Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos
Urquiza 860 - 1er Entre Piso
Tel/Fax: 343-4207922/23/24
PARANÁ - ENTRE RíOS

EXPEDIENTE

Nro. 00175/22
Fecha 16/05/2022
Iniciador ENERSA
Asunto REMITEN PRESENTACIÓN DE ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL PARA PERÍODO 01/07/21 AL 30/06/26
Nro. Exp. Prov.

Sector Generador ENERGIA DE ENTRE RIOS SA
Fecha Ingreso 16/05/2022
Procedencia Ext.
Descripción REMITEN PRESENTACIÓN DE ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL PARA PERÍODO 01/07/21 AL 30/06/26
Documento ID 211400
Soporte Ejemplar ORIGINAL
Archivo Imagen

Enersa

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 04
ENTRE RÍOS

Paraná, 13 de mayo de 2022

NOTA GC N°093/2022

Señores

ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ENERGÍA

Al Señor Interventor

Dr. JOSE CARLOS HALLE

SU DESPACHO

Revisión Tarifaria Quinquenal

Resolución EPRE N° 255/20

Resolución EPRE N° 59/21

Expediente EPRE N° 292/20

De nuestra mayor consideración:

Nos dirigimos al Señor Interventor del Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos, en el marco del Expediente y de las Resoluciones de la Referencia y a los efectos de presentar el Estudio Tarifario elaborado para determinar el nivel tarifario necesario para afrontar la correcta prestación del servicio en el 3er período tarifario del Contrato de Concesión de Enersa que va del 1° de Julio de 2021 al 30 de Junio de 2026, conforme los Criterios para Estudio de los Costos de Distribución establecidos en el Anexo I de la Res EPRE 92/15.

A los efectos de la elaboración del estudio, conforme los criterios mencionados, ENERSA ha solicitado la asistencia de la Consultora Mercados Energéticos Consultores, a partir de su reconocido prestigio internacional en la consultoría

Enersa

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
N° 02
ENTRE RÍOS

para el sector energético, en las temáticas técnicas, económicas y regulatorias de los servicios públicos.

El estudio elaborado consta de un Informe General y 10 Anexos, incluyendo los soportes digitales.

Es de nuestro interés a través de esta revisión tarifaria, determinar los ingresos necesarios para que ENERSA pueda operar adecuadamente durante el período tarifario quinquenal, cubriendo los costos operativos razonables y prudentes, y contar con la capacidad de realizar las inversiones resultantes de una planificación técnica y económica que permita abastecer la demanda de todos los usuarios de la provincia, cumpliendo con los exigentes niveles de calidad establecidos por la regulación y su contrato de concesión.

Para poder cubrir las necesidades de inversión para asegurar el abastecimiento de los usuarios, y así poder contribuir al crecimiento económico de la provincia de Entre Ríos, son necesarias importantes inversiones en la infraestructura de la red de transmisión en 132 kV y resulta necesario construirse nuevas Estaciones Transformadoras ET 132/33/13 kV, como consta en el informe anexo.

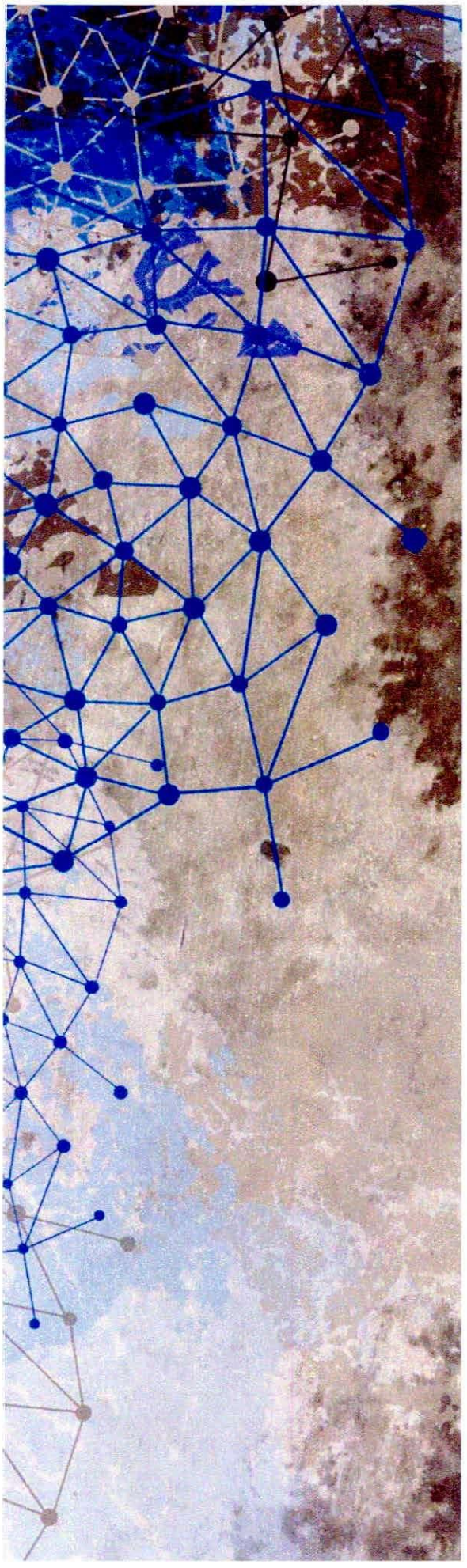
Damos por reproducidas la nota Nota GC N° 137/21, presentada el 21/12/21, y en las demás notas allí mencionadas.

Sin otro particular, saludamos al Sr. Interventor con nuestra más alta consideración.

E. P. R. E.
FECHA DE ENTRADA
16 MAY 2022
HORA: 08 45
FIRMA: Vera, M.

Ing. OMAR R. MINIGUTTI
Gerencia Comercial
Enersa

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 03
ENTRE RÍOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Informe General

Enersa

MAYO - 2022

M 2102 - 21

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 7
2. MODELO REGULATORIO 9
3. PRESUPUESTO Y CONDICIONES PARTICULARES 10
4. DESARROLLO DEL ESTUDIO 11
4.1. Determinación de la tasa de reinversión 11
4.2. Determinación de la base de capital de activos eléctricos 12
4.2.1. Metodología y Criterios 12
4.2.2. Sistema de Alta Tensión 15
4.2.3. Sistema de Transformación de MT/MT y CD 21
4.2.4. Sistema de Media y Baja Tensión 25
4.2.5. Resultados del VNR Eléctrico ENERSA 38
4.3. Determinación de los costos de explotación 40
4.3.1. Metodología y criterios 42
4.3.2. Diseño de la estructura organizacional 49
4.3.3. Diseño de explotación técnica 49
4.3.4. Datos utilizados para la aplicación de la metodología 50
4.3.5. Determinación del VNR no eléctrico 55
4.3.6. Asignación de costos compartidos a las actividades no reguladas 55
4.3.7. Costos de conexiones y rehabilitaciones 55
4.3.8. Resultados obtenidos 56
4.4. Determinación de las curvas de carga de los distintos grupos tarifarios 58
4.4.1. Población objetivo y tamaño de la muestra 59
4.4.2. Resultados obtenidos 60
4.5. Movimiento de energía y potencia 66
4.5.1. Información de base 66
4.5.2. Resultados Obtenidos 68
4.6.1. Movimiento de energía 69
4.6.2. Movimiento de potencia 71
4.7. Determinación del valor agregado de distribución (VAD) 72
4.7.1. Anualidad del Capital 73
4.7.2. Costos de Explotación 76
4.7.3. Valor Agregado de Distribución 76

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 04
ENTRE RÍOS

4.7.4. Mecanismos de actualización del cuadro tarifario 77
4.7.5. Determinación de los Ponderadores de las Fórmulas de Ajuste 79
4.7.6. Ajuste del valor agregado de distribución (VAD) a diciembre de 2021 79
4.8. Mecanismos de actualización del cuadro tarifario 80
4.9. Propuesta de cuadro tarifario 81
4.9.1. Cuadro tarifario económico 82
4.9.2. Cuadro tarifario proporcional 85
4.9.3. Cuadro tarifario propuesto 86
4.9.4. Factor FV 90
4.9.5. Análisis comparativo 91

Índice de Tablas y Figuras

Tabla 1 Costo de Capital 12
Tabla 2 Resultados de VNR líneas de alta tensión 17
Tabla 3 Resultados detallados del VNR líneas de alta tensión 18
Tabla 4 Resultados de VNR estaciones transformadoras AT/MT 20
Tabla 5 Resultados de VNR total del sistema de alta tensión 21
Tabla 6 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT 22
Tabla 7 Resultados de VNR de Reguladores de tensión 22
Tabla 8 Circuitos asociados a los centros de distribución 23
Tabla 9 Resultados de VNR de centros de distribución 24
Tabla 10 Resultados de VNR Alimentadores de Centro de Distribución 24
Tabla 11 Resultados de VNR red de 13,2 kV 27
Tabla 12 Resultados de VNR red de 33 kV 27
Tabla 13 Resultados de VNR total Red No Uniforme 28
Tabla 14 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona No Uniforme 28
Tabla 15 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona No Uniforme 29
Tabla 16 Resultados de VNR redes de BT-Zona No Uniforme 30
Tabla 17 Zonificación zona Uniforme de ENERSA 33
Tabla 18 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -13. 2 kV 35
Tabla 19 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -33 kV 35
Tabla 20 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -13. 2 kV 35
Tabla 21 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -33 kV 35
Tabla 22 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV 36
Tabla 23 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -33 kV 36
Tabla 24 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV 36
Tabla 25 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -33 kV 36
Tabla 26 Resultados de VNR de Acometidas 37
Tabla 27 Resultados de VNR de Medidores 38
Tabla 28 Resultados de VNR Optimizado de ENERSA 38
Tabla 29 Resultados de Reemplazo Real de ENERSA 39
Tabla 30 Comparación Reemplazo Real vs VNR Optimizado de ENERSA 39
Tabla 31 Distancias medias de traslado y velocidad de desplazamiento 50
Tabla 32 Oficinas Comerciales 51
Tabla 33 Perfil de Cobranza 51
Tabla 34 Funciones del Personal Propio de Casa Matriz 52
Tabla 35 Funciones del Personal Propio de Terreno 54

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 05
ENTRE RÍOS

Tabla 36 *Asignación de costos indirectos* 55
Tabla 37 Costos de Explotación Totales Empresa de Referencia 56
Tabla 38 Costos Totales de Explotación Técnicos Empresa de Referencia por nivel de tensión 57
Tabla 39 Costos Totales Comerciales Empresa de Referencia por tipo de usuario 57
Tabla 40 VNR NO Eléctrico 58
Tabla 41 Costos Unitarios de Servicios Comerciales ENERSA por tipo de usuario 58
Tabla 42 Mercado de ENERSA 59
Tabla 43 Tamaño de la muestra 59
Tabla 44 Factores de participación por bloque horario 64
Tabla 45 Factores de carga y coincidencia 65
Tabla 46 Factores de participación por bloque horario y grupo tarifario 66
Tabla 47 Factores de carga y coincidencia por grupo tarifario 66
Tabla 48 Mercado Base (septiembre 2020 - agosto 2021) 67
Tabla 49 Movimiento de Energía [kWh] 69
Tabla 50 Movimiento de Potencia [MW] 71
Tabla 51 Base de Capital: VNR Eléctrico 73
Tabla 52 Base de Capital: VNR No Eléctrico 74
Tabla 53 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico 75
Tabla 54 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico 75
Tabla 55 Costos de Explotación Eficientes 76
Tabla 56 Ingreso requerido al año base [$ Diciembre 2020] 76
Tabla 57 Ponderadores de las Fórmulas de Ajuste 79
Tabla 58 Factores de Ajuste (Diciembre 2020 / Diciembre 2021) 79
Tabla 59 Ingreso requerido ajustado [$ Diciembre 2021] 80
Tabla 60 Participación de los distintos conceptos en el VAD (en valores diciembre 2020) 81
Tabla 61 Valores de los ponderadores de la fórmula de ajuste 81
Tabla 62 Cuadro Tarifario económico VAD 84
Tabla 63 Cuadro Tarifario proporcional VAD 85
Tabla 64 Cuadro Tarifario propuesto VAD 87
Tabla 65 Factores de pérdidas, participación y otros coeficientes. 88
Tabla 66 Factores de coincidencia con la compra de energía. 89
Tabla 67 Costos de distribución 89
Tabla 68 Resultados VAD 91
Tabla 69 Cuadro comparativo de tarifa media VAD por categoría tarifaria 92
Tabla 70 Cuadro comparativo de cargos por capacidad (grandes demandas) 96
Tabla 71 Cuadro comparativo de tarifa media VAD por categoría tarifaria (Propuesto/Vigente) 97

Tabla 72 Cuadro comparativo de tarifa media plena por categoría tarifaria 99
Tabla 73 Cuadro comparativo de tarifa media plena por categoría tarifaria (Propuesto/Vigente) 100

Figura 1 Clasificación y componentes de costos 46
Figura 2 Flujograma de la determinación de los gastos de explotación 47
Figura 3 Organigrama Empresa de Referencia 49
Figura 4 Curva de carga por tipo de usuario 63
Figura 5 Asignación por demanda coincidental 83
Figura 6 Comparación de Tarifa Media VAD. Bloques de tarifa T1 93
Figura 7 Curva de precio VAD. Tarifa residencial. 94
Figura 8 Curva de precio VAD. Tarifa residencial rural 94
Figura 9 Curva de precio VAD. Tarifa general. 95
Figura 10 Curva de precio VAD. Tarifa mediana demanda. 96

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 06
ENTRE RÍOS

1. INTRODUCCIÓN

El objeto general de este estudio de consultoría es desarrollar una propuesta tarifaria para el próximo quinquenio, para la empresa Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima (ENERSA) a ser presentada y evaluada por el Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE), así como la asistencia a la empresa en la etapa posterior a la presentación en la atención de consultas s de criterios metodológicos e información utilizada que puedan aparecer durante su evaluación.

