repuestos y adquiridos en el año;
 - Recursos utilizados para la atención del servicio;
 - Costos de las actividades realizadas por servicios de terceros; y
 - Otros costos de operación y mantenimiento.
6. Presupuesto operativo detallado y ejecución.
7. Información sobre los criterios de asignación de los costos de supervisión y costos indirectos de gerenciamiento y administración.
8. Información sobre la calidad de servicio a nivel de empresa de cada concesionario, y sistema eléctrico asociado.
9. Información del Balance de Energía y Potencia.
10. Información de las características técnicas de las SET AT/MT, alimentadores, subestaciones y demandas máximas y toda información técnica que considere necesaria.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

11. Información de otros costos comerciales relacionados con la atención de nuevos suministros, reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica, cortes y reconexiones, control de pérdidas, gestión de la morosidad.
12. Información de los ratios comerciales;
13. Otros servicios prestados por la empresa, tales como, apoyo en postes, servicios de comunicaciones de Internet;
14. Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa, Centros Autorizados de Recaudación, Bancos, etc.) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención, costos unitarios por transacción, etc.
15. Información de zonas con restricciones y urbanísticas.

Los costos se desglosarán en directos, supervisión directa, costos indirectos de la Gerencia Central.

Se entiende por costos directos a aquellos que se vinculan con la ejecución de trabajos operativos para la prestación del servicio de distribución y comercialización. Dichos trabajos podrían ser realizados por personal propio o de terceros.

Se entiende por costos de supervisión directa a aquellos costos que son originados por el trabajo de supervisión que se efectúa de manera directa para la adecuada ejecución de las actividades de distribución y comercialización.

Los costos indirectos de la gerencia central son aquellos vinculados con la administración y servicios funcionales de la empresa: El directorio, las gerencias, oficina de personal, oficina de contabilidad, y otros costos de apoyo a la gestión.

Cada concesionario deberá informar, en relación con su calidad de servicio (producto, suministro, comercial y alumbrado público), lo siguiente:

a) Estadística de fallas:

La cantidad de fallas reportadas corresponderán al año 2014. El número y longitud de las instalaciones que se toman en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes, que comprenden a las que se encuentran en servicio al 30 de junio del año 2014.

- Fallas en suministro al sistema de alta tensión y número de puntos de suministro;
- Fallas en líneas aéreas en alta tensión y longitud de circuitos en operación;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Fallas en líneas subterráneas en alta tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en estaciones de alta tensión y número de subestaciones;
- Fallas en suministro al sistema de media tensión y número de puntos de suministro;
- Fallas en líneas aéreas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en subestaciones de distribución y número de subestaciones;
- Fallas en líneas aéreas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en empalmes y medidores y número de empalmes a clientes;
- Fallas en los componentes de los equipos de alumbrado público y número de lámparas;
- Fallas en los sistemas de control de encendido del alumbrado público y número de sistema de control.

b) Índices de calidad de suministro del último año, por semestre:

- Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas + programadas;
- Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas + programadas;
- Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado; y
- Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado.

c) Índices de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones) de los dos últimos años, por año;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- d) Índices de atención comercial del último año, por semestre;
- e) Índices de carga de las instalaciones, (transformadores y redes), por nivel de tensión y área característica de mercado;
- f) Otras estadísticas de falla, índices de calidad, ratios, análisis e información que cada concesionario considere pertinente.

3. ESTUDIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se realizarán dos tipos de proyecciones, en dos etapas diferenciadas:

- a) Se proyectarán las ventas de energía eléctrica de cada concesionaria a sus usuarios finales, incluyendo a los usuarios de la prestación adicional de la función técnica de transporte (PAFTT).

Las proyecciones se realizarán en forma anual, en un primer período de análisis de cinco años (2016-2021), coincidente con la vigencia del período tarifario correspondiente, y luego para los siguientes 5 años (2021-2026), completando un período completo de 10 años.

El estudio para los primeros 5 años (2016-2021) se realizará en forma detallada, analizando y proyectando las ventas por cada una de las categorías del cuadro tarifario. Se proyectará cada uno de los parámetros de cada tarifa, por ejemplo, cantidad de usuarios, ventas de energía, potencias contratadas y demandadas en horarios de punta y fuera de punta, y consumos proyectados de energía en horarios de punta, valle nocturno y resto.

El estudio de la segunda etapa (2021-2026), se realizará en forma agregada, con distinción de los usos esperado de la energía, por ejemplo, residencial, comercial, alumbrado público, industrial y estacional, cantidad de usuarios y demanda de potencia total de los usuarios finales.

Se utilizarán metodologías de uso aceptado y probado en estudios de proyección de la demanda. Se analizará el pasado buscando y proponiendo variables que expliquen evoluciones tendenciales, se analizarán y explicarán comportamientos extratendenciales, y se proyectarán los parámetros de consumo utilizando las variables externas identificadas.

- b) Se proyectarán los parámetros físicos de las compras de energía, potencia y servicios al mercado eléctrico mayorista (MEM), sea en forma directa o por intermedio de ENERSA, en un todo de acuerdo al pronóstico de ventas a usuarios





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

finales de cada concesionario y a una propuesta de evolución de las respectivas pérdidas de energía técnicas y no técnicas.

Se analizará y describirá la evolución de los parámetros de cada concesionario que determinan las compras al MEM, como por ejemplo, las demandas de potencia media en horas en que se remunera la potencia despachada de generación, el máximo requerimiento de potencia, y los consumos esperados de energía en los horarios de punta, valle nocturno y resto tal como se definen en el MEM.

3.2. CAMPAÑA DE MEDICIÓN

La propuesta de cada concesionario contendrá la explicación del diseño de la campaña de medición en curso, y la propuesta para el tratamiento de la información relevada, cuyo procesamiento deberá conducir a la determinación y cálculo de los factores de responsabilidad de cada grupo de clientes en los costos del servicio eléctrico.

La explicación sobre el diseño de la campaña incluirá la descripción de los criterios de selección y sorteo de la base de usuarios para conformar la muestra, la justificación del tamaño de la muestra, la selección del equipamiento de medición y registro, y los procedimientos previsto para el tratamiento de la información relevada que preserven sus características y eviten la corrupción de la información.

La descripción de la metodología para el tratamiento de la información adquirida, incluirá:

- a) la descripción de los algoritmos de cálculo que permitirán determinar los factores de asignación de responsabilidades a los grupos de usuarios, y
- b) la explicación de los criterios que han de aplicarse para asegurar que los usuarios paguen exactamente por su estricta participación en las demandas máximas y consumos, sin generarle a la empresa ni sobreventas y defectos en las ventas, ni de potencia, ni de energía y servicios.

Se considerarán como válidas para la elaboración de la propuesta, aquellas Campañas de Medición que la Distribuidora hubieran llevado a cabo dentro de los 5 (cinco) años anteriores al dictado de la presente.

4. EMPRESA MODELO - VNR Y COSTOS OPERATIVOS

4.1. INTRODUCCIÓN Y CRITERIOS GENERALES

La primera etapa del cálculo corresponderá a la determinación del requerimiento anual de ingresos de cada concesionario.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

El cálculo del requerimiento de ingresos se realizará en base a los costos operativos mas costos de capital correspondientes a una empresa modelo eficiente que opere una red adaptada técnica y económicamente a la demanda.

El requerimiento de ingresos de cada concesionario se calculará en base:

- i) Costos asociados al usuario (de comercialización de los servicios), independiente de su demanda de potencia y energía;
- ii) Pérdidas estándar de distribución (AT, MT y BT) en potencia y energía;
- iii) Costos estándar de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada (de operación y mantenimiento de redes mas costos de capital).