Este informe tiene el fin de determinar los ingresos necesarios para que ENERSA pueda operar durante el período tarifario quinquenal, cubriendo los costos operativos razonables y prudentes, y realizar las inversiones de una planificación técnica y económica que permita abastecer la demanda de los usuarios cumpliendo con los niveles de calidad exigidos por la regulación y su contrato de concesión.

Contar con recursos necesarios en forma previsible permite la planificar la prestación del servicio a mediano y largo plazo en busca de los resultados calidad del servicio óptimo para el usuario a costos razonables y eficientes.

En particular, este informe tiene como objeto presentar los resultados obtenidos en el desarrollo de las distintas etapas del estudio:

- Determinación de la tasa de reinversión
- Determinación de la base de capital de activos eléctricos
- Determinación de los costos de explotación
- Determinación de las curvas de carga de los distintos grupos tarifarios
- Determinación del valor agregado de distribución (VAD)
- Mecanismos de actualización del cuadro tarifario
- Propuesta de cuadro tarifario

Adicionalmente se incluyen como anexos al presente informe los siguientes documentos:

- Anexo I – Proyección de la demanda
- Anexo II – Determinación de la tasa de reinversión
- Anexo III – Determinación del Valor a nuevo de reemplazo
- Anexo IV – Costos de explotación
- Anexo V – Caracterización de la demanda
- Anexo VI – Inversiones previstas en transmisión
- Anexo VII – Régimen Tarifario
- Anexo VIII – Procedimiento de cálculo Tarifario
- Anexo IX – Cuadro tarifario Propuesto (Formato ENERSA/EPRE)
- Anexo X - Cuadro tarifario Proporcional (Formato ENERSA/EPRE)

Mariana Alvarez Guerrero
Directora de Utilities Bussines

Marco Normativo

La Ley Provincial N° 8916, su reglamentación a través del Decreto Reglamentario N° 1300 (en delante de 1300), el Contrato de Concesión y la Resolución EPRE 92/2015, constituyen el marco regulatorio sobre el que se desarrolló la metodología de cálculo tarifario.

En el desarrollo de este estudio no se ha considerado los impactos de la Ley 10933 Energía Eléctrica Sostenible de 2021 que aún no ha sido reglamentada tanto en lo referido a la Generación Distribuida, generación renovable (objetivo 2030 30%), como a la Medición Inteligente (objetivo 2030 20%). Estos aspectos deberán ser incorporados oportunamente cuando se cuente con la reglamentación de la mencionada ley.

A continuación, se transcriben los principales artículos de la Ley N° 8916 y su reglamento DE 1300, donde se determinan los principios tarifarios sobre los cuales se ha basado la propuesta de VAD.

Artículo N.° 30 de la Ley

Los servicios prestados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

a) *Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes, por la prestación de un servicio eficiente, los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 31 de esta ley;*
b) *Deberá tenerse en cuenta las diferencias de costos que existan entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, modalidad de consumo y cualquier otra característica que el Ente Provincial Regulador de la Energía califique como relevante*
c) *El precio de venta de electricidad a los usuarios finales incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley N° 24065.*
d) *Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios; compatible con la seguridad del abastecimiento*

Reglamentación DE 1300

Inciso a): El costo propio de distribución para cada nivel de tensión, que integrará la tarifa de la concesión estará constituido por:

1. *El costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas asociadas a los distintos niveles de tensión.*
2. *Los costos de operación y mantenimiento, considerándose como tales a los gastos inherentes a la operación y mantenimiento de las redes puestas a disposición de los usuarios, y*
3. *Los gastos de comercialización, incluyéndose en tal concepto a los gastos de medición y administrativos que se relacionen con la atención a los usuarios.*

Inciso b): Los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta:

1. *La tensión en que se efectúe el suministro.*
2. *La modalidad de consumo de cada tipo de usuario, teniendo en cuenta su participación en los picos de carga de la red de distribución.*

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 07
ENTRE RÍOS

3. *El precio de venta de la electricidad a los usuarios finales incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley Nro. 24065.*

Inciso c) Se adicionará al costo propio de distribución el precio de compra de energía en bloque. Cuando tal compra se realice en el Mercado Eléctrico Mayorista, se tomará como referencia el correspondiente al Mercado Spot. El precio de compra deberá multiplicarse por un factor que represente las pérdidas técnicas asociadas al nivel de tensión del suministro.

Cuando la compra se efectúe mediante contratos a términos que realice la distribuidora en el período de concesión, se adicionará un costo igual al promedio simple entre el precio del contrato y el precio del Mercado Spot, pudiendo adoptar como máximo el precio del Mercado Spot.

Los costos de transporte hasta los nodos de compra del distribuidor que se transferirán a tarifas incluirán los costos de ampliación y/o renovación que se carguen al distribuidor.

Artículo N.° 31 de la Ley
Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad en la medida que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo, comparables nacional e internacionalmente.

Reglamentación DE 1300:
Considerase como tasa de rentabilidad a la tasa de actualización que determine el Ente Provincial Regulador de la Energía para el cálculo de los costos propios de Distribución. El Ente, a tales efectos, deberá respetar los principios definidos en el artículo 31° de la Ley Provincial N° 8916.

Contexto Económico y Regulatorio
Las Distribuidoras deben adaptarse permanentemente a contextos socioeconómicos como los atravesados por nuestro país los últimos años con crisis económicas recurrentes que alteran la normal aplicación de los marcos regulatorios y los principios tarifarios que rigen el vínculo entre las obligaciones regulatorias y los ingresos percibidos por las Distribuidoras.

El contexto reciente, con altas tasas de inflación, recesión económica, devaluación de la moneda, recurrentes congelamientos tarifarios y la reciente Pandemia Covid-19, originaron incrementos de costos, restricciones operativas, incremento de la morosidad, etcétera, situaciones a las cuales escapan a las posibilidades del control de la distribuidora, y que no fueron compensados a las Distribuidoras.

En ese contexto para garantizar el servicio en el presente, se restringe la posibilidad de realizar inversiones, las que se ven demoradas, y que de prolongarse estas situaciones el sistema eléctrico incrementa los riesgos en su confiabilidad y capacidad de abastecimiento.

2. MODELO REGULATORIO

La regulación aplicable establece los principios económicos que deben respetarse para calcular las tarifas reguladas que remuneran el servicio público de la distribución eléctrica en la Provincia de Entre Ríos, pero el cálculo en sí de las tarifas puede abordarse, organizarse y desarrollarse de diversas maneras; la metodología específica utilizada para ello constituye el Modelo Regulatorio, cuyas principales cualidades deben ser: adecuación estricta a las prescripciones regulatorias, consistencia y coherencia intrínseca en la organización de los cálculos, respaldo fáctico y trazable de todos los datos e información de base utilizada.

Se distinguen dos fases en la aplicación del Modelo Regulatorio:

i) la determinación de los Ingresos Requeridos por la distribuidora para solventar los costos económicos del servicio que presta y;

ii) la asignación de esos costos a los distintos grupos de clientes que constituyen las Categorías Tarifarias establecidas.

Particularmente, este informe trata la fase (i) del Modelo Regulatorio y considera las siguientes características generales:

1. Se considera en forma integral la operación de la distribuidora en el año base 2020, el último para el que se dispone de información anual completa en todos los aspectos de interés: mercado, instalaciones, estados financieros, etc.
2. Todos los precios de los factores que forman los costos de producción son los de mercado competitivo y se refieren al mes de diciembre de 2020.
3. Los componentes de costo consideran el valor anualizado de los costos de capital, adoptando una tasa de reinversión en términos reales (sin descontar una hipotética variación inflacionaria de precios) y la vida útil de las instalaciones.
4. Como consecuencia del numeral 3., dichos montos monetarios deberán ser actualizados para quedar expresados en moneda corriente en el momento de la fijación tarifaria, siendo que todos los costos calculados están expresados en valor monetario de diciembre de 2020.
5. Los costos unitarios del servicio que se reflejarán en los cargos tarifarios son los Ingresos Requeridos del año base, asignados al mercado real atendido en ese mismo año.
6. Consecuente con lo postulado en 3. y 4., es una condición imprescindible un ajuste periódico, según se requiera, de los cargos tarifarios calculados a diciembre de 2020.
7. Finalmente, los resultados obtenidos en el estudio serán reexpresados a moneda de diciembre de 2021

3. PRESUPUESTO Y CONDICIONES PARTICULARES

Además de las características generales del Modelo Regulatorio que se han detallado anteriormente, en este caso particular se tienen en cuenta los siguientes presupuestos y condiciones particulares:

1. Los costos de explotación que se suponen necesarios operando y gestionando en forma prudente y eficiente, se estiman con la metodología de una Empresa de Referencia (ER), o empresa modela, que refleja las condiciones operativas de ENERSA en su entorno socioeconómico real.
2. La dotación de personal de la ER es la estrictamente necesaria para cumplir las actividades en forma eficiente. El costo salarial de las distintas categorías es el que se obtiene cumpliendo los acuerdos gremiales y la legislación laboral vigente para el personal de ENERSA al mes de diciembre de 2020.
3. Los costos derivados de la ER cubren todas las actividades operativas usuales de la "gestión eficiente" en las condiciones de entorno de ENERSA. Se deben agregar a estos costos los que empíricamente se comprueba que están "más allá de la gestión eficiente" y son no gestionables por la empresa distribuidora.
4. Son parte de los costos de explotación los costos de capital de trabajo.
5. Se adopta el método de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para determinar el valor de referencia de los activos fijos (bienes de uso). Las redes y demás instalaciones eléctricas

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 08
ENTRE RÍOS

se valoran a precios de mercado competitivo de diciembre 2020. Se verifica la necesidad y pertinencia de estas instalaciones y su dimensionamiento es optimizado, económicamente adaptado al mercado del año base 2020, manteniendo las opciones tecnológicas y localizaciones existentes. Los demás bienes de uso "no-eléctricos", tales como: terrenos y edificios (con su correspondiente equipamiento y mobiliario), vehículos de transporte y carga, software corporativo propio (sistemas comercial, técnico y administrativo), hardware, equipos e instalaciones de comunicación de voz y de datos propios, herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, y muebles y otros bienes, conforman el VNR No Eléctrico, el cual se dimensiona y valoriza considerando ratios de eficiencia y costos de mercado para vehículos, y los valores de libros actualizados para el resto.

6. El costo de capital se determina asignando a los bienes de uso vidas útiles medias representativas de la experiencia internacional y asumiendo una recuperación de la inversión a partir del cálculo de la Anualidad correspondiente con la tasa de reinversión que refleja el costo de oportunidad del capital.
7. El costo de oportunidad del capital se expresa en una tasa anual de reinversión que se determina con el método CAPM/WACC referido a la fecha de fin del año base y que es considerada antes de impuestos.
8. Los ingresos tarifarios percibidos en concepto de costos de abastecimiento no deben ocasionar efectos en la gestión financiera de la distribuidora gracias a su tratamiento con el mecanismo de *pass-through*, pero sí se computan como costos a recuperar por ésta los indirectos que se devengan para su administración.

4. DESARROLLO DEL ESTUDIO

4.1. Determinación de la tasa de reinversión

Para la determinación de la tasa de reinversión se utilizó una metodología estandarizada y de uso ampliamente difundido por los reguladores, como es el *Capital Asset Pricing Model / Weighted Average Cost of Capital* (CAPM/WACC). El CAPM permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento reconocido a los accionistas, y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo. Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de reinversión a través del cálculo de la WACC. Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad.

El estudio efectuado permite concluir que la tasa de reinversión aplicable para el caso de ENERSA resulta igual a 12.29%, antes de impuestos (7,99% real después de impuestos). Esta es una tasa real antes de impuestos para aplicar a fondos nominados en moneda local constante. Esta tasa, al incluir un premio por riesgo cambiario, tiene en cuenta el riesgo que enfrenta un inversor en Argentina por las variaciones en la paridad cambiaria con el dólar estadounidense, las cuales podrían afectar el equilibrio económico financiero. Sin embargo, dado que está expresada en términos reales (es decir, no tiene en cuenta la posible inflación futura), la aplicación de esta debe estar acompañada de algún mecanismo de actualización tarifaria periódica que permita el

reconocimiento del incremento de costos debido al aumento de los precios internos.

Tabla 1 Costo de Capital

Componentes		Formula	Valor
Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD	WACC	$r_e*(1-W_d)+r_d'*W_d$	10.09
Inflación en USD	π_{USA}		1.95
Costo Real del Capital después de impuestos, en USD	$WACC_R$	$[(1+WACC)/(1+\pi_{USA})]-1$	7.99
Costo Real del Capital antes de impuestos, en USD	$WACC'_R$	$WACC_R/(1-t)$	12.29

4.2. Determinación de la base de capital de activos eléctricos

La metodología utilizada para la determinación de los costos de las instalaciones se basa en el cálculo del VNR, que establece el costo óptimo de valorizar a nuevo, considerando las últimas tecnologías disponibles, todas las obras, instalaciones y bienes físicos relacionadas con los activos eléctricos que son utilizados para prestar el servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Los cálculos presentados en esta sección están dirigidos a determinar los cargos de distribución y el cuadro tarifario, para lo cual se han observado y respetado las normas y premisas establecidas en la Ley que fija el marco regulatorio, y su reglamento. Por otra parte, se siguieron las pautas, criterios, procedimientos y demás aspectos según las reglas del arte para estos estudios, de acuerdo con el conocimiento y experiencia del grupo consultor.

En este capítulo se presentan los resultados del cálculo del VNR adaptado a la demanda, la metodología, los criterios empleados, y los datos utilizados a efectos de ser utilizados en la determinación de las tarifas correspondientes al período 2021-2026.

El VNR de la red adaptada técnica y económicamente a la demanda corresponde a la valorización óptima de aquellas instalaciones de distribución que permiten atender los requerimientos del mercado real de una empresa alcanzando los niveles de calidad requeridos, y considerando la seguridad pública y ambiental. El mercado considerado para el presente estudio corresponde al área de concesión de ENERSA, donde presta el servicio de Distribución de energía eléctrica. Luego, el resultado de mínimo costo asociado al desarrollo de la red adaptada determina la opción que resulta óptima desde el punto de vista técnico- económico para el abastecimiento del mercado.

4.2.1. Metodología y Criterios

Para determinar las instalaciones adaptadas a la demanda (VNR eléctrico) se consideró el siguiente procedimiento.

1. Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis en función del nivel de tensión y las metodologías aplicables.
2. Definición de las metodologías específicas y criterios para cada grupo de análisis para la determinación de la red eficiente
3. Valorización a precios de mercado eficientes.

En los puntos que siguen se presenta el procedimiento seguido para cada una de las etapas anteriormente descriptas.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 04
ENTRE RIOS

a) Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis

En primera instancia se desagregaron las instalaciones en los siguientes grupos de análisis considerando el nivel de tensión[1] y las metodologías aplicables:

- Sistema de Alta Tensión
  - Red de Alta Tensión
  - Estaciones transformadoras AT/MT
- Sistema de transformación de MT/MT y CD.
  - Estaciones transformadoras MT/MT
  - Centros de Distribución - CD
- Sistema de Media y Baja Tensión
  - Red de media tensión (MT)
  - Transformación media tensión a baja tensión (MT/BT)
  - Red de baja tensión (BT)
- Sistemas de servicio técnico al cliente: acometidas y medidores

b) Metodologías específicas para la definición y valorización de la red eficiente

Para la determinación y valorización con precios eficientes de los diferentes sistemas se emplearon las siguientes metodologías y criterios para cada sistema definido en el punto anterior.

b.1) Sistema de Alta Tensión

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales correspondientes a la red en alta tensión y las estaciones transformadoras AT/MT.

b.2) Sistema de transformación de MT/MT y CD

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales de las estaciones MT/MT y Centros de Distribución, y de los calibres en circuitos alimentadores de los CD.

b.3) Sistema de Media y Baja Tensión (MT y BT)

Para las instalaciones correspondiente a la red de media tensión, transformación MT/BT y red de baja tensión se emplearon los siguientes dos modelos de red: modelo geométrico y optimización de la red real en función de las características de cada zona abastecida por la distribuidora.

Se clasificaron las zonas según el siguiente criterio:

- Zonas uniformes: Indicador de $\frac{Clientes}{km_{MT}} \geq 50$
- Zonas no uniformes: Indicador de $\frac{Clientes}{km_{MT}} < 50$

Para determinar el indicador $\frac{Clientes}{km_{MT}}$ correspondiente a cada circuito se utilizó información de la empresa correspondiente a la base de comercial y el padrón de instalaciones con el detalle de la vinculación cliente-red. La información correspondiente a los clientes de la empresa fue obtenida de la base de datos comercial correspondiente al año 2020-2021, tarifas y coordenadas georreferenciadas, y el padrón de instalaciones corresponde a las existentes en operación.

[1] Nivel de tensión: AT: red de 132 kV, MT: red de 13. 2 y 33 kV, AT/MT: 132/33/13.2 kV, MT/MT: 33/13.2 kV, MT/BT 13.2/BT, 33/BT y BT: tension inferior a 1 kV

A partir de la aplicación del procedimiento anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

- 165 circuitos en MT con clientes distribuidos Uniforme.
- 256 circuitos en MT con clientes distribuidos de manera No Uniforme, que incluye aquellos circuitos que alimentan CD existentes en la Ciudad de Paraná.

A continuación, se describen los modelos utilizados la optimización de los circuitos que abastecen las zonas uniformes (modelo geométrico) y no uniformes (optimización de la red real).

b.3.1) Modelo geométrico (Circuitos que abastecen zona uniforme)

Se utilizó para determinar el sistema de MT y BT adaptado en zonas "uniformes" que presentan características de damero regular como el que se muestra en la siguiente figura:

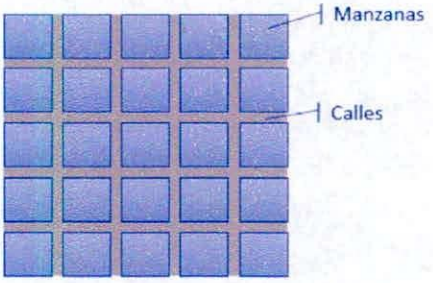


Figura 1 Damero en zona uniforme

En zona uniforme el modelo geométrico permite realizar una optimización conjunta de las redes de MT, equipamiento de maniobra y protecciones en MT, transformación MT/BT, y redes de BT en zonas Uniformes (zonas de alta densidad de carga y de usuarios).

El modelo utiliza información georreferenciada de los clientes y sus consumos y construye una zonificación que permite obtener áreas de densidad de consumo: muy alta densidad, alta densidad, media densidad, y baja densidad.

Luego se construye una red adaptada a la demanda para cada área de densidad considerando diferentes módulos constructivos y tecnologías, en función de los requerimientos.

b.3.2) Optimización de la red real (Circuitos que abastecen zonas no uniformes)

Para el resto de las *zonas ("no uniformes)* que no tienen una configuración regular como la mostrada en el gráfico anterior (típicamente zonas semi rurales y rurales) se utilizó la metodología de la optimización de la red real.

En zona no uniforme el modelo de red real considera la red existente en cuanto cantidades y topología, y se optimizan los calibres o capacidades, considerando la información de consumo y la vinculación cliente-red de la base de SGD. Para ello, se consideraron los siguientes análisis en función de la etapa de las instalaciones:

- Red de MT, circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV, se realizó un análisis de clúster para el muestro y estratificación de los circuitos MT, basado en la información disponible de los circuitos acerca de: cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, cantidad de cliente por circuito y demanda máxima registrada. Luego se modelaron los circuitos de MT representativos en herramienta de estudios eléctricos CYME, se corrió flujo de carga y a

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 10
ENTRE RÍOS

partir de estos resultados se realizó la adaptación de los calibres en cada tramo según sus secciones económicas.

- Equipos MT, a partir de los circuitos MT se diseñó una arquitectura de equipos de protección y maniobra en función de la longitud del circuito, nivel de tensión, porcentaje de troncal, y consumo abastecido.
- Subestaciones MT/BT, a partir de la información de clientes y demanda asociada (consumo y parámetros de caracterización de la demanda) se adaptó la capacidad de diseño de la subestación.
- Red BT, a partir de la información referida a la capacidad del transformador, la cantidad de salidas y los consumos por subestación se realizó una distribución de demanda y se optimizaron las secciones de red.

b.4) Sistemas de Servicio técnico al cliente

Este sistema constituido por las acometidas y medidores se consideró la información real suministrada por la empresa de los grupos tarifarios en la base comercial y para cada uno se asoció tipos de medidores estándares y tipo de acometidas (aérea/subterránea y monofásica/trifásica).

c) Valorización a precios de mercado eficiente

Sobre la base de las cantidades físicas de la red obtenida aplicando la metodología descripta en puntos anteriores y los costos unitarios eficientes de las unidades constructivas se determinó el VNR eléctrico.

4.2.2. Sistema de Alta Tensión

El sistema de alta tensión de ENERSA se encuentra formado por dos grandes grupos de activos:

1. Líneas aéreas en 132 kV cuyos parámetros más representativos se encuentran informados en la guía de referencia de la propia empresa, actualizada en diciembre del año 2020.

2. Estaciones transformadoras AT/MT, cuyas configuraciones de barras, cantidad de campos y niveles de tensión de operación se encuentran informados en los diagramas unifilares de la guía de referencia.

A lo largo de este capítulo se indican los criterios adoptados para la valorización tanto de las líneas de alta tensión como de las estaciones transformadoras para el posterior cálculo del VNR total del sistema de alta tensión. Para mantener un orden metodológico, se realiza por separado el cálculo del VNR para líneas como para estaciones transformadoras, ya que presentan modelos diferentes para su cálculo.

a) Red de alta tensión

Tal como se mencionó anteriormente, la red de alta tensión se encuentra formada por las líneas de 132 kV, sin embargo, únicamente se encuentran valorizadas las líneas de alta tensión que forman parte de la empresa ENERSA.

a.1) Criterios adoptados para la valorización de la Red de Alta tensión

A continuación, se describen los principales criterios adoptados por el consultor para la definición del inventario físico de las líneas como así también para su posterior valorización:

a.1.1) Criterio para la determinación del tipo de zona (Urbana o Rural)

Debido a que no se encuentra detallado dentro de la guía de referencia si las trazas de las líneas atraviesan zonas urbanas o rurales, para la valorización de las mismas se consideró el siguiente criterio:

- Si la longitud de la línea es menor a 10 km, se consideró que el 80% de la longitud de la línea atraviesa una zona urbana y el 20% restante pasa por una zona rural.
- Por el contrario, si la longitud de la línea tiene una longitud mayor a los 10 km, se consideró que el 80% de la longitud de la línea atraviesa una zona rural y el 20% restante por una zona urbana.

a.1.2) Criterio para la determinación del tipo de aislador (Suspensión o line-post)

Dado que no encuentra detallado si las líneas tienen cadenas de aisladores en suspensión (normalmente aisladores de porcelana) o bien se trata de aisladores del tipo line-post, adoptó el siguiente criterio para la valorización de las líneas:

- Si la línea se encuentra en una zona urbana, se considera que se tienen estructuras soportes del tipo line-post en la totalidad del tramo de línea.
- Si la línea se encuentra en una zona rural, se considera que el 90% de la longitud del tramo de línea posee cadena de aisladores de suspensión para soportar los conductores, mientras que el 10% restante de la longitud del tramo de línea posee line-post.

a.2) Cálculo del VNR de la Red de alta tensión

En esta sección, se presentan los principales parámetros adoptados por el modelo para el cálculo del VNR de las líneas de alta tensión, como así también el resultado obtenido.

El modelo consiste en asignarle a cada una de las líneas una o más unidades constructivas que permita la valorización de las mismas. Cada una de las unidades constructivas presenta un costo por unidad de longitud, cuyos valores fueron informados por la empresa ENERSA, por lo que se adoptaron como valores representativos de las instalaciones existentes. Una vez asignadas las unidades constructivas a cada tramo de línea, y siguiendo los criterios mencionados en el inciso anterior, se calculó el VNR eléctrico como el producto de la longitud por el costo unitario correspondiente.

Finalmente, para determinar el VNR total se realizó la suma del VNR eléctrico y los costos de servidumbres asociados a las líneas. Es importante aclarar que únicamente se tienen costos de servidumbres para los tramos de líneas que atraviesen zonas rurales. El procedimiento se desarrolla de forma detalla en el Anexo 2 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, donde además se indican los costos unitarios de cada una de las unidades constructivas utilizadas para el cálculo del VNR.