En la Presentación Base, cada concesionario determinará el costo estándar de inversión como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (a valores de mercado) del Sistema Técnica y Económicamente Adaptado a la demanda (SEA). A los efectos de su determinación cada concesionario diseñará la red adaptada técnica y económicamente a la demanda, y propondrá vidas útiles estándares para cada tipo de instalación y la tasa de actualización que resulta de aplicar lo especificado en el punto 5 de las presentes Pautas.

Cada estudio incluirá todas las actividades en la secuencia, forma y alcance que se indican a continuación; se deben considerar los siguientes criterios y limitaciones:

- Las instalaciones y los costos de la empresa modelo deben corresponder a los resultados de una política de inversiones y de gestión eficientes. Se debe entender como eficiencia en la política de inversiones y de gestión la elección de la alternativa de mínimo costo presente para prestar el servicio de distribución en un período de amortización estándar, satisfaciendo la demanda con una calidad de producto y suministro concordante con los requisitos establecidos.
- La empresa real no tiene necesariamente las instalaciones adaptadas a la demanda en extensión de redes y capacidad; en cambio, para la empresa modelo se deben considerar inversiones adaptadas técnica y económicamente a la demanda. Se entiende por instalaciones de distribución en AT, MT y BT adaptadas a la demanda aquellas que son el resultado de un sistema eléctrico optimizado (que incluyen inversiones, costos de operación y mantenimiento, y pérdidas) bajo el criterio de costo mínimo, cumpliendo las exigencias de calidad de producto y suministro del servicio eléctrico, de tal forma que exista correspondencia de equilibrio entre el diseño de las redes e instalaciones de distribución y la demanda. Se considerará que los tamaños de equipos e instalaciones son discretos, las holguras de reserva corresponderán a la





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

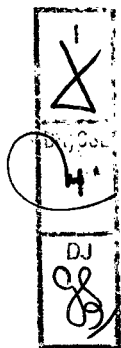
capacidad que se produzca por la aplicación de los factores de uso medios y el crecimiento de la demanda vegetativa correspondiente a un periodo regulatorio.

- La empresa modelo debe diseñarse para que cumpla con los requerimientos de Calidad del Servicio.
- Debe considerarse que cada concesionario, normalmente, presta servicios y realiza negocios adicionales cuyos costos deberán ser excluidos para el cálculo del Costo de Distribución. En estas actividades se encuentran actividades reguladas y no reguladas, como ser el diseño y construcción de obras de distribución y prestación de asesorías a terceros, servicio de apoyo en postes, inversiones en instrumentos financieros. Cada concesionario deberá considerar las economías de escala correspondientes y asignar una proporción de los costos a la actividad de distribución de electricidad. En cuanto a los costos asociados al diseño y a la construcción de obras, tanto directos como indirectos, deberán ser identificados de modo de evitar duplicidad de costos con los valores que sean incluidos en el VNR adaptado de las instalaciones de distribución (en AT, MT y BT).

La empresa modelo se estructurará siguiendo el criterio del sistema económicamente adaptado.

Como mínimo, cada concesionario desarrollará e incluirá en su propuesta:

- Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar del tipo de red;
- Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión, operación y mantenimiento);
- Determinación de las tecnologías adaptadas;
- Proceso de optimización técnica económica de las redes;
 - i) Determinación de las inversiones del sistema de AT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda);
 - ii) Determinación de las inversiones del sistema de distribución MT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda);
 - iii) Determinación de las inversiones del sistema de distribución BT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda).
- Pérdidas estándares de energía y potencia;
- Estándares de calidad de servicio;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

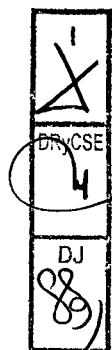
- Balance de potencia y energía;
- Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico AT;
- Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico MT;
- Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico BT;
- Costos de gestión comercial;
- Costos indirectos de administración y otros servicios;
- Evaluación y asignación de costos indirectos de gestión.

4.2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DISEÑO PRELIMINAR DEL TIPO DE RED

Respecto a los indicadores de calidad se considerarán los normalizados.

Cada concesionario presentará y analizará la siguiente información:

- Longitud (km) de red de alta tensión aérea y subterránea;
- Potencia (MVA instalados) en estaciones transformadoras y de maniobra en AT;
- Longitud (km) de red de media tensión aérea y subterránea;
- Longitud (km) de red de baja tensión aéreas y subterránea;
- Potencia (kVA instalados) en subestaciones del tipo monoposte, biposte, convencionales, subterráneas, compactas, y otras subestaciones elevadoras y reductoras;
- Cantidad de subestaciones monoposte, biposte, convencionales, subterráneas, compactas, y otras elevadoras, reductoras y de seccionamiento;
- Longitud (km) de la red de alumbrado público aéreo y subterráneo (si correspondiere al negocio regulado);
- Cantidad de luminarias de alumbrado público operadas por cada concesionario (si correspondiere al negocio regulado);
- Consumo de energía mensual y anual de los usuarios del mercado regulado y libre, con ubicación geográfica;
- Factores de coincidencia y contribución a la punta del sistema eléctrico;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Información de calidad de servicio.
 - i) Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas + programadas;
 - ii) Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas + programadas;
 - iii) Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
 - iv) Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
 - v) Fallas de averías en líneas de alta tensión;
 - vi) Fallas de averías en estaciones de alta tensión, estaciones transformadoras y de maniobra;
 - vii) Fallas de averías en media tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
 - viii) Fallas de averías en baja tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
 - ix) Fallas de averías en subestaciones monoposte, biposte, convencionales, compactas y en subestaciones elevadoras, reductoras y de seccionamiento;
 - x) Fallas imprevistas por centros de servicio;
 - xi) N: Número de interrupciones por cliente por semestre (en AT, MT y BT);
 - xii) D: Duración total de interrupciones por cliente (en AT, MT y BT);
 - xiii) Índices de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones);
 - xiv) Costo de la Energía No Suministrada (CENS).
- Determinación de la densidad de carga por centro de transformación;
- Determinación de la densidad de carga por distritos;
- Proporción de área urbana por distritos;
- Cuadros de caracterización de redes por sub zona;
- Caracterización de redes por distritos;
- Determinación de topología representativa por zona.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

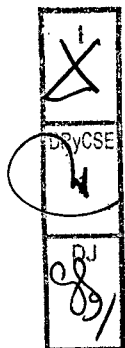
4.3. DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA ADAPTADA

La tecnología adaptada será aquella que técnica y económicamente resulte más conveniente para el desarrollo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, la misma que será escogida dentro de la disponibilidad que ofrece el mercado internacional actual sólo si es factible su utilización y su adaptación a las condiciones locales.

Podrán evaluarse aquellas tecnologías implementadas por cada concesionario siempre y cuando éstas reporten ventajas de índole técnica y económica.

Cada concesionario analizará y propondrá las tecnologías más apropiadas para los siguientes componentes:

- Líneas aéreas de alta tensión:
 - i) Conductores eléctricos;
 - ii) Herrajes y aislamiento;
 - iii) Soportes.
- Estaciones AT, de transformación y de operación:
 - i) Transformadores (tipo y material de construcción);
 - ii) Equipamiento de maniobra y protección.
- Redes subterráneas de media y baja tensión:
 - i) Cables (material conductor, aislamiento, pantallas, tipos, etc.);
 - ii) Empalmes y terminales (termocontráctiles, termocontraíble, etc.).
- Redes aéreas de media y baja tensión:
 - iv) Conductores eléctricos (aleación de aluminio, forrados, autoportantes, etc.);
 - v) Herrajes y aislamiento;
 - vi) Soportes (postes de concreto, madera, etc.).
- Subestaciones MT/BT y de seccionamiento:
 - iii) Transformadores (tipo y material de construcción);
 - iv) Equipamiento de maniobra y protección.
- Alumbrado público
 - i) Luminaria y tipo de lámparas;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

ii) Sistema de control de encendidos.