A continuación, se describen los principales campos característicos de las líneas, tal como se encuentra informado en la guía de referencia:

- **E.T de origen:** Corresponde a la estación transformadora desde donde parte la línea.
- **E.T de destino:** Corresponde a la estación transformadora donde arriba la línea.
- **Fecha de puesta en servicio:** Corresponde al año de puesta en operación de la línea.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 11
ENTRE RÍOS

- **Porcentaje de tramo urbano:** Corresponde al porcentaje de la longitud de la línea que atraviesa una zona urbana.
- **Porcentaje de tramo rural:** Corresponde al porcentaje de la longitud de la línea que atraviesa una zona rural.
- **Nivel de tensión:** Es la tensión de servicio de la línea expresada en kV.
- **Longitud:** Corresponde a la longitud total de la línea en km.
- **Cantidad de circuitos:** Se indica cuantos circuitos tiene cada línea, es decir si es simple o doble terna.
- **Propietario:** Se indica quien tiene a su carga la línea de alta tensión.
- **Sección de conductor:** Se indica la sección del conductor de línea en milímetros cuadrados.
- **Material de conductor:** Se indica el material del conductor de línea.
- **Conductores por fase:** Se indica la cantidad de conductores por fase que tiene cada línea.
- **Material del hilo de guardia:** Corresponde al material del conductor de guardia (Acero o OPWG).
- **Sección cable de guardia:** Se indica la sección del cable de guardia.
- **Estructura:** Corresponde a la estructura soporte de las líneas (postación).
- **VNR Eléctrico:** Corresponde al costo total de la línea excluyendo los costos de servidumbres.
- **Terrenos:** Corresponde al costo de servidumbre de la línea.
- **VNR Total:** Es la suma del VNR Eléctrico y los costos de los terrenos.

Una vez definido el inventario y asignadas las unidades constructivas a cada una de las líneas, se obtiene el VNR total de la red de alta tensión. Tener en cuenta que los valores indicados en la siguiente tabla se encuentran expresados en pesos, considerando una tasa de cambio de 84,15 pesos por dólar, fijada al 31 de diciembre del año 2020, según lo acordado con la empresa ENERSA:

Tabla 2 Resultados de VNR líneas de alta tensión

Tipo de zona	Longitud [km]	Porcentaje de km		VNR Total [$AR]
Urbana	256.4	22%	$	4,245,429,549
Rural	889.5	78%	$	14,727,125,387
Total [$AR]	**1,145.9**	**100%**	**$**	**18,972,554,936**

Es importante tener en cuenta que únicamente se valorizaron los costos de servidumbres asociados a las líneas que atraviesan zonas rurales, ya que en el caso de zonas urbanas no hay costos de expropiación. Además de los costos de servidumbres, en el caso de zonas rurales se valorizaron los costos de estudios y relevamiento de traza.

En la siguiente tabla, se muestra en detalle la participación de cada uno de los costos en el VNR total tanto para líneas urbanas como rurales.

Tabla 3 Resultados detallados del VNR líneas de alta tensión

Tipo de costo	Participación	VNR Total [$AR]
VNR Eléctrico	95%	$ 17,930,264,643
Servidumbres	5%	$ 1,021,388,096
Estudio y Relv. de Traza	0%	$ 1,005,470
Estudio de Suelo	0%	$ 19,896,727
VNR Total	**100%**	**$ 18,972,554,936**

En este caso, el VNR eléctrico representa el costo tanto de las líneas rurales como urbanas pertenecientes a ENERSA. Por otro lado, los costos de servidumbres, estudios de traza, etc., están asociados únicamente a las líneas rurales.

Los costos unitarios de las unidades constructivas como así también la valorización de cada una de las líneas se muestran en detalle a partir del Anexo 2 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

b) Estaciones AT/MT

Las estaciones transformadoras AT/MT forman parte del sistema de alta tensión de ENERSA. Para poder realizar un inventario de equipos de cada una de las estaciones se tomaron como fuente de información los diagramas unifilares que se encuentran en la guía de referencia de ENERSA. En los mismos se identificaron esquemas de conexión en los distintos niveles de tensión (132 kV, 33 kV y 13,2 kV), como así también la cantidad de equipos que forman parte de cada estación tales como celdas, equipos de compensación servicios auxiliares y transformadores de potencia. Es importante señalar que únicamente se valorizaron aquellas instalaciones que son propiedad de la empresa ENERSA.

b.1) Criterios adoptados para la valorización de Estaciones AT/MT

A continuación, se mencionan los criterios abordados por el consultor para la valorización de las instalaciones presentes en cada una de las estaciones transformadoras AT/MT:

b.1.1) Criterio para la asignación de costos unitarios de campos de conexión

Para poder valorizar cada una de las estaciones transformadoras se tomaron los costos de las unidades constructivas informadas por la empresa ENERSA. Sin embargo, debido a la gran variabilidad en las configuraciones de cada estación transformadora, las unidades constructivas fueron desagregadas en diferentes elementos (Celda de entrada, de transformador, acoplamiento, medición y capacitor), asignándole un porcentaje del costo total de la unidad constructiva a cada elemento. El detalle de los porcentajes de participación de cada una de las instalaciones dentro de cada unidad constructiva definida por ENERSA se encuentra detallado en el Anexo 2 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

b.1.2) Criterio para la asignación de costos unitarios a unidades transformadoras

Por otro lado, para la valorización de los transformadores de potencia que se encuentran en cada una de las estaciones transformadoras, se tomaron los costos unitarios definidos por ENERSA. Sin embargo, debido a que únicamente se contaba con los costos de transformadores de potencia de 30 y 40 MVA, para los transformadores de potencias inferiores se realizó una aproximación lineal,

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 12
ENTRE RÍOS

teniendo en cuenta los costos unitarios informados.

b.1.3) Criterio para la asignación de servicios complementarios de las estaciones transformadoras

Por último, y si bien no se encuentra mencionado en la guía de referencia, se consideró que cada estación transformadora, además del equipamiento indicado en el diagrama unifilar, cuenta con el siguiente equipamiento:

- Banco de baterías.
- Cargador de baterías.
- RTU y sistemas de comunicaciones.

b.2) Cálculo del VNR de las Estaciones Transformadoras AT/MT

En esta sección se indican las distintas instalaciones valorizadas en cada una de las estaciones transformadoras a partir de las unidades constructivas definidas por ENERSA. En particular, para cada estación transformadora se consideraron las siguientes instalaciones:

- Transformadores de Potencia
- Equipos de compensación
- Celdas de 33 y 13,2 kV. Estas incluyen celda de salida de línea, celda de transformación, medición o acoplamiento.
- Campos de 132 kV. Incluye campos de entrada de línea, transformación o acoplamiento.
- Transformador de servicios Auxiliares
- Reactores de neutro
- Campos de 33 y 13,2 kV del tipo intemperie.
- Banco de baterías.
- Cargador de baterías.
- RTU y sistemas de comunicaciones.

En el Anexo 2 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo se explica con mayor detalle cada una de las unidades constructivas como así también el costo unitario en moneda local.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen del VNR total de las estaciones transformadoras AT/MT. El detalle de la composición de los VNR de cada estación se encuentra detallado en el Anexo 2 Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

Tabla 4 Resultados de VNR estaciones transformadoras AT/MT

Nombre de la Estación AT/MT	Tension [kV]		VNR [$AR]
Nogoyá	132/33/13.2	$	504,591,649
Masisa	132/33/13.2	$	297,866,144
Crespo	132/33/13.2	$	776,999,940
El Pingo	132/33/13.2	$	495,828,442
Gualeguay	132/33/13.2	$	721,346,175
Gran Paraná	500/132/33	$	586,566,973
Gualeguaychú	132/33/13.2	$	805,783,859
Los Conquistadores	132/33/13.2	$	463,309,924
Concordia	132/33/13.2	$	847,482,487
Colonia Elía	500/132/33	$	436,359,636
Chajarí	132/33/13.2	$	793,264,093
Colón	132/33/13.2	$	485,374,601
Villa Elisa	132/33/13.2	$	366,577,636
Villaguay	132/33/13.2	$	614,355,740
Paraná Norte	132/33/13.2	$	795,635,080
Paraná Este	132/33/13.2	$	624,388,851
Paraná Oeste	132/33/13.2	$	628,370,530
Paraná Sur	132/33/13.2	$	821,857,897
San José	132/33/13.2	$	738,435,123
San Salvador	132/33/13.2	$	657,166,443
Uruguay Sur	132/33/13.2	$	607,056,954
Santa Elena	132/33/13.2	$	534,018,833
Uruguay	132/33/13.2	$	1,055,321,346
Victoria	132/33/13.2	$	561,559,551
Basavilbaso	132/33/13.2	$	602,618,148
Federal	132/33/13.2	$	350,611,253
Total		**$**	**16,172,747,311**

Es importante mencionar que la estación transformadora Federal, no se encuentran indicada en la guía de referencia, debido a que la misma entró en operación en el año 2021, por lo cual no está contemplada en la misma. Otra de las particularidades es la ampliación de la estación Los Conquistadores, la cual también se realizó en el año 2021. Los diagramas unifilares actualizados de estas dos estaciones fueron proporcionados por el personal de la empresa ENERSA.

Además, dentro del VNR Total de cada una de las estaciones se encuentran valorizados los terrenos asociados a cada estación. En este caso en particular, se estandarizó un terreno con una superficie de una hectárea para todas las estaciones.

Por último, resulta importante aclarar que dentro del VNR presentado en la tabla anterior se

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 13
ENTRE RÍOS

encuentra contabilizado los costos de obras civiles y mano de obra.

c) VNR total del Sistema de Alta Tensión

Finalmente, el VNR total asociado al sistema de alta tensión es la suma del VNR total de líneas de alta tensión y el VNR total de las estaciones transformadoras AT/MT. En la siguiente tabla, se muestra el VNR total del sistema de alta tensión

Tabla 5 Resultados de VNR total del sistema de alta tensión

Elementos	Cantidad	Porcentaje	VNR Total [$AR]
Estaciones Transformadoras AT/MT	26.0	46%	$ 16,172,747,311
Lineas de transmisión	1,146	54%	$ 18,972,554,936
Total [USD]		**100%**	**$ 35,145,302,247**

4.2.3. Sistema de Transformación de MT/MT y CD

Comprende las subestaciones de MT/MT y CD (Centro de Distribución).

a) Estaciones MT/MT y Reguladores

En esta sección se indican los principales criterios adoptados por el consultor para la valorización de las 85 estaciones transformadoras MT/MT, como así también los reguladores de tensión.

En particular, para la valorización de las estaciones MT/MT se adoptaron los siguientes criterios:

- El primer criterio adoptado está asociada a los costos unitarios de los transformadores. Si bien la empresa ENERSA informó costos unitarios de unidades transformadoras en función de la potencia nominal, en muchos casos resultó necesarios estimar los costos de transformadores con potencias diferentes a las informadas. Para realizar este cálculo, se realizó una aproximación polinómica para determinar los costos unitarios de las unidades transformadoras faltantes. Los resultados obtenidos de la aproximación de los costos unitarios para unidades transformadoras se encuentran detallados en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.
- Por otro lado, los costos unitarios de las distintas unidades constructivas utilizadas para la valorización de las estaciones MT/MT se obtuvieron a partir de la planilla "Costos red de alta tensión V2", donde se encuentran detallados los precios de cada una de las instalaciones. Tener en cuenta, que, para la valorización final de las estaciones, los mismos fueron convertidos a moneda local, adoptando como una tasa de cambio de 84,15 pesos por dólar, correspondiente al 31 de diciembre de 2020.

Para definir la cantidad de instalaciones que se encuentran presentes en cada una de las estaciones transformadoras MT/MT se tomó la información de la planilla "Listado de SETs 33-13.2". En esta planilla se considera para cada estación transformadora la potencia instalada en MVA, asociada a los transformadores, la cantidad de máquinas y los campos de 33 kV como de 13,2 kV.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen del VNR total de las estaciones transformadores, con el detalle de los costos de cada uno de los principales elementos que las componen, incluyendo el costo de los terrenos.

Tabla 6 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT

Tipo de Instalación	Participación [%]	VNR [$AR]
Obra civil	25%	$ 909,884,506
Campo entrada desde línea 33 kV	3%	$ 96,440,308
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/fusible)	1%	$ 26,477,612
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/reconectador)	3%	$ 114,821,430
Campo de Trafo lado 33 kV (con barra y c/reconectador)	2%	$ 83,565,974
Campo de Trafo lado 13,2 kV	4%	$ 141,697,819
Campo Salida 13,2 Kv	14%	$ 514,548,151
Barra de 33 kV	1%	$ 20,537,191
Barra de 13,2 kV	1%	$ 32,123,129
Banco de Capacitores	2%	$ 70,023,740
Varios Obra Electromecanica	25%	$ 900,638,513
Telemando	1%	$ 21,109,015
Transformadores	16%	$ 583,342,338
Terreno	3%	$ 101,787,840
Total		**$ 3,616,997,563**

Resulta importante aclarar que, para la valorización de los terrenos, se consideró un costo único de terreno para las estaciones transformadores MT/MT, al igual que se hizo para las estaciones transformadoras de alta tensión, cuyo valor se encuentra indicado en la planilla "Detalle Varios", en el archivo Costos red de alta tensión V2".

Finalmente, para los reguladores de tensión existentes se tiene la siguiente tabla:

Tabla 7 Resultados de VNR de Reguladores de tensión

Descripción	ud	Cu	$AR
Reguladores de Tensión 13,2 kV - 300 A (tres)	5	5,890,500	29,452,500

b) Centros de Distribución

Los centros de distribución en particular son instalaciones a que concentran una gran cantidad de salidas de alimentadores en media tensión, los cuales finalmente alimentan los transformadores de la red de distribución para alimentar a los usuarios finales. En el caso de ENERSA, se tienen 5 centros de distribución identificados, a partir de los cuales parten los distintos alimentadores.

Para identificar y valorizar los centros de distribución, se tomó la información de la base de datos SGD, donde se encuentra detallado cada uno de los centros de distribución con las distintas salidas de alimentadores. Adicionalmente a las salidas de línea, se incluyeron por cada centro de distribución celdas de medición y acoplamiento, en función de la cantidad de alimentadores de salida que se tengan. Como criterio, se consideró al menos una celda de medición en cada centro de distribución y en los casos en que se tengan más de 4 salidas de línea, se incluyó una celda de acoplamiento y una medición adicional para cada barra. En la siguiente tabla, se muestran los distintos alimentadores que parten desde los centros de distribución en 13,2 kV hacia la red de distribución.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 14
ENTRE RÍOS

Tabla 8 Circuitos asociados a los centros de distribución

Centro de Distribución	Código de Alimentador	Nombre del Alimentador
URANGA	1D01	ALMAFUERTE
URANGA	1D02	COTAPA
URANGA	1D03	HERNANDARIAS
URANGA	1D05	PARANATEX
URANGA	1D06	ZANNI
URANGA	1D07	PROVINCIAS UNIDAS
URANGA	1D08	SANTOS DOMINGUEZ
URANGA	1D09	MIHURA
CD - BEIRO -	1D21	BRETE
CD - BEIRO -	1D25	VILLAGUAY - E
CD - BEIRO -	1E82	LAMADRID
RAMIREZ	1D30	SOLER
RAMIREZ	1D31	URQUIZA
RAMIREZ	1D32	SAN LUIS
RAMIREZ	1D33	SAN MARTIN
RAMIREZ	1D34	SAN ROQUE
RAMIREZ	1D35	CEMENTO
RAMIREZ	1D36	COSTANERA
RAMIREZ	1D37	FRATERNIDAD
VILLAGUAY	1D40	FILTRO
VILLAGUAY	1D41	BELGRANO
VILLAGUAY	1D42	HOSPITAL
VILLAGUAY	1D43	MONTE CASEROS
VILLAGUAY	1D44	MONOBLOCK
VILLAGUAY	1D45	PELLEGRINI
VILLAGUAY	1D46	VILLAGUAY D (CD)
VILLAGUAY	1D47	VILLAGUAY E (CD)
CD - BEIRO - L	1E81	RANDISI
CD - BEIRO - L	1D20	BLAS PARERA

Finalmente, en siguiente tabla se muestra un resumen del cálculo del VNR asociado a los centros de distribución. Los costos unitarios utilizados para la valorización de los centros de distribución son los que se encuentran detallados en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo y coinciden con los costos utilizados para la valorización de las estaciones AT/MT.

Tabla 9 Resultados de VNR de centros de distribución

EETT	EQUIPO	CANT	CU [$AR/ud]	VNR TOTAL [$AR]
CD - URANGA	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - URANGA	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - URANGA	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - BEIRO	Celdas 13.2 kV salida	3	$ 5,431,228.91	$ 16,293,686.72
CD - BEIRO	Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420.27	$ 1,597,420.27
CD - RAMIREZ	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - RAMIREZ	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - RAMIREZ	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - VILLAGUAY	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - VILLAGUAY	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - VILLAGUAY	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - BEIRO-L	Celdas 13.2 kV salida	2	$ 5,431,228.91	$ 10,862,457.82
CD - BEIRO-L	Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420.27	$ 1,597,420.27
Total				**$ 179,869,522**

c) Alimentadores de Centros de Distribución

Los alimentadores correspondientes a los centros de distribución son aquellos que vinculan las distintas barras de los centros de distribución, a partir de los cuales se tienen las salidas de las líneas de media tensión. Estos alimentadores en particular, en su enorme mayoría subterráneos, resultan críticos para el suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema de distribución. Por tal motivo, para la valorización de los mismos se adoptó el mayor calibre que se presenta en la instalación real (ya sea en todo el tendido o un ramo del alimentador) y el mismo se extendió a la longitud total del alimentador.

Los circuitos correspondientes a estos alimentadores son los que se detallan en la Tabla 8. Para obtener la información sobre los distintos calibres de los conductores asociados a cada circuito se tomó como fuente de información la base de datos del SGD. El procedimiento en detalle de cómo se obtienen los calibres de los conductores como así también la longitud, formación y demás características, se detalla en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos para los alimentadores de centros de distribución:

Tabla 10 Resultados de VNR Alimentadores de Centro de Distribución

Código	Descripción	long [km]	Cu [$AR]	VNR [$AR]
XLPE1x240	1X240/35 AL/CU-XLPE 15 kV	28.19	$ 11,250,023	$ 317,160,207
XLPE1x300	1X300/35 AL/CU-XLPE 15 kV	2.77	$ 11,453,784	$ 31,685,633
Total		**30.96**		**$ 348,845,840**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 15
ENTRE RÍOS

En la tabla se encuentran contabilizados la cantidad total de alimentadores asociados a los centros de distribución. Se debe tener en cuenta que se adoptó todo el tramo de un circuito a la mayor sección estandarizada del circuito.

d) VNR Total de Transformación MT/MT y CD

Tipo de Instalación	Cantidad		VNR [$AR]
Estaciones Transformadoras MT/MT	85	$	3,616,997,563
Reguladores de Tensión	5	$	29,452,500
Centros de Distribución	5	$	179,869,522
Alimentadores	30.96 km	$	348,845,840
Total		**$**	**4,175,165,425**

4.2.4. Sistema de Media y Baja Tensión

En el caso del sistema de MT y BT se agruparon los resultados en función de los dos modelos de red que fueron utilizados:

- Red en zona no uniforme: modelo simplificado de la red real y
- Red en zona uniforme: modelo geométrico.

La diferenciación entre los circuitos del sistema que identificó el tratamiento de cada uno de ellos fue establecida anteriormente.

a) Red No Uniforme

En base a los circuitos identificados como no uniformes se determinaron aquellas instalaciones que corresponde al sistema de MT y BT, las cuales consisten en: líneas en MT en 33 kV y 13.2 kV, equipos de maniobra y protección; subestaciones transformadoras MT/BT, y líneas en BT.

Se utilizaron diferentes modelos de red real en función del tipo de instalación (líneas o transformadores) y la información disponible. En todos los casos se toma como punto de partida el reconocimiento de las instalaciones eléctricas de acuerdo con la información contenida en la base de datos del Sistema de Gestión de Distribución (SGD) de ENERSA. La información del SGD permite obtener detalle de las características y tipo de instalaciones eléctricas e información georreferenciada que hay en la actualidad de toda la red de media y baja tensión.

Los modelos de red en zona no uniforme tienen como objetivo reconocer la red existente y la adaptación de calibres de la red conformada por: los circuitos MT de los niveles de tensión 33 kV y 13.2 kV identificados en zona no uniforme, y las estaciones MT /BT y red de BT asociadas a dichos circuitos.

Luego para valorizar las instalaciones, se utilizaron los costos unitarios que fueron suministrados por la empresa ENERSA. El detalle de los criterios y metodología utilizada para cálculo de las cantidades optimizadas de red en zona no uniforme se encuentra en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

a.1) Red de MT

En el caso de la red MT identificada como "No uniforme", se tomó información de dos fuentes diferentes de información.

Para la identificación de cada uno de los circuitos de media tensión se utilizó la información disponible en la base de datos SGD, donde se encuentran contabilizados e identificados cada uno de los circuitos que forman parte de la red de media tensión de ENERSA.

Con el fin de realizar un análisis de flujo de carga para evaluar la condición de cada alimentador, se tiene modelada en el software CYME toda la red de media tensión tanto en 33 kV como en 13,2 kV, tanto trifásico como monofásico. El procedimiento completo se encuentra detallado en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

Inicialmente, el procedimiento consiste en un análisis de clúster para el muestreo y estratificación de los circuitos MT identificados como No Uniforme, basado en la información disponible de los circuitos acerca de: cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, cantidad de cliente por circuito y demanda máxima registrada en los circuitos. Luego, una modelización de los circuitos de MT representativos en herramienta de estudios eléctricos, y posterior adaptación según sus secciones económicas de los con circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV.

La elección de las secciones económicas para red troncal y derivación en MT se realiza en un modelo en función de la corriente normalizada. Los rangos de corrientes normalizados están función de las secciones óptimas (mínimo costo) y se encuentran en el archivo de "ConductorEconómico". La elección del calibre económico considera costos de energía, tasa de reinversión, vida útil, factor de carga y pérdidas típicas.

Sobre la base de la información disponible, se procede a la valorización de las instalaciones a partir de la determinación de la sección optima de cada uno de los alimentadores de la red de media tensión.

A partir del procedimiento señalado anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados para la valorización de la red de media tensión:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 16
ENTRE RÍOS

Tabla 11 Resultados de VNR red de 13,2 kV

Código	Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
AL1x35	1x3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,925.9	$ 389,257	$ 749,683,737
AL1x50	1x3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	2,283.6	$ 397,152	$ 906,930,001
AL1x70	1x3x70 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,051.1	$ 415,239	$ 436,460,120
AL3x35	3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,907.8	$ 1,066,193	$ 2,034,043,563
AL3x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	2,262.0	$ 1,089,876	$ 2,465,344,511
AL3x70	3x70 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,041.2	$ 1,144,138	$ 1,191,263,932
AL3x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	88.1	$ 2,662,417	$ 234,539,002
XLPE1x70	3x70 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	49.0	$ 9,706,544	$ 475,373,749
XLPE1x95	3x95 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	1.2	$ 10,040,924	$ 11,616,099
XLPE1x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	0.1	$ 10,519,594	$ 794,201
XLPE1x185	3x185 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	0.5	$ 11,046,263	$ 5,948,638
XLPE1x300	3x300 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	3.1	$ 11,453,784	$ 35,468,420
	Total	**10,614**		**$ 8,547,465,972**

En esta tabla, se realizó un resumen de la cantidad de kilómetros de conductor para cada una de las secciones. La misma reúne la información de todos los clústeres de 13,2 kV, donde se valorizaron la totalidad de los circuitos de 13,2 kV, con excepción de los centros de distribución. Por otro lado, en las tres primeras filas de la tabla se encuentran valorizados los circuitos monofásicos que forman parte de la red de ENERSA en 13,2 kV. El detalle de la valorización de cada uno de los clústeres como así también los circuitos que los componen, tanto trifásicos como monofásicos, se detallan en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

Tabla 12 Resultados de VNR red de 33 kV

Código	Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
AL1x35	1x3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	51	$ 689,463	$ 34,873,778
AL1x50	1x3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	55	$ 724,160	$ 39,481,047
AL3x35	3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	567	$ 1,893,413	$ 1,073,875,278
AL3x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	611	$ 1,988,700	$ 1,215,747,868
AL3x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,363	$ 2,408,034	$ 3,282,485,483
XLPE1x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	10	$ 10,463,172	$ 106,332,690
XLPE1x95	3x95 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	3	$ 12,724,939	$ 40,213,893
XLPE1x185	3x185 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	5	$ 12,947,120	$ 70,131,167
	Total	**2,665.5**		**$ 5,863,141,203**

En esta tabla, se realizó un resumen de la cantidad de kilómetros de conductor para cada una de las secciones. La misma reúne la información de todos los clústeres de 33 kV, donde se valorizaron la totalidad de los circuitos de 33 kV. En este caso, y al igual que para 13,2 kV, las dos primeras filas de la tabla corresponden a la red monofásica de 33 kV.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestra un resumen del VNR total de la red de media tensión para los circuitos caracterizados como "No uniforme", donde se tienen tanto los circuitos de 13,2 kV como los de 33 kV, sin incluir los centros de distribución los cuales fueron valorizados por separado por los motivos ya mencionados.

Tabla 13 Resultados de VNR total Red No Uniforme

Nivel de tensión	Descripción	Long [km]	VNR $AR
33 kV	Red de Media tensión	2,665.5	$ 5,863,141,203
13,2 kV	Red de Media tensión	10,613.6	$ 8,547,465,972
Total		**13,279.02**	**$ 14,410,607,175**

a.2) Equipos de Maniobra y Protección

El equipamiento de protección y de maniobra se determinó en base a una distribución topológica típica que permite operar y obtener niveles de confiabilidad compatibles con los circuitos caracterizados como no uniformes. El detalle de los requerimientos de equipos se define en el Anexo 4 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, donde se muestran los equipos considerados y los criterios para definir la cantidad en relación los kilómetros del circuito, la potencia del circuito, y de la cantidad de salidas o derivaciones estandarizas.

Específicamente, los equipos considerados en el esquema de protecciones y maniobras están conformado por: reconectadores, seccionamiento en función del consumo y la potencia demanda, y seccionadores fusibles de 3 etapas en cada derivación de MT. Adicionalmente, se incluye compensación capacitiva.