- Sistemas operación y equipos de protección de la red eléctrica
 - i) Sistema de operación de la red (Estrella con neutro rígido, con neutro multiterrado, etc.);
 - ii) Equipos de protección (recloser, seccionlizadores, seccionadores-fusible, seccionadores de línea bajo carga, etc.);
 - iii) Equipos de compensación del sistema de distribución de media tensión.

4.4. COSTOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LA VALORIZACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

Para la determinación de los costos estándar de las instalaciones se realizarán, como mínimo, los siguientes procesos:

- Normalización de los armados de construcción;
- Análisis de los costos unitarios de los siguientes componentes:
 - i) Materiales y equipos;
 - ii) Mano de obra;
 - iii) Transporte y equipos;
 - iv) Valorización de los armados de construcción considerando la cantidad de materiales, recursos (rendimientos, horas hombre y horas máquina), costos indirectos del contratista;
 - v) Costos indirectos de la empresa (costos stock, ingeniería del proyecto y recepción, costos generales e interés intercalario).
- Elaboración de los costos unitarios estándar del sistema de distribución en AT, MT y BT, por ejemplo, componentes y kilómetros de red, de acuerdo a lo siguiente:
 - i) Alta Tensión
 - Red aérea para AT;
 - Red subterránea para AT;
 - Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de media tensión.
 - ii) Estaciones de AT, de transformación y de maniobras
 - iii) Media Tensión
 - Red aérea para MT;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Red subterránea para MT;
- Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de media tensión.
- iv) Subestaciones MT/BT
 - Monoposte;
 - Biposte;
 - Convencional a nivel y subterránea;
 - Compacta;
 - De seccionamiento y protección.
- v) Baja Tensión
 - Red aérea de servicio.
 - Red aérea de alumbrado público sobre postes de servicio.
 - Red aérea de alumbrado público con postes exclusivos de alumbrado público;
 - Red aérea de servicio particular mixta (que comparte postes de MT en su recorrido);
 - Red subterránea de servicio.
 - Red subterránea de alumbrado público en zanja de servicio.
 - Red subterránea de alumbrado público en zanja exclusiva; y
 - Luminarias, pastorales, equipos de control de alumbrado público.

Los costos unitarios deberán ser determinados según la tecnología, y niveles de tensión pertinentes para la valorización de las instalaciones del VNR de la empresa modelo y corresponderán a las tecnologías adoptadas.

4.5. OPTIMIZACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

El criterio a considerar en la optimización es el de minimizar, considerando la tasa de actualización prevista, el valor de la anualidad de los costos de inversión para un periodo estándar, y los costos anuales de operación y mantenimiento.

El trabajo a desarrollar en esta etapa incluye:

- i) Revisión del nivel de tensión óptimo;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- ii) Revisión y optimización del tamaño de transformadores AT/MT y MT/BT, y nivel de carga;
- iii) Optimización de la sección de los conductores AT, MT y BT;
- iv) Empleo de redes subterráneas en aquellas zonas donde se justifiquen su uso por densidad de carga y por zonas, con restricciones urbanísticas.
- v) Optimización de cantidad de circuitos AT, MT y BT.
- vi) Verificación del estándar de calidad de servicio.
- vii) Alternativas de conformación topológica;
- viii) Alternativas de equipamientos de protección y maniobra;
- ix) Empleo en MT de redes aéreas aisladas en reemplazo de redes aéreas expuestas en aquellas zonas que por distancias de seguridad se justifique;
- x) Criterios de diseño de redes.

Para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico modelo cada concesionario deberá tomar en consideración lo siguiente:

- Deberá emplear modelos matemáticos para evaluar en conjunto cada uno de los elementos constitutivos del sistema de distribución (en AT, MT y BT) que permitan:
 - i) Representar las características de la red;
 - ii) Determinar el mínimo de costos de inversión, operación y mantenimiento, y pérdidas del sistema.
 - iii) Evaluar el número de alimentadores y potencia instalada de las subestaciones de distribución (en AT, MT y BT) y otras (elevadoras/reductoras y de seccionamiento y protección); y
 - iv) Alcanzar los niveles de calidad establecidos.

La evaluación en conjunto se corresponderá con la optimización conjunta de las distintas etapas de la red (AT, transformación AT/MT, red MT; transformación MT/BT y red BT).

- Se elaborarán diversas configuraciones (por ejemplo, topologías, tecnologías adaptadas, costos de operación y mantenimiento técnico, y pérdidas) cuyos resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costo de la prestación del servicio para el usuario;





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Para la alternativa seleccionada se deberá elaborar un cuadro comparativo con la red real, similar al siguiente:

**Cuadro de Secciones y Módulos
Adaptados Económicamente vs. Real**

Densidad:

Concepto	Unidad	Actual		Adaptado	
		Cantida d	\$	Cantida d	\$
Potencia subestación AT/MT					
Cantidad de salidas					
Sección troncal MT y salidas					
Longitud media troncal MT					
Sección derivación MT y salidas					
Longitud media derivación MT					
Potencia subestación MT/BT					
Radio de subestación MT/BT					
Cantidad de salidas BT					
Sección Troncal BT					
Sección ramal BT					

Se deberá hacer una descripción explícita de la metodología de cálculo utilizada para la determinación del VNR de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, y se presentará copia de los modelos utilizados, con la finalidad de que se pueda verificar la validez de los datos, modelo y resultados obtenidos.

Para la optimización técnico económica del sistema de distribución en MT y BT se deberá tener en cuenta las ubicaciones actuales de los centros de transformación AT/MT.

4.6. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ESTÁNDARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

Las pérdidas de potencia se calcularán para la hora de punta del sistema de distribución y para el sistema de distribución teórico (empresa modelo), cuyas instalaciones estén técnica y económicamente adaptadas a la demanda.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Los resultados se expresarán como porcentajes de la potencia máxima coincidente y de la energía ingresada a cada nivel de tensión; los porcentajes resultantes se expresarán con aproximación a dos decimales.

Las pérdidas físicas en la red resultantes del cálculo deberán tener en cuenta que la caída de tensión máxima en sus extremos no deberá exceder lo establecido en las normas de calidad.

La determinación de las pérdidas técnicas estándar será efectuada sobre circuitos económicamente adaptados según un estudio técnico económico de las configuraciones básicas de cada sector típico o zona.

Las pérdidas técnicas estándar para cada etapa de transformación o distribución del sistema (MT y BT) deben reconocerse tomando en cuenta estos circuitos, que significan la mejor opción de secciones de conductores y módulos de transformación para cada etapa y cada uno de sectores típicos o zonas, manteniendo las condiciones básicas de tensiones nominales utilizadas y tecnologías empleadas.

Cada concesionario efectuará los cálculos de las pérdidas por etapa: para cada etapa de cada sector típico ó zona se determinarán la potencia y energía de pérdidas porcentual, referida a las correspondientes abastecidas por la etapa. Dichas etapas son las siguientes:

- Pérdidas en las líneas de AT;
- Pérdidas en las estaciones transformadoras AT/MT;
- Pérdidas en las redes de MT;
- Pérdidas en las subestaciones de distribución MT/BT y otras;
- Pérdidas en las redes de BT;
- Pérdidas en las acometidas;
- Pérdidas en los medidores.

Como resultado de este análisis cada concesionario obtendrá las pérdidas técnicas estándar de energía y potencia para el sistema económicamente adaptado a nivel de MT, SED, BT, acometidas y medidores.

Se presentarán las ecuaciones, modelos empleados, y memorias de cálculo junto con los resultados obtenidos.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

4.7. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIO

Durante el diseño y construcción de la empresa modelo se deberán incorporar las instalaciones eléctricas, el equipamiento e infraestructura de red necesario que le permitan al concesionario cumplir con los indicadores de calidad a que se refiere la normativa vigente.

La verificación de que los objetivos de calidad (servicio y producto) son alcanzables por el diseño de red adaptada desarrollado por el concesionario, se obtendrá por medio de un proceso de análisis y cálculo que tendrá como mínimo las siguientes pautas:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de AT, MT y BT;
2. Determinación de las tasas de avería objetivo alcanzables mediante acciones de mantenimiento que incluya prácticas de trabajo con tensión (TCT), revisiones y adecuaciones;
3. Determinación de las tasas objetivo de frecuencia de interrupción para mantenimiento preventivo (no se debe contemplar interrupción en todos aquellos casos donde es factible el uso del TCT);
4. Incorporación de los sistemas de protección que sean convenientes desde la perspectiva técnica y económica, por ejemplo, la incorporación de recierre automático y seccionamiento;
5. Determinación de los tiempos de operación objetivo a partir de una razonable disposición de implementos y métodos operativos habituales en empresas de probado nivel de eficiencia.

Cumplidas las pautas indicadas se procederá a calcular para cada concesionario los índices de frecuencia media de interrupción por sistema (SAIFI) y duración media de interrupción por sistema (SAIDI). A partir de los valores medios de estos índices por cliente, cada concesionario procederá a determinar las curvas de distribución de frecuencia y duración, utilizando como elemento de base las curvas de distribución de la empresa real para el sistema en estudio. Asimismo deberán determinarse los valores de los índices (N) número de interrupciones por cliente por semestre y (D) duración total de interrupciones por cliente y por semestre.

El punto de inicio para la optimización de la red respecto de su calidad de servicio, mediante un modelo de cálculo, serán los circuitos representativos de las redes de distribución (en AT, MT y BT) vinculados con el valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado de la empresa modelo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que disponen de los sistemas de protección adecuados, de forma de cumplir con la tasa objetivo de averías.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Los valores de frecuencia y duración media de interrupción por cliente y el resultado de % de clientes excedidos del límite por área característica de mercado, se indicará en la siguiente tabla:

Tipo de Circuito Representativo de Zona Característica	Interrupciones medias por Semestre					
	Cliente MT			Cliente BT		
	Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite	Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite
Clasificación por densidad						
Total Empresa Modelo						

Partiendo de los distintos circuitos típicos por zona característica de mercado, el concesionario demostrará que es factible, mediante el uso de los medios habituales de regulación de tensión, el cumplimiento de las condiciones de nivel de tensión (calidad de producto).

Cada concesionario, además, procederá a calcular las previsiones adicionales a las contempladas en la red adaptada para el cumplimiento de las tolerancias y reportes de la calidad de servicio, para lo cual deberá calcular las inversiones y los costos de operación y mantenimiento necesarios.

Los resultados de sus cálculos deberán ser presentados haciendo uso de los siguientes cuadros:

Costos de Inversión

Inversión	\$
Sistemas de cómputo calidad de suministro (Software, hardware..)	
Equipos de medición y registro de calidad de producto y suministro	
Equipamiento de protección y maniobra MT.	
Equipamiento para trabajos con tensión en MT.	





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Otros costos	
Total	

Costos de Operación y Mantenimiento Anual

Operación y mantenimiento	\$/año
Mantenimiento de la documentación técnica AT, MT, BT y la vinculación cliente red	
Procesamiento y reporte de las interrupciones y mediciones de calidad de suministro.	
Medición y procesamiento de la calidad de producto.	
Otros costos	
Total	

4.8. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

Cada concesionario deberá determinar la demanda de potencia en alta, media y baja tensión a partir del balance de potencia y energía, que considere las compras eficientes, pérdidas estándar y ventas eficientes para la red adaptada.

El balance de potencia y energía debe resumirse en el formato siguiente:

Resumen del Balance de Energía y Potencia			
	Energía anual MWh	Factor carga o factor de pérdidas	Potencia kW
Ingreso AT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar AT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Subestaciones MT/BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Redes BT – SP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Acometidas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Medidores	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Residencial	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
General	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
AP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
T2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
T3	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
(*) Pérdidas en exceso no reconocidas en las tarifas			
	Demanda MT	kW	XXX XXX
	Demanda BT	kW	XXX XXX

4.9. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TÉCNICO

El cálculo de operación y mantenimiento técnico directo deberá realizarse de acuerdo a las siguientes etapas:

a) Optimización de los Costos

Luego de la optimización de las instalaciones del sistema eléctrico modelo, en base a la determinación de los costos eficientes, y adaptando las instalaciones a la demanda real, manteniendo todas las economías de escala y aprovechando la infraestructura (por ejemplo, personal e instalaciones) en actividades anexas al suministro de electricidad a usuarios del sistema de distribución, cada concesionario, en esta etapa, optimizará los costos de operación y mantenimiento técnico correspondiendo a la operación, mantenimiento y pérdidas.

El concesionario debe tener presente que el objetivo fundamental de este estudio es establecer los costos para una empresa teórica operando en el país, eficiente en sus costos con instalaciones adaptadas a la demanda técnico y económicamente óptimas cumpliendo las normas de calidad de servicio y demás normas técnicas vigentes. La empresa real es sólo un punto de partida o de ayuda del proceso de creación de la empresa modelo y es tarea del concesionario hacer su mejor esfuerzo para establecer las características que tendría esta empresa teórica.

En la determinación de los costos de operación y mantenimiento técnicos se incluirán los costos de operación, mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de operación de las instalaciones deberán corresponder a actividades relacionadas con instalaciones nuevas.

Los costos del mantenimiento preventivo (revisiones, mediciones y adecuaciones) deberán responder a costos estándar, los que serán definidos como consecuencia de una





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

atención adecuada de las instalaciones nuevas y en cumplimiento de las normas vigentes.

Los costos del mantenimiento correctivo estarán vinculados a la tasa de averías que deberían poseer las instalaciones nuevas.

Entre las prácticas deberá evaluarse el empleo de TCT (trabajos con tensión) en líneas aéreas de media tensión (MT).

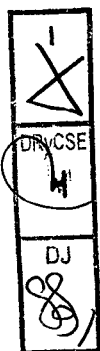
El concesionario deberá contemplar la determinación de las capacidades internas y externas requeridas (eligiendo la más eficiente) para el desarrollo de las actividades de operación y mantenimiento, e identificará el desarrollo de dichas actividades a través de la tercerización (servicios contratados con terceros).

En cada uno de los aspectos sometidos a evaluación se desarrollará un informe en un capítulo separado de su documento, que muestre, fundamente y explique en detalle los cálculos y sus resultados. Así, el consultor deberá desarrollar la evaluación correspondiente y explicarla en detalle, fundamentando cada uno de sus cálculos y sus conclusiones, explicitando las diferencias entre los costos calculados para la empresa modelo y la empresa real.