Los resultados del VNR asociados a equipos son los que se muestran en el siguiente cuadro para los dos niveles de tensión de referencia, 33 kV y 13.2 kV:

Tabla 14 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona No Uniforme

Protecciones y Maniobra (MT)	kV	Ud	CU[$/km]	VNR[$ AR]
Reconectadores	13.2	204	1,128,214	230,155,563
Seccionamiento tipo XS	13.2	1,035	52,397	54,231,099
Seccionalizador fusible	13.2	4,306	50,836	218,901,749
Compensacion	13.2	48		26,525,382
Reconectadores	33	40	1,161,860	46,474,416
Seccionamiento tipo XS	33	1,098	68,314	75,008,959
Seccionalizador fusible	33	1,092	61,411	67,061,225
Compensacion	33	9		4,534,290
Total Equipos de MT		**7832**		**722,892,683**

a.3) Centros MT/BT

Para el cálculo del VNR se identificaron los centros de transformación MT/BT conectados a los circuitos caracterizados como no uniformes, y sobre estas cantidades se optimizaron las

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 17
ENTRE RÍOS

capacidades. Para ello, en base a la información de los centros de transformación MT/BT se asociaron los consumos a partir de la información del padrón de usuarios y la vinculación cliente - red. Luego, con los consumos y factores típicos de carga, no simultaneidad y estacionalidad, se estimó la demanda de los transformadores y se ajustó la capacidad de cada centro de transformación considerando las potencias normalizadas de acuerdo con los criterios constructivos de ENERSA. Previamente fueron eliminadas aquellos centros que son propiedad de terceros.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos desagregados por tecnología y capacidad de los centros MT/BT. Finalmente, se obtiene el VNR eléctrico resultante de los centros de transformación en zona no uniforme de ENERSA aplicando a cada tipo su precio unitario.

Tabla 15 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona No Uniforme

Descripción	Total kVA	Cantidad	Potencia kVA	Cu $AR	VNR $AR
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 5 kVA	22255	4451	5	93,966	418,240,703
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 10 kVA	15500	1550	10	103,463	160,368,051
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 16 kVA	14464	904	16	114,483	103,492,957
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 25 kVA	12100	484	25	194,652	94,211,571
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 40 kVA	8080	202	40	223,898	45,227,327
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 63 kVA	23499	373	63	261,404	97,503,713
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 100 kVA	30900	309	100	624,699	193,031,870
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 160 kVA	33280	208	160	688,276	143,161,430
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 250 kVA	36000	146	250	831,261	121,364,049
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 400 kVA	36000	98	400	866,293	84,896,725
13,2 kV - 250 kVA_Niv	5500	22	250	4,604,309	101,294,797
13,2 kV - 400 kVA_Niv	6800	17	400	4,641,058	78,897,992
13,2 kV - 630 kVA_Niv	14490	23	630	4,852,753	111,613,322
13,2 kV - 1000 kVA_Niv	5000	5	1000	5,157,002	25,785,010
13,2 kV - 250 kVA_Sub	1250	5	250	4,828,118	24,140,590
13,2 kV - 400 kVA_Sub	1600	4	400	4,866,654	19,466,615
13,2 kV - 630 kVA_Sub	1890	3	630	5,088,639	15,265,916
13,2 kV - 1000 kVA_Sub	2000	2	1000	5,407,677	10,815,353
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 25 kVA	7350	294	25	577,360	169,743,717
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 40 kVA	920	23	40	784,945	18,053,725
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 63 kVA	5355	85	63	624,055	53,044,639
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 100 kVA	8200	82	100	729,585	59,825,936
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 160 kVA	8480	53	160	732,785	38,837,609
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 250 kVA	12750	51	250	827,416	42,198,220
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 400 kVA	16000	52	400	1,017,197	52,894,248
33 kV - 250 kVA_Niv	1250	5	250	5,199,933	25,999,666
33 kV - 400 kVA_Niv	1600	4	400	5,399,015	21,596,061
33 kV - 630 kVA_Niv	1260	2	630	5,482,495	10,964,991
33 kV - 250 kVA_Sub	250	1	250	5,452,695	5,452,695
33 kV - 400 kVA_Sub	400	1	400	5,661,454	5,661,454
33 kV - 630 kVA_Sub	630	1	630	5,748,992	5,748,992
TOTALES	**335,053**	**9,460**			**2,358,799,947**

a.4) Red BT

Para el cálculo del VNR se identificó la red de BT abastecida desde los circuitos de MT considerados no uniforme, y sobre estas instalaciones se optimizaron los calibres o capacidades. Para ello, con base a la información de los centros de transformación, la cantidad de salidas y la red baja tensión correspondiente, se asociaron los consumos totales por SED a partir de la información del padrón de usuarios y la vinculación cliente -red y se distribuyó proporcionalmente por cada salida de BT. Luego, con los consumos asociados a cada salida de BT y factores típicos de carga, no simultaneidad y estacionalidad, se calculó la corriente de cada salida y se ajustaron los calibres

con las secciones económicas a partir de bandas de corriente económica.

Cabe mencionar que el análisis realizado para BT mantiene la cantidad de metros reales por cada SED, a partir de considerar la cantidad de metros asociados a la red de BT y optimizando los calibres uniformemente por cada salida.

A continuación, se presentan los resultados desagregados de metros y calibres económicos por tipo de red (aérea o subterránea). Finalmente, con la cantidad de kilómetros por tipo de calibre en la red de BT y los precios unitarios correspondientes se obtiene VNR eléctrico resultante de las líneas en baja tensión en zona no uniforme de ENERSA.

Tabla 16 Resultados de VNR redes de BT-Zona No Uniforme

Código	Descripción	Longitud [km]	CU[$/km]	VNR[$AR]
AL3x35-25	Red Aerea Pre, AL3x35-25	604.5	1,051,925	635,904,592
AL3x50-25	Red Aerea Pre, AL3x50-25	93.9	1,110,830	104,343,668
AL3x70-35	Red Aerea Pre, AL3x70-35	442.9	1,206,446	534,369,725
AL3x120-70	Red Aerea Pre, AL3x120-70	580.5	1,931,906	1,121,526,828
Cu4x16	Subterranea de BT, Cu4x16	0.3	6,594,807	2,269,089
Cu3X35+16	Subterranea de BT, Cu3X35+16	0.1	7,089,485	396,643
Cu3X50+25	Subterranea de BT, Cu3X50+25	0.0	7,485,675	246,914
Cu3X70+35	Subterranea de BT, Cu3X70+35	0.0	7,935,644	17,440
Al3x185/95	Subterranea de BT, Al3x185/95	0.1	9,961,052	676,181
	Total Red BT	**1,722**		**2,399,751,078**

b) Red Uniforme

En el cálculo de la red en zona uniforme, inicialmente, se requiere desarrollar el proceso de zonificación de toda la demanda abastecida desde los circuitos caracterizados como uniformes. Específicamente, la zonificación da como resultado para cada grupo de densidad de consumo (kVA/ km2), el consumo total, la cantidad de clientes y la superficie (km^2) correspondiente a cada nivel de densidad. Estos parámetros son los principales datos de entrada del modelo geométrico, que a partir de ellos se determina la red óptima, considerando el desarrollo conjunto red de la MT, equipos de protección y maniobra, subestaciones MT/BT y red de BT.

En el próximo apartado se muestran los resultados del proceso de zonificación y luego el desarrollo de la red uniforme de ENERSA. Adicionalmente, en el Anexo 1, se describe el proceso de zonificación, y luego en el Anexo 3 la descripción del modelo geométrico utilizado para red uniforme en ambos casos referidos al informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

b.1.1) Resultado de la zonificación

(i) Zonificación Uniforme

Con los aspectos y criterios planteados en el Anexo 1 del Informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo, se realizó un proceso inicial de zonificación sobre la demanda asociada a los circuitos con distribución uniforme en el área de concesión de ENERSA dentro de la provincia de Entre Ríos. Para ello, se identificaron las NIS asociados a los circuitos de MT de referencia uniforme, que luego determinaron la proporción de usuarios que se ubican en estas zonas. El periodo de demanda analizado corresponde a información de facturación de consumos de los siguientes ciclos:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 18
ENTRE RÍOS

- Bimestral: Ciclo 5 y 6 de 2020, y ciclo 1 a 4 de 2021
- Mensual: Ciclo 9 a 12 de2020, y ciclo 1 a 8 de 2021

Luego, como se mencionó anteriormente, sobre aquellos suministros que quedan fuera del proceso de zonificación luego son tratados a través de un modelo de red real.

A continuación, se muestran en las siguientes figuras los resultados gráficos del grupo de suministros que por sus características resultan en bloques uniformes. La Figura. 2 muestra la Ciudad de Paraná, donde se observa la concentración de demanda sobre la Capital de Entre Ríos y parte de las localidades aledañas de Oro Verde, San Benito y Colonia Avellaneda.

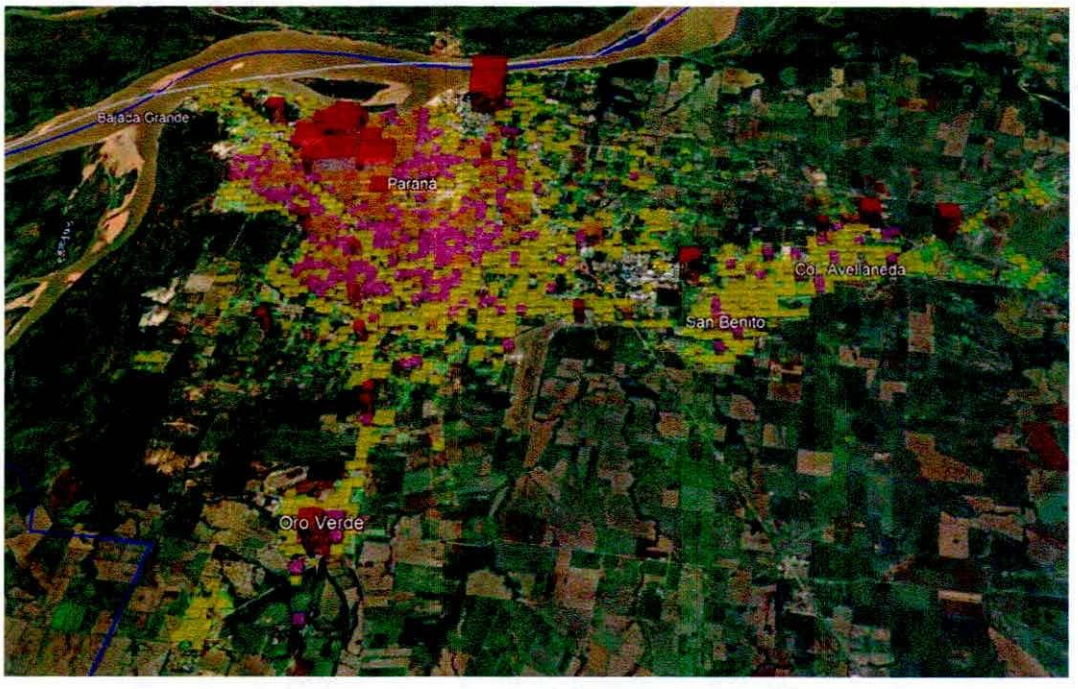


Figura 2 Zonificación Ciudad de Paraná y localidades cercanas

Al igual que la anterior, en las Figura 3, Figura 4 y Figura 5, se observan otros distritos de relevancia con bloques de densidad sobre algunos de los circuitos con cantidad de clientes uniformes: Gualeguay, Nogoyá, Victoria, Villaguay, Chajarí, y Federal.

Figura 3 Zonificación sobre Gualeguay y Nogoyá

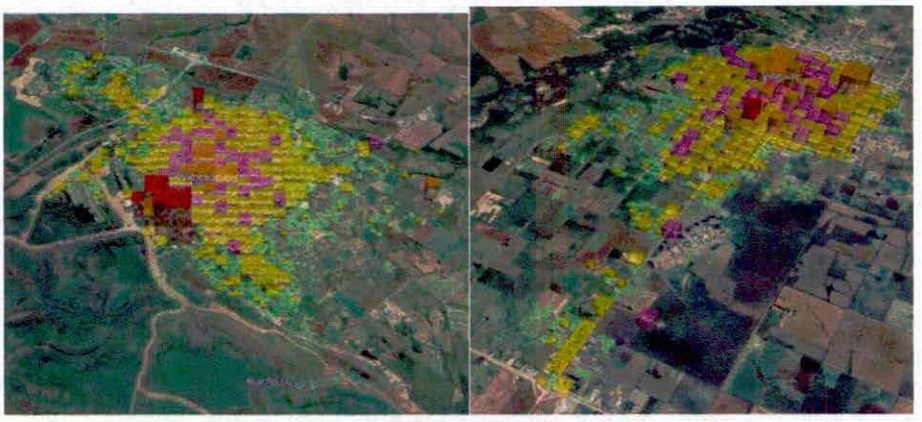


Figura 4 Zonificación sobre Victoria y Villaguay

Figura 5 Zonificación sobre Chajarí y Federal

Nota: Adjuntamos al presente documento los kmz correspondientes.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 19
ENTRE RÍOS

(ii) Zonificación por zona de densidad

A continuación, en la Tabla 17 se presentan los resultados obtenidos para la zonificación propuesta para la demanda correspondiente al año 2020-2021 de la zona Uniforme.