Los costos de operación y mantenimiento deberán permitir realizar el cálculo del costo unitario estándar de operación y mantenimiento, los que se determinarán siguiendo el siguiente proceso:

a) Revisión y análisis de los siguientes parámetros de cálculo:

- Costos de hora hombre; en los casos que correspondan se considerarán similares a los utilizados en el cálculo del VNR;
- Costos de horas máquina, en los casos que correspondan se considerarán similares a los utilizados en el cálculo del VNR;
- Actividades de mantenimiento clasificadas en mantenimiento correctivo y preventivo;
- Tiempos estándar de reparación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de distribución (en AT, MT y BT);
- Frecuencia de Mantenimiento de:
 - i) Líneas y estaciones de alta tensión;
 - ii) Redes de media tensión;
 - iii) Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
 - iv) Redes de baja tensión; y
 - v) Instalaciones de alumbrado público.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- Tasa de falla de las instalaciones por tipo y nivel de tensión:
 - i) Líneas y estaciones de alta tensión;
 - ii) Redes de media tensión;
 - iii) Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
 - iv) Redes de baja tensión; y
 - v) Instalaciones de alumbrado público.
 - Alcance de la actividad de mantenimiento;
 - Infraestructura óptima para el desarrollo de la actividad de operación:
 - i) Área geográfica de atención;
 - ii) Cantidad de guardias de emergencia; y
 - iii) Equipamiento.
- b) Resumen de los cálculos del costo unitario estándar por unidad de mantenimiento según lo siguiente:

Componentes del Sistema de Distribución	Costo Unitario Estándar de Mantenimiento
Líneas de alta tensión	\$/km-año
Estaciones de alta tensión	\$/estación-año
Red de media tensión aérea	\$/km-año
Red de media tensión subterránea	\$/km-año
Subestaciones de distribución tipo y de seccionamiento	\$/subestación-año
Redes de baja tensión aérea	\$/km-año
Redes de baja tensión subterránea	\$/km-año
Transformador MT/BT	\$/trafo-año y \$/kVA-año

- c) Obtención de los costos de mantenimiento estándares multiplicando las cantidades globales agrupadas en las etapas del sistema de distribución por los costos unitarios estándar de mantenimiento.
- d) Cálculo del costo estándar por unidad de operación (sistema eléctrico o zona geográfica), en función de un eficiente dimensionamiento de las guardias de emergencia y equipamiento para cumplir con la labor.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

- e) Cálculo del costo estándar de operación y mantenimiento técnico directo; se efectuará mediante la suma de los resultados obtenidos en los procesos c) y d).
- f) Comparación de las tasas de falla, frecuencias de mantenimiento y costos unitarios estándar, con valores estándar internacionales de empresas similares que operen en condiciones de eficiencia.

b) Verificación de los Costos Optimizados en relación a los Costos Estándares de operación y mantenimiento reales

Cada concesionario efectuará la verificación de los costos de operación y mantenimiento optimizados de la empresa modelo y explicará las diferencias. Deberá comprobar que los costos optimizados de operación y mantenimiento técnico directo de la empresa modelo no serán mayores a los valores estándar de los costos directos de operación y mantenimiento técnico real.

4.10. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL Y PÉRDIDAS ESTÁNDARES COMERCIALES

Cada concesionario calculará los costos de operación comercial y los valores de pérdidas estándar comerciales asignables al sistema eléctrico modelo.

Los costos de operación comercial se corresponderán con las actividades de gestión comercial y comercialización de los servicios.

La gestión comercial comprende la planificación, seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales de modo de asegurar que estos se desarrollen dentro del marco de las normas establecidas.

La comercialización de los servicios contempla la ejecución específica de las actividades comerciales que están relacionadas con los costos asociados a la atención del cliente (reclamos, actualización de las condiciones del contrato de suministro, telegestión y atención personalizada), acciones comerciales (atención de nuevos suministros, cortes y reconexiones, reposición y mantenimiento de conexiones), gestión de morosidad, gestión de pérdidas, etc. Se diferenciarán los costos asociados al usuario (control, lectura, facturación, reparto y cobranza) que se incluirán en los cargos fijos de facturación.

Cada concesionario determinará indicadores estándar para cada una de las actividades comerciales mediante los cuales verificará los costos asignables a la empresa modelo. Los indicadores deberán ser comparados con valores estándares de empresas similares que operen en condiciones de eficiencia y prudencia.

Los costos asociados al usuario, son aquellos independientes de su demanda de potencia y energía. Remuneran actividades eficientes de lectura, procesamiento y emisión de





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

facturas, distribución de las mismas, comisión de cobranzas, seguimiento de saldos, morosidad e incobrables.

El desarrollo y valoración de servicios de redes de cobranza externa se efectuarán tomando como criterio la maximización de la comodidad del cliente (modalidad básica para su diseño y el mantenimiento de centros eficientes). En este sentido se deberán tener en cuenta centros de atención ubicados en lugares tales como supermercados, centros comerciales, oficinas comerciales u otras modalidades donde se asegure que el usuario pueda acceder sin dificultad y ser atendido dentro de tiempos de espera razonables.

Se deberá determinar la estructura de cobranza óptima del sistema eléctrico modelo, la cual se indicará en el cuadro siguiente; se agregará las modalidades de cobranza que se consideren necesarias.

		Costos anuales de Atención a Clientes
Lectura	(\$ / año)	
Facturación		
Distribución de Facturas		
Cobranza		
Gestión de Saldos		
Costos de Morosidad		
Costo de Incobrables		
CCCL (Costo Comercial de Atención al Cliente)		

Modalidad de Cobranza	Unidad	Costo	Número de Transacciones Anuales Promedio	Participación %
Oficinas Comerciales	\$/factura-mes			
Centro Autorizados de Recaudación				
Banco por Ventanilla				
Banco por Internet				
Débito automático				
TOTAL				100,00%





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

El concesionario deberá determinar las pérdidas estándar comerciales de distribución en potencia y energía, considerando los remanentes de pérdidas inevitables relacionadas con las actividades de facturación, morosidad, nuevos suministros, actualizaciones de las condiciones del contrato de suministro. Las pérdidas de potencia se calcularán en la hora de punta del sistema de distribución teórico, cuyas instalaciones estén económicamente adaptadas a la demanda.

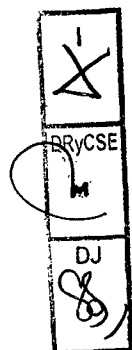
4.11. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

Cada concesionario deberá analizar la estructura de la empresa óptima necesaria para el desarrollo de la actividad de distribución y otras anexas que desarrollare la empresa, cumpliendo los objetivos de costos eficientes y aprovechando los costos de economía de escala. Estructurará una empresa modelo de servicios que desarrollará los servicios de administración, contabilidad, dirección y otros los que deberán ser los necesarios para el funcionamiento eficiente de la empresa.

La asignación de los costos indirectos a las actividades directas del sistema eléctrico modelo se efectuará considerando los criterios señalados como el margen de contribución de cada actividad regulada distinta al costo de distribución y las no reguladas.

Cada concesionario deberá presentar un resumen que contenga los porcentajes de asignación de los costos indirectos dentro de cada actividad de acuerdo a la siguiente tabla:

Asignación de Costos Indirectos		
Descripción	Valor	%
Transmisión (Distribución AT)		
Subestaciones		
Redes		
Distribución MT		
Distribución BT		
Gestión Comercial		
Operación Comercial		
Costo asociado al Usuario		
Generación Propia		
Otras Zonales		
Conexiones y Medidores		
Corte y Reconexión		
Apoyo en Postes		
Terceros y Otros		
Inversiones		
Líneas y EETT AT		





ANEXO I

E.P.R.E.

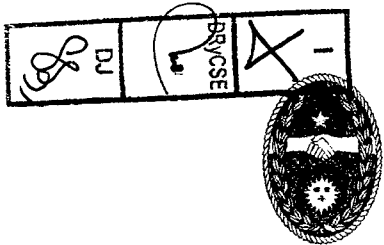
Ente Provincial Regulador de la Energía

Red de Distribución en MT		
Calidad de Redes MT		
Subestaciones de Distribución		
Red de Distribución en BT		
Alumbrado Público		
Calidad de Redes BT		

4.12. RESULTADOS DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TOTALES

Cada concesionario presentará el resultado de sus estudios de costos de operación y mantenimiento directos y la asignación de los costos indirectos, así como los costos fijos asociados al usuario, de acuerdo a los siguientes cuadros:





E.P.R.E.

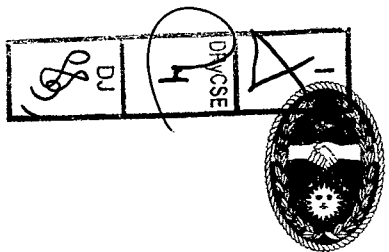
Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 92
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**
EPRE

ANEXO I

TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

	Concepto	TOTAL	Costo de OyM Técnicos				Comercialización				Otros					
			Distribución AT	Distribución MT	Distribución BT	Total	Gestión Comercial	Operación Comercial	Costo asociado al Usuario	Total	Generación Propia		Apoyo en Postes	Terceros y Otros	Inversiones	
Costos Directos																
1	Materiales															
2	Supervisión Directa															
3	Personal Propio															
4	Servicio de Terceros															
5	Cargas Diversas y Otros															
6	Total															
Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)																
1	Personal															
2	Materiales															
3	Servicio de Terceros															
4	Aporte Organismo Regulador															
5	Costo Capital de Trabajo															
6	Total															
Asignación de Costo de Gestión Comercial																
1	Materiales															
2	Supervisión Directa															
3	Personal Propio															
4	Servicio de Terceros															
5	Cargas Diversas y Otros															
6	Total															



E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCION N° 92
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**
EPRE

ANEXO I

Asignación de Costo de Operación Comercial						
1	Materiales					
2	Supervisión Directa					
3	Personal Propio					
4	Servicio de Terceros					
5	Cargas Diversas y Otros					
6	Total					
Costos Totales de OyM						



ANEXO I

E.P.R.E.
Ente Provincial Regulador de la Energía

Costos Asociados al Usuario

Tarifa	Cargo Anual	Número de Clientes	Costo Unitario \$/cliente-año	Costo Anual miles \$
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
Total	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX

5. CÁLCULO DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN

Las Distribuidoras propondrán una tasa para el cálculo del requerimiento de ingresos anual orientado al cubrimiento de los costos de capital de la concesión. La tasa se aplicará sobre la base de capital (VNR).

El cálculo de la tasa deberá basarse sólo en aquellos riesgos que el Marco Regulatorio establece para la administración del concesionario. Bajo ningún concepto remunerará los riesgos que explicita o implícitamente queden bajo la supervisión del Estado, o a cuyos costos concurren los usuarios del Servicio Público.

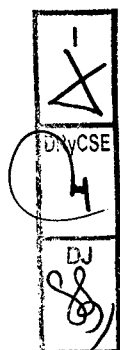
Las Distribuidoras fundamentarán la tasa propuesta en estricto cumplimiento del Marco Regulatorio vigente. A tal efecto elaborará una comparativa de la rentabilidad obtenida en otras empresas de actividades de riesgo similar, que actúen en una ambiente similar al de la provincia, que sean comparables a la concesionaria.

Asimismo complementará su presentación con una comparativa de tasas retributivas del costo de oportunidad al capital que pagan los usuarios por otros servicios y/o productos, incluyendo las tasas de interés que aplican los bancos por préstamos de dinero.

6. CATEGORÍAS TARIFARIAS Y ASIGNACIÓN DE COSTOS

6.1. LINEAMIENTOS BÁSICOS

Las Distribuidoras propondrán una asignación de costos a los parámetros del Cuadro Tarifario basada en la responsabilidad de cada conjunto de clientes en la formación de los costos.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Se considerarán como asignadores de los factores de costos aquellos ligados a las curvas de carga de cada grupo de clientes.

Los factores de responsabilidad deberán tener en cuenta la probabilidad de que los clientes individuales sean simultáneos con el conjunto, y del conjunto con las instalaciones de cada etapa del proceso de distribución de electricidad (red de BT, transformadores MT/BT, red de MT, líneas y estaciones de AT, y abastecimiento de la distribuidora desde el MEM).

Se analizarán las categorías tarifarias actuales y se propondrán modificaciones para las nuevas basadas y sustentadas en las experiencias adquiridas en la prestación del servicio. Se incluirán modificaciones fundadas en aquellos casos donde se hayan observado apartamientos importantes entre los costos del servicio asignables al grupo de clientes y las tarifas calculadas.

Se propondrán expresiones matemáticas que permitan el recálculo de cada parámetro del cuadro tarifario en función de variaciones de costos de distinto origen y magnitud (por ejemplo, costos de abastecimiento, costos de comercialización, costos de distribución y de pérdidas técnicas y no técnicas).

Se verificará, por medio de la simulación de la facturación a lo largo de los 5 años del período tarifario (2016-2021), que el producido por aplicación de los cuadros tarifarios que surjan a partir de los Costos de Distribución propuestos se ajustan a los montos globales que conforman el costo del servicio (requerimiento de ingresos). Se evitarán expresiones matemáticas que conduzcan a eventuales sobreventas de potencia mayorista, u otras distorsiones. El criterio para el diseño de los mecanismos de asignación de los costos del servicio a los parámetros del cuadro tarifario deberá ser tal que conduzca a un procedimiento que resulte neutro y pasivo en cuanto a la recuperación de los citados costos del servicio.

6.3. EFICIENCIA Y URE

Se propondrá una estructura de asignación de costos que incentive el consumo racional y responsable de la energía, al tiempo que respete en forma absoluta los criterios dictados por el Marco Regulatorio. En tal sentido el esquema deberá informar adecuadamente a los usuarios sobre los costos de distribución y de adquisición de energía en cada franja de demanda de potencia y consumo de energía considerando los costos, eventualmente diferenciados, del activo existente y de la expansión.

7. ALCANCE DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS OBLIGATORIOS

Las Distribuidoras podrán proponer alternativas de asignación de costos a la Presentación Base que reflejen eventuales disposiciones al pago de ciertos segmentos específicos del universo de usuarios atendidos.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Para ello se analizará con especial detalle y profundidad las restricciones que impone la ley de Marco Regulatorio. Se presentará un análisis de los espacios interpretativos que deja la restricción de que cada grupo de usuarios paguen los costos que ocasionan, y las diferencias con el esquema de subsidios cruzados.

Para la aplicación del concepto de "Stand Alone Cost" se fundamentará la relación entre el costo de una línea dedicada y el costo medio del servicio de distribución, siendo que el costo de la línea dedicada es dependiente de la ubicación física del cliente.

En la alternativa de proponer esquemas basados en la disposición al pago diferenciada de grupos de clientes, se analizarán procedimientos que permitan capturar los excedentes teóricos del consumidor. Se incluirán y explicarán experiencias internacionales y se justificará su aplicación en el caso local.

8. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA

Una vez conformada la propuesta, las Distribuidoras demostrarán que su aplicación conduce a valores de costos razonables para los usuarios del servicio al tiempo que le brinda a la actividad prestada por las Distribuidoras una sustentabilidad en período en que se practique su aplicación.