Tabla 17 Zonificación zona Uniforme de ENERSA

Densidad	Potencia [kVA]	Área [km2]	Densidad [kVA/km2]
MAD	71,229	11.92	5.98
AD1	59,299	19.8	2.99
AD2	75,189	40.04	1.88
MD	111,937	151.16	0.74
BD	4,058	40.32	0.1
TOTAL	321,713	263.24	1.22

Luego, a partir de la zonificación total se desagregó aquella demanda que corresponde a los circuitos uniformes con suministro en diferente nivel de tensión: 13.2 kV y 33 kV. Esto permitió obtener dos grupos de zonificaciones, una para cada caso, según sea el suministro con circuito de referencia en 13.2 kV o 33 kV.

Finalmente, sobre ambas zonificaciones se modelará a través del modelo geométrico la red de MT, MT/BT y BT, en función del nivel de tensión.

b.1.2) Modelo de red uniforme

Para el dimensionamiento de las instalaciones de MT y BT uniforme se realizó una optimización técnica - económica de las instalaciones del sistema eléctrico considerando la siguiente información:

- Resultados de la zonificación del mercado del apartado anterior, en 13.2 kV y 33 kV.
- Resultados de la determinación de las tecnologías para cada zona de densidad en 13.2 kV y 33 kV.
- Información del GIS y de demanda
- Costos unitarios de inversión en las instalaciones.

Sobre la base de esta información se procedió al dimensionamiento de las Instalaciones de MT y BT y las unidades constructivas adaptadas. Para el modelado y dimensionamiento de las Instalaciones de MT, MT/BT y BT, se utilizó un modelo geométrico de desarrollo de red y se lo parametrizó con información característica de las zonas bajo estudio: superficie, demanda por etapa, densidad de carga, cantidad de clientes, etc.

La optimización de las instalaciones de se efectuó mediante dos modelos geométricos, uno por cada tensión de referencia de los circuitos uniformes (33 kV y 13.2 kV), que permiten obtener la solución de mínimo costo integral considerando la red de media y baja tensión, incluyendo además la definición del módulo de las subestaciones de MT/BT. El costo total evaluado comprende el costo de inversión, el de operación y mantenimiento, el de pérdidas, y se verifica en todas las alternativas evaluadas el cumplimiento de la calidad de servicio acorde con la norma técnica de calidad.

Cada modelo geométrico optimiza el diseño y la configuración las redes de BT, las SED MT/BT y las redes de MT en forma conjunta para cada zona típica establecida en la zonificación del mercado, seleccionando la alternativa de mínimo costo que cumpla con las condiciones de calidad de servicio y de producto establecidas por la normativa vigente. El diseño tiene en cuenta las siguientes características:

- Características del mercado a atender.
- Características geográficas y restricciones constructivas.
- Parámetros de diseño de las instalaciones.
- Parámetros de confiabilidad.

El grupo de alternativas a evaluar se configuran con diferentes combinaciones de unidades y parámetros que se consideran como variables de diseño, y que son establecidas de forma discreta dentro de rangos de razonabilidad compatibles con los requerimientos de las zonas de densidad. Luego, el modelo calcula todos los costos y la calidad del servicio resultante y selecciona entre las alternativas existentes la de mínimo costo (óptima).

Los parámetros de diseño típicos que se evalúan son:

- Módulo de las SED MT/BT.
- Cantidad de salidas BT por SED (aéreos y a nivel o subterráneos).
- Topología de la red MT (en anillo, radial con derivaciones).
- Topología de la red BT (en anillo, radial con derivaciones).
- Cantidad de cierres en la red de MT.
- Cantidad de derivaciones en la red MT.

En cada alternativa evaluada el modelo efectúa una optimización del tipo y sección de los conductores a utilizar en cada tramo de las redes de MT y BT (salidas, troncales y derivaciones), evaluando todas las posibilidades disponibles (aéreas de distintos tipos y subterráneas) que cumplan con las restricciones existentes en esa zona de análisis.

El detalle de los criterios y metodología utilizada para cálculo de las cantidades optimizadas de red en zona uniforme se encuentra en el Anexo 3 del informe Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la red de media tensión, equipos de protección y maniobra, subestaciones de MT/BT y red de baja tensión luego de aplicar el modelo geométrico:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 20
ENTRE RÍOS

Tabla 18 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -13. 2 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo MT Al	753.8	1,587,618	1,196,724,366
3 x 50 mm2 - Aéreo MT Al	134.3	1,611,301	216,335,672
3 x 70 mm2 - Aéreo MT Al	446.1	1,752,564	781,867,111
3 x 70 mm2 - Subt MT Al	190.1	9,706,544	1,845,445,022
3 x 185 mm2 - Subt MT Al	26.5	11,046,263	292,358,312
3 x 300 mm2 - Subt MT Al	13.1	11,453,784	150,087,101
TOTAL	1,564		4,482,817,583

Tabla 19 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -33 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo MT Al	30.0	1,893,413	56,736,836
3 x 50 mm2 - Aéreo MT Al	15.7	1,988,700	31,275,069
3 x 50 mm2 - Subt MT Cu	18.8	10,463,172	197,167,010
TOTAL	65		285,178,915

Tabla 20 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	Ud	Cu $AR	VNR $AR
Seccionamiento	2036	52,397	106,680,694
Reconectadores	139	1,128,214	156,821,683
Seccionamiento bajo carga (ext)	139	67,258	9,348,883
Bancos de Capacitores	94	507,501	47,705,087
TOTAL	2,408		320,556,347

Tabla 21 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	Ud	Cu $AR	VNR $AR
Seccionamiento	76	68,314	5,191,877
Reconectadores	6	1,161,860	6,971,162
Seccionamiento bajo carga (ext)	6	77,093	462,557
Bancos de Capacitores	11	1,007,620	11,083,820
TOTAL	99		23,709,417

Tabla 22 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	ud	Cu $AR	VNR $AR
S.E. AEREA MONOPOSTE 63 kVA (3F)	267	490,735	130,982,203
S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	2427	624,699	1,516,330,931
S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	912	688,276	627,934,942
S.E. COMPACTA BOVEDA 250 kVA (3F)	271	4,828,118	1,310,640,936
S.E. COMPACTA BOVEDA 630 kVA (3F)	217	5,088,639	1,104,234,617
TOTAL	4,095		4,690,123,628

Tabla 23 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	ud	Cu $AR	VNR $AR
S.E. AEREA BiPOSTE 63 kVA (3F)	10	624,055	6,240,546
S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	108	732,785	79,140,789
S.E. COMPACTA BOVEDA 630 kVA (3F)	50	5,748,992	287,449,599
TOTAL	168		372,830,933

Tabla 24 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2266.0	1,051,925	2,383,668,813
3 x 70 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2902.2	1,206,446	3,501,337,221
3 x 120 mm2 - Aéreo Autop BT Al	163.5	1,931,906	315,887,111
3 x 35 mm2 - Subt BT cu	170.6	7,089,485	1,209,180,338
3 x 70 mm2 - Subt BT Cu	216.5	7,935,644	1,718,129,726
3 x 185 mm2 - Subt BT AL	214.9	9,961,052	2,140,856,535
TOTAL	5,934		11,269,059,744

Tabla 25 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo Autop BT Al	77.9	1,051,925	81,992,024
3 x 50 mm2 - Aéreo Autop BT Al	13.0	1,110,830	14,402,730
3 x 70 mm2 - Aéreo Autop BT Al	90.8	1,206,446	109,517,104
3 x 120 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2.8	1,931,906	5,450,103
3 x 185 mm2 - Subt BT AL	92.9	9,961,052	925,375,623
TOTAL	277		1,136,737,584

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
N° 21
ENTRE RÍOS

GME

c) VNR Total del sistema de MT y BT

Modelo	Grupo	Cantidades	Unidad	TOTAL $AR
Uniforme	Redes en 13.2 kV	1,564	km	$ 4,482,817,583
	Redes en 33 kV	65	km	$ 285,178,915
	Equipos P&M	2,507	ud	$ 344,265,764
	SED MT/BT	4,263	ud	$ 5,062,954,561
	Redes en BT	6,211	km	$ 12,405,797,328
No Uniforme	Redes en 13.2 kV	10,614	km	$ 8,547,465,972
	Redes en 33 kV	2,665	km	$ 5,863,141,203
	Equipos P&M	7,832	ud	$ 722,892,683
	SED MT/BT	9,460	ud	$ 2,358,799,947
	Redes en BT	1,722	km	$ 2,399,751,078
			TOTAL	$ 42,473,065,035

d) Sistema de Servicio Técnico al Cliente

El resultado de las acometidas y medidores han sido obtenidos de acuerdo con la información real de ENERSA de cantidades y costos unitarios.

d.1) Resultados de Acometidas

El resultado de las acometidas por grupo de tarifario considera un precio medio que tiene en cuenta diferentes tipos de acometidas, utilizando una ponderación entre la cantidad de kilómetros de red aéreo y subterráneo en BT y en MT. Adicionalmente, se pondera el precio por acometida en clientes monofásico y trifásico. El resultado del VNR de las acometidas por grupos tarifario es el de la siguiente tabla:

Tabla 26 Resultados de VNR de Acometidas

Cod_tarifa	Cantidad	Precio ponderado	VNR_Acometidas
T1R	342765	3,255	1,115,778,743
T1RU	7392	3,255	24,062,657
T1G	44828	3,670	164,529,731
T2	1734	4,820	8,358,164
T3MT33	33	5,968	196,951
T3MT13	81	4,900	396,914
T3BT	937	4,821	4,517,227
T4	1108	5,190	5,750,684
T5	88	6,230	548,228
USO	94	3,255	305,992
PEAAT	2	5,968	11,936
PEAMT33	6	6,230	37,379
PEAMT13	14	6,230	87,218
PEABT	12	6,941	83,296
	399,094		1,324,665,119

d.2) Resultados de Medidores

En el caso de medidores se considera un precio medio que tiene en cuenta cantidad de medidores monofásicos y trifásicos en cada grupo tarifario, y proporción de red aérea y subterránea, por grupo tarifario. El resultado del VNR de los medidores por grupos tarifario es el de la siguiente tabla:

Tabla 27 Resultados de VNR de Medidores

Cod_tarifa	Cantidad	Precio ponderado	VNR_Medidores
T1R	342765	1,663	570,051,512
T1RU	7392	1,663	12,293,614
T1G	44828	1,663	74,553,321
T2	1734	5,127	8,891,000
T3MT33	33	818,164	26,999,427
T3MT13	81	510,878	41,381,123
T3BT	937	18,260	17,109,771
T4	1108	3,966	4,394,217
T5	88	5,492	483,319
USO	94	1,663	156,331
PEAAT	2	802,620	1,605,241
PEAMT33	6	818,164	4,908,987
PEAMT13	14	510,878	7,152,293
PEABT	12	18,260	219,122
	399,094		**770,199,278**

4.2.5. Resultados del VNR Eléctrico ENERSA

a) VNR optimizado

El resultado de las cantidades y VNR total obtenidos en zona uniforme y red real en zona no uniforme se presentan los totales en la Tabla 28 , que considera todos los sistemas eléctricos definidos anteriormente para el cálculo del VNR.

Tabla 28 Resultados de VNR Optimizado de ENERSA

Nivel	Grupo	Cantidades	Unidad	TOTAL $AR
AT	Redes	**1,146**	km	**$ 18,972,554,936**
AT	Estaciones	**26**	ud	**$ 16,172,747,311**
MT	SET	**85**	ud	**$ 3,616,997,563**
MT	CD y Reguladores	**10**	ud	**$ 209,322,022**
MT	Alimentadores	**31**	km	**$ 348,845,840**
MT	Redes en 13.2 kV	**12,177**	km	**$ 13,030,283,555**
MT	Redes en 33 kV	**2,730**	km	**$ 6,148,320,118**
MT	Equipos P&M	**10,339**	ud	**$ 1,067,158,447**
BT	SED MT/BT	**13,723**	ud	**$ 7,421,754,508**
BT	Redes en BT	**7,934**	km	**$ 14,805,548,406**
BT	Acometidas	**2,689**	km	**$ 1,324,665,119**
BT	Medidores	**399,094**	ud	**$ 770,199,278**
			TOTAL	**$ 83,888,397,103**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 22
ENTRE RÍOS

b) Valor de Reemplazo Real

Adicionalmente, se realizó el cálculo de Valor de Reemplazo Real, que corresponde al valor de los activos reales que actualmente tiene la empresa como parte de su inventario, y considera en la valorización los cambios tecnológicos y calibres o capacidades eficientes y adaptadas a la red real. Esto implica considerar en el stock de tecnologías y diseños disponibles un abanico reducido de rangos de calibres o capacidades eficientes. Por lo que, en este caso es necesario adaptar la disponibilidad de tecnologías y calibres a un amplio diccionario de instalaciones existente reales en el inventario de la base de activos de la empresa. Los precios de referencia de las instalaciones fueron provistos por la empresa. Los criterios y metodologías están en el Anexo 5 del informe *Determinación del Valor a Nuevo de Reemplazo*.