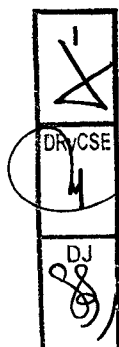
Para ello se calculará y proyectará el resultado económico y financiero de cada uno de los concesionarios que resulte de la aplicación del cuadro tarifario que surja a partir de los Costos de Distribución propuestos en la gestión real proyectada.

Se simulará en los cinco años del período tarifario los ingresos proyectados, aplicando los pronósticos del mercado determinados en el estudio de la demanda y el cuadro tarifario que surja a partir de los Costos de Distribución propuestos. Se incluirán los costos operativos reales y su perspectiva de evolución, las inversiones, los servicios financieros, y los excedentes a constituirse en dividendos para los inversores. Deberá demostrarse que las utilidades obtenibles son razonables y comparables con actividades de riesgo similar, que la aplicación de un Cuadro Tarifario a partir de la propuesta de nuevos Costos de Distribución genera recursos suficientes para atender los gastos prudentes y eficientes y las inversiones que permitan asegurar el suministro del servicio eléctrico con la calidad adecuada.

9. PROCEDIMIENTOS DE AJUSTE DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Las Distribuidoras propondrán una mecánica de recálculo de los costos de distribución a los efectos de darle previsibilidad al costo del servicio eléctrico, disminuyendo los riesgos a los que se expone la gestión.

Dicha mecánica se aplicará sólo si las condiciones de contexto se modifican de tal manera que hagan necesaria la revisión los mismos.





ANEXO I

E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

Los únicos causales de revisión serán las siguientes:

- Variaciones significativas de los precios internos, minoristas y mayoristas, que produzcan variaciones en los costos que excedan a la capacidad de gestión de la empresa.
- Ajustes de los costos por incrementos en la eficiencia en la gestión de las concesiones (eventuales), y por crecimiento y concentración del mercado. Las disminuciones en los costos por mejoras en la gestión serán valores predeterminados (por ejemplo, xx% de disminución por año), y las disminuciones por concentración de mercado podrán plantearse como resultado de la aplicación de un polinomio que incluyan las variaciones reales de las ventas de la empresa en el año y sus respectivas compras al MEM.

10. FONDO COMPENSADOR DISTRIBUIDORAS

En forma opcional, las Distribuidoras podrán presentar una propuesta de Fondo Compensador entre Distribuidoras orientado a compensar las diferencias que surgen de considerar los principios tarifarios del Art. 30 de la Ley de Marco Regulatorio y la implementación de un Cuadro Tarifario Único establecido en el Art. 41 del Dcto. N° 1300/96.

El Fondo deberá compensar las diferencias de costos eficientes con los reales para las distintas distribuidoras, a partir de la determinación de un Valor Agregado de Distribución (VAD) de Referencia.

Los Valores Agregados de Distribución a utilizar en esta compensación deberán ser lo suficientemente simplificados sin dejar de considerar aspectos fundamentales como ser: composición de los mercados, economías de escala, redes puestas a disposición, etc.

De contarse con información fidedigna de otras Distribuidoras a nivel nacional, podrán implementarse mecanismos de comparación en la determinación de los VADs.

Las Distribuidoras deberán completar las Planillas I y II del Anexo II.





E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla I

DATOS DE 2014

TIPO ELEMENTO	CONCEPTO / INDICADOR	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD
Lineas y Cables	Líneas AT (LAT)	132 kV	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	33 kV - Ho. Ao.	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	Otras (especificar)	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	13,2 kV - Ho. Ao.	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	13,2 kV - Madera	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	7,6 kV - Madera RPN	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	7,6 kV - Madera RPT	km	
Lineas y Cables	Líneas MT (LMT)	Otras (especificar)	km	
Lineas y Cables	Líneas BT (LBT)	Aérea Convencional	km	
Lineas y Cables	Líneas BT (LBT)	Aérea Preensamblada	km	
Lineas y Cables	Líneas BT (LBT)	Otras (especificar)	km	
Lineas y Cables	Cables AT (CAT)	132 kV	km	
Lineas y Cables	Cables MT (CMT)	33 kV	km	
Lineas y Cables	Cables MT (CMT)	Otras (especificar)	km	
Lineas y Cables	Cables MT (CMT)	13,2 kV	km	
Lineas y Cables	Cables MT (CMT)	Otras (especificar)	km	
Lineas y Cables	Cables BT	Todos	km	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Cantidad de EETT	unidades	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Cantidad de Campos 132 kV	unidades	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Cantidad de Campos 33 kV	unidades	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Cantidad de Campos 13,2 kV	unidades	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Cantidad de Transformadores	unidades	
Estaciones Transformadoras AT/MT EETT	ET 132/33/13,2 kV	Potencia Instalada AT	MVA	



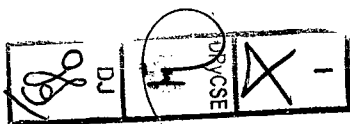
E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla I

Estaciones Transformadoras MT/MT EETT	SET 33/13,2 kV	Cantidad de EETT	unidades	
Estaciones Transformadoras MT/MT EETT	SET 33/13,2 kV	Cantidad de Campos 33 kV	unidades	
Estaciones Transformadoras MT/MT EETT	SET 33/13,2 kV	Cantidad de Campos 13,2 kV	unidades	
Estaciones Transformadoras MT/MT EETT	SET 33/13,2 kV	Cantidad de Transformadores	unidades	
Estaciones Transformadoras MT/MT EETT	SET 33/13,2 kV	Potencia Instalada	MVA	
Estaciones Transformadoras	Otras (especificar)	Cantidad de EETT	unidades	
Estaciones Transformadoras	Otras (especificar)	Cantidad de Campos AT	unidades	
Estaciones Transformadoras	Otras (especificar)	Cantidad de Campos MT	unidades	
Estaciones Transformadoras	Otras (especificar)	Cantidad de Transformadores	unidades	
Estaciones Transformadoras	Otras (especificar)	Potencia Instalada	MVA	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT A Nivel	Cantidad CCTT	unidades	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT A Nivel	Potencia Total Instalada	MVA	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Subterránea	Cantidad CCTT	unidades	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Subterránea	Potencia Total Instalada	MVA	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Plataforma Biposte	Cantidad CCTT	unidades	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Plataforma Biposte	Potencia Total Instalada	MVA	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Monoposte	Cantidad CCTT	unidades	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	CT Monoposte	Potencia Total Instalada	MVA	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	Otros (especificar)	Cantidad CCTT	unidades	
Centros de Transformación MT/BT (CCTT)	Otros (especificar)	Potencia Total Instalada	MVA	

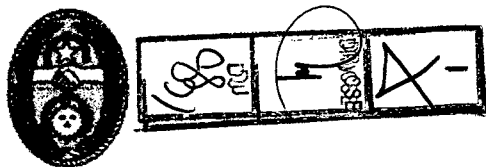


E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

ANEXO II / Planilla I

Usuarios Abastecidos	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Grandes Demandas	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Medianas Demandas	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Pequeñas Demandas Residencial	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Medianas Demandas General	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural Residencial	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural General	unidades	
Usuarios Abastecidos	Conectados en BT	Alumbrado Público	unidades	
Usuarios Abastecidos	Propios	Propios	unidades	
Usuarios FTT	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas - UFTT	unidades	
Usuarios FTT	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas - UFTT	unidades	
Usuarios FTT	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas - UFTT	unidades	
Usuarios FTT	Conectados en BT	Grandes Demandas - UFTT	unidades	
Energía Facturada Anual	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Grandes Demandas	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Medianas Demandas	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Pequeñas Demandas Residencial	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Medianas Demandas General	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural Residencial	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural General	MWh	
Energía Facturada Anual	Conectados en BT	Alumbrado Público	MWh	
Energía Facturada Anual	Propios	Propios	MWh	



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía

RESOLUCIÓN N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

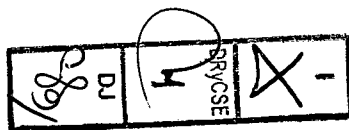
ANEXO II / Planilla I

Energía Facturada Anual FTT	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas - UFTT	MWh	
Energía Facturada Anual FTT	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas - UFTT	MWh	
Energía Facturada Anual FTT	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas - UFTT	MWh	
Energía Facturada Anual FTT	Conectados en BT	Grandes Demandas - UFTT	MWh	
Potencia Máxima Operada	Potencia Máxima Operada	Potencia Máxima Operada	MW	
Energía Comprada	Energía Comprada	Energía Comprada	MWh	
Energía Operada	Energía Operada	Energía (Comprada + Transporte)	MWh	
Area de Concesión	Superficie	Total	km2	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Técnica	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Técnica- Contratados	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Comercial	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Comercial- Contratados	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Gcia. General y Administración	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Gcia. General y Administración- Contratados	Cantidad	
PERSONAL	Cantidad Personas	Total (sin Servicios de terceros)	Cantidad	



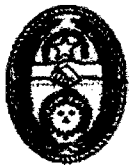
E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla I

DATOS ADICIONALES 2014				
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Grandes Demandas	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Medianas Demandas	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Pequeñas Demandas Residencial	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Medianas Demandas General	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural Residencial	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Medianas Demandas Rural General	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Conectados en BT	Alumbrado Público	\$	
Ingreso Anual por Ventas	Propios	Propios	\$	
Ingreso Anual por Ventas FTT	Conectados en AT (132 kV)	Grandes Demandas - UFTT	\$	
Ingreso Anual por Ventas FTT	Conectados en MT (33 kV)	Grandes Demandas - UFTT	\$	
Ingreso Anual por Ventas FTT	Conectados en MT (13,2 kV)	Grandes Demandas - UFTT	\$	
Ingreso Anual por Ventas FTT	Conectados en BT	Grandes Demandas - UFTT	\$	
Costo Energía Comprada	Energía Comprada	Energía Comprada y Transporte	\$	



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla I

PERSONAL	Cantidad Personas	Área Técnica	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Técnica- Contratados	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Comercial	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Área Comercial- Contratados	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Gcia. General y Administración	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Gcia. General y Administración- Contratados	\$	
PERSONAL	Cantidad Personas	Total (sin Servicios de terceros)	\$	
COSTOS	COMERCIAL	Comercial	\$	
COSTOS	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Operación Técnica y Mantenimiento	\$	
COSTOS	ACTIVIDADES APOYO	Administración, Almacenes, etc..	\$	



E.P.R.E.



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° **92** EPRE

EXPTE. N° 179/15 EPRE

Ente Provincial Regulador de la Energía

INFORMACION DE MERCADO / TOTALES ANUALES FACTURADOS

DISTRIBUIDOR

AÑO

2.014

Tarifa 1 Uso Residencial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 100 kWh-mes				
Mayor a 100 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 200 kWh-mes				
Mayor a 200 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 400 kWh-mes				
Mayor a 400 y hasta 500 kWh-mes				
Mayor a 500 y hasta 700 kWh-mes				
Mayor a 700 y hasta 1400 kWh-mes				
Mayor a 1400 kWh-mes				
TOTAL				

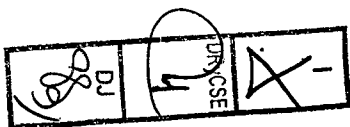
Tarifa 1 Uso General Comercial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 100 kWh-mes				
Mayor a 100 y hasta 125 kWh-mes				
Mayor a 125 y hasta 350 kWh-mes				
Mayor a 350 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° 92 EPRE
EXPTE. N° 179/15 EPRE

Tarifa 1 Uso General Industrial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 100 kWh-mes				
Mayor a 100 y hasta 125 kWh-mes				
Mayor a 125 y hasta 350 kWh-mes				
Mayor a 350 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

Tarifa 1 Uso General Oficial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 100 kWh-mes				
Mayor a 100 y hasta 125 kWh-mes				
Mayor a 125 y hasta 350 kWh-mes				
Mayor a 350 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

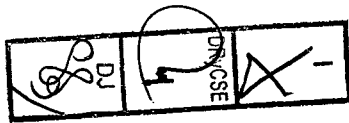
Tarifa 1 Uso General Institucion

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 100 kWh-mes				
Mayor a 100 y hasta 125 kWh-mes				
Mayor a 125 y hasta 350 kWh-mes				
Mayor a 350 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

Tarifa 1 Uso Rural Residencial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 400 kWh-mes				
Mayor a 400 y hasta 500 kWh-mes				
Mayor a 500 y hasta 700 kWh-mes				
Mayor a 700 y hasta 1400 kWh-mes				
Mayor a 1400 kWh-mes				
TOTAL				

Tarifa 1 Uso Rural General Comercial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

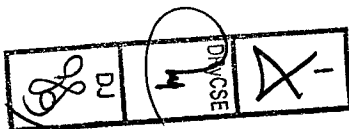
Tarifa 1 Uso Rural General Industrial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

Tarifa 1 Uso Rural General Oficial

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

Tarifa 1 Uso Rural General Institucion

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

Tarifa 1 Uso Rural con Actividad Productiva

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Sin Consumo				
Mayor a 0 y hasta 50 kWh-mes				
Mayor a 50 y hasta 150 kWh-mes				
Mayor a 150 y hasta 300 kWh-mes				
Mayor a 300 y hasta 600 kWh-mes				
Mayor a 600 y hasta 2000 kWh-mes				
Mayor a 2000 kWh-mes				
TOTAL				

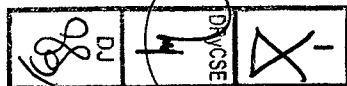
Tarifa 2

	Cantidad	Pot Total kW	kWh-mes	Basico	Total
Potencias menor a 30 kW					
Potencias mayores o igual a 30 kW					
TOTAL					



E.P.R.E.

Ente Provincial Regulador de la Energía



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° 92 **EPRE**
EXPTE. N° 179/15 **EPRE**

T4 Alumbrado Publico

Cantidad	kWh	Basico	Total

Tarifa 3 con potencias menores a 300 kW

	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									

Tarifa 3 con potencias mayor o igual a 300 kW

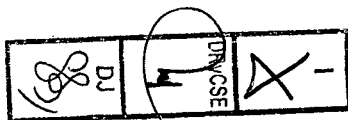
	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									

Tarifa 5 Otros Distribuidores

	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									



E.P.R.E.



ANEXO II / Planilla II

RESOLUCIÓN N° **92** EPRE
EXPTE. N° 179/15 EPRE

Ente Provincial Regulador de la Energía

Tarifa Peaje a Usuarios Finales con potencias menores a 300 kW

	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									

Tarifa Peaje a Usuarios Finales con potencias mayor o igual a 300 kW

	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									

Tarifa Peaje a Otros Distribuidores

	Cantidad	Potencia Total kW		Energía facturada en kWh				Basico	Total
		Punta	Fuera Punta	Punta	Resto	Valle	TOTAL		
VS									
VI-AT									
VI-MT									
VI-BT									
TOTAL									

Total Facturado

	Cantidad	kWh	Basico	Total
Total Tarifa 1 a 5				
Total Peaje				
Total				