Tabla 29 Resultados de Reemplazo Real de ENERSA

Nivel	Grupo	Cantidades	Unidades	TOTAL $AR
AT	Redes	1,146	km	**18,972,554,936**
AT	Estaciones	26	ud	**16,172,747,311**
MT	SET	85	ud	**3,616,997,563**
MT	CD y Reguladores	10	ud	**209,322,022**
MT	Redes	14,920	km	**21,503,548,801**
MT	Equipos P&M	9,704	ud	**492,095,406**
MT	SED MT/BT	13,509	ud	**7,627,450,861**
BT	Redes en BT	7,801	km	**14,512,314,581**
BT	Acometidas	2,689	km	**1,294,779,821**
BT	Medidores	399,094	ud	**770,199,278**
	TOTAL			**85,172,010,580**

A continuación, en la siguiente y para las mismas etapas, se muestran la comparación porcentual de las cantidades y valorización del resultado del proceso de optimización y real

Tabla 30 Comparación Reemplazo Real vs VNR Optimizado de ENERSA

Nivel	Grupo	Participación	% Cantidades	% Valorización
AT	Redes	22.6%	0.00%	0.0%
AT	Estaciones	19.3%	0.00%	0.0%
MT	SET	4.3%	0.00%	0.0%
MT	CD y Reguladores	0.2%	0.00%	0.0%
MT	Redes	23.3%	-0.15%	10.1%
MT	Equipos P&M	1.3%	-6.14%	-53.9%
MT	SED MT/BT	8.8%	-1.73%	2.8%
BT	Redes en BT	17.6%	-1.67%	-2.0%
BT	Acometidas	1.6%	0.00%	-2.3%
BT	Medidores	0.9%	0.00%	0.0%
		Valorización TOTAL	**Dif %**	**1.53%**
			Dif $ AR	**1,283,613,477**

Como resultado de la comparación se puede concluir:

- El Valor de Reemplazo Real está valorizados 1.53 % por arriba del VNR Optimizado, y la red de MT es la principal etapa que incrementa su valor (10.1%), dado su participación en el total del VNR (23 %).

- El proceso la valorización de las etapas de AT: líneas en 132 kV y estaciones AT/MT, y en Distribución: subestaciones 33/13.2 kV, Centro de Distribución y reguladores, se mantienen sin cambios (0%).
- La valorización de la red MT muestra mayor diferencia porcentual, debido a que los calibres y diseños requeridos para el reemplazo tienen un costo superior a los utilizados en el VNR óptimo. Cabe mencionar que inclusive en la red óptima hay levemente una mayor cantidad de kilómetros de red, para una similar proporción de red subterránea respecto de la red aérea.
- En el caso de equipos de protección y maniobra, el valor de Reemplazo Real es menor al VNR Optimizado (-53.9%), aunque estos valores absolutos tienen menor participación en el total de la valorización. Esto se debe a que existe menor cantidad de equipos involucrados en la red real (- 6.4%), aunque principalmente esta diferencia se debe a las tecnologías consideradas en el diseño óptimo respecto de las existentes en el inventario de la empresa.
- En las subestaciones MT/BT hay valores mayores en la valorización de Reemplazo Real (2.8%), respecto de la valorización optimizada. Por otro lado, se observa que las cantidades de subestaciones en el inventario real es menor respecto de las optimizadas, y, por el contrario, hay menor cantidad de kVA resultantes en el VNR Optimizado.
- En el caso de red de BT se observa un valor de Reemplazo Real menor al valor de reemplazo optimizado. Aunque, en la red optimizada hay aproximadamente 133 kilómetros por arriba de la cantidad de red real en la base SGD, que fueron determinados en el proceso de optimización para zonas de densidad uniforme requeridos para cubrir el abastecimiento en BT. Cabe mencionar que en la red de BT optimizada y real, resulta una proporción similar de red subterránea respecto de la red aérea.
- En las acometidas se observa una valorización menor para el Reemplazo Real respecto del optimizado (-2.3), aunque cabe mencionar que estos valores consideran un ajuste en las cantidades informadas en el total informado en el SGD. Particularmente, se consideraron en la valorización acometidas de 7 metros para aéreas y 4 metros para acometidas subterráneas, en función de los grupos tarifarios.
- En conclusión, la valorización de Reemplazo Real está por arriba del VNR Optimizado, principalmente por las ineficiencias incorporadas en el uso acotado de tecnologías, o tecnologías obsoletas.

4.3. Determinación de los costos de explotación

Los costos de explotación han sido estimados mediante la aplicación de la metodología de la ER. La ER no es una reingeniería de la empresa real, por lo que no necesariamente refleja los costos operativos reales.

Las principales diferencias con la empresa real son: la ER, no paga: sanciones por mala calidad de servicio, artefactos dañados, mantiene una red modelo eficiente y no la red real, no presenta historial de restricciones presupuestarias que restrinjan políticas de mantenimiento, y utiliza las últimas técnicas de gestión según el estado del arte.

Los costos que representa la ER, no son tampoco los de una empresa "ficticia", sino los costos eficientes en que incurriría una empresa real que atiende su mercado y administra sus activos teniendo en cuenta los niveles de calidad de servicio establecidos. La EM desarrolla su actividad,

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 23
ENTRE RÍOS

considerando todas las restricciones operativas del ámbito en que se desempeña (distancias de traslado, estado de los caminos, vegetación, nivel ceráunico, acceso a las instalaciones, etc.).

La organización empresaria de la ER, así como las tareas de mantenimiento correctivo debido a las tasas de falla no necesariamente deben ser igual a la empresa real, ya que las políticas de mantenimiento preventivo y predictivo eficiente de la ER responden a un modelo de gestión de activos relacionado con la red modelo eficiente (y no con la red real).

La red modelo supone que tiene una antigüedad promedio que no supera los 30 años y se considera ha sido operada y mantenida en su historia según la última tecnología, que responde a las reglas del arte de las redes eléctricas y sin restricciones presupuestarias.

En resumen, la ER es un presupuesto detallado de los requerimientos de gastos basado en un procedimiento regulatorio para obtener los costos eficientes basado en estándares de eficiencia que tiene como antecedentes procedimientos regulatorios similares y valorizado a precios de mercado.

Dadas las diferencias entre la red modelo y la red real, su historial de mantenimiento, la no existencia de restricciones presupuestarias ni condicionamientos económicos, desde el punto de vista regulatorio no es posible una comparación rigurosa de los costos de la ER y la empresa real, dado que no sería una comparación homogénea.

La discusión técnica en el marco señalado mediante la utilización de la metodología de la ER tiene las siguientes ventajas:

1. Representa razonablemente las restricciones y particularidades en que se desempeña la empresa real.
2. Refleja estándares internacionales de rendimiento en materia de gestión de empresas distribuidoras.
3. Recoge precios de mercado para la valorización de procesos y actividades.
4. Permite encuadrar y discutir las discrepancias con el regulador en un marco técnico específico
5. Se obtiene una estructura de costos razonable y comparable con otros procesos regulatorios similares

La ER contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución y transmisión de energía eléctrica, que comprende la operación y el mantenimiento (OyM) de las instalaciones que integran la infraestructura, la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa.

Para el cálculo de cada uno de los componentes de costos arriba indicados la metodología implica las siguientes etapas de diseño:

a) Definir los procesos requeridos para la operación, manutención y administración y comercialización.
b) Calcular de los recursos requeridos para el desarrollo de los procesos arriba indicados.
c) Valorizar los recursos a precios de mercado.

El dimensionamiento de la ER requiere efectuar el diseño de una empresa que opera en el mismo territorio que la empresa real cuya característica más importante es la optimización en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

Es necesario efectuar el diseño de la ER de manera que sea representativa de una gestión óptima de la empresa real, considerando los tamaños relativos y las economías de escala que puedan presentarse, así como las restricciones geográficas características de cada área.

La ER se diseñó para atender la demanda del servicio público de distribución y transmisión de energía eléctrica en el área de concesión de ENERSA, dimensionada considerando una empresa única optimizada que maximiza la utilización de sus recursos para la prestación del servicio público de distribución.

En el diseño de la ER no se consideran los procesos históricos en aspectos como: restricciones al desarrollo de redes, restricciones a la incorporación de personal, cambios de regulatorios, cambios tecnológicos, evolución de las condiciones del mercado, crisis económicas y congelamientos tarifarios por los que ha transitado la empresa real y que ha debido adaptarse para prestar el servicio según las condiciones exigidas en cada momento.

4.3.1. Metodología y criterios

En este numeral se presentan la metodología detallada y los criterios específicos utilizados por el consultor para la determinación de los costos de explotación, desde la óptica de análisis de procesos, considerando la tipificación de instalaciones en las distintas unidades constructivas y su composición.

Identificados los procesos y actividades, como así también la caracterización de instalaciones y clientes, se dimensionaron los recursos necesarios para el desarrollo de los mismos y su valorización. Definidos estos aspectos se determinó la remuneración anual requerida por la empresa para una prestación del servicio público de distribución por redes en el contexto de la propia realidad del país y cumpliendo con los estándares de calidad definidos en la regulación.

Los costos en los que incurre la ER -distribuidora y comercializadora, de energía eléctrica- se clasificaron en:

- Costos relacionados con la actividad de OyM de redes;
- Costos de Comercialización; y
- Costos de Administración (Apoyo).

Sobre la clasificación realizada se reconocieron los distintos componentes de costos para cada una de estas actividades.

Las instalaciones se clasifican según el nivel de tensión (como es habitual) en AT, MT y BT. Las redes que operan hasta 1 kV se las denomina redes de BT, a las redes que operan por encima de este nivel y hasta 33 kV se las denomina redes de MT y a las que operan por encima de ese nivel de tensión se las denomina redes de AT (132 kV).

Luego para todo el conjunto de instalaciones que conforma la red de distribución se definieron las actividades necesarias para operarlas y mantenerlas debidamente, conforme a las reglas del arte y cumplimentando todas las normas técnicas y reglamentarias.

De la misma manera, se clasificaron los suministros por tipo y por localización y se definieron las actividades necesarias para llevar adelante el ciclo comercial.

Se identificó y definió la estructura central de la empresa, que se corresponde con la administración, supervisión y control de las actividades de comercialización y distribución.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 24
ENTRE RÍOS

La metodología se basa entonces en el análisis detallado y la valorización de todos y cada uno de los procesos que intervienen en la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de las funciones y responsabilidades inherentes a la ER.

a) Definición de funciones de la empresa de referencia

Para determinar las funciones básicas que presta la ER se parte de reconocer que la misión de la misma es la provisión del servicio eléctrico a los clientes localizados en su zona geográfica de actuación (área de concesión), a través del cumplimiento de las actividades básicas de distribución y la prestación de la totalidad de los servicios asociados, contemplando el estricto cumplimiento de los requisitos de calidad del producto entregado y servicio prestado establecidos en las normas del marco regulatorio aplicable.

Esa provisión requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizativa adecuadamente diseñada e implementada, contemplando la adaptación de los recursos y costos asignados al desempeño de cada proceso y actividad.

Se definen las siguientes funciones y responsabilidades para el cumplimiento de los fines antes indicados.

a) Operación y mantenimiento de las instalaciones

- Operación, incluye la operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control.
- Mantenimiento, incluye todas las tareas de reparación programadas y las no programadas, inspección, revisión y adecuación de instalaciones.
- Ingeniería y Desarrollo, referida a la planificación de las actividades de OyM (Ingeniería Operativa), control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, previsiones de materiales y herramientas, seguimiento de pérdidas técnicas, cartografía, seguridad.
- Control de Calidad de Servicio, que incluye las tareas necesarias para el control del cumplimiento de los niveles de calidad fijados (calidad de servicio, producto y calidad de atención comercial).

b) Comercial

Las tareas de tipo Comercial de la ER incluyen los siguientes ítems:

- Atención al Cliente, que incluye la atención personalizada y telefónica a los clientes (call center). Esta tarea se desarrolla en los distintos niveles de acuerdo con el tipo de clientes.
- Ciclo Comercial Regular, que incluye la ejecución específica de las tareas de lectura y facturación de consumos, envío de facturas y otros documentos, cobranza.
- Servicio Técnico Comercial, que incluye, control de pérdidas "no técnicas", normativa comercial, atención de reclamos, suspensión, verificación, corte, conexión y reconexión, suspensión, rehabilitación.
- Gestión Comercial, entendida como la planificación, el seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales y la atención a los clientes, seguimiento de las pérdidas "no técnicas", laboratorio de medidores, previsiones de recursos.

c) Dirección, estrategia y control

Las tareas de Dirección, Estrategia y Control incluyen las siguientes actividades:

- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de los intereses de los socios, elaboración y seguimiento de las estrategias globales de la empresa, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y las relaciones institucionales.
- Control de Gestión, referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional.
- Asesoramiento Legal, que incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, relaciones con los clientes e institucionales.
- Relaciones Institucionales, es responsable por el desarrollo de las relaciones institucionales y representa a la Empresa frente a los medios y la comunidad.

d) Administración y finanzas

Las tareas asociadas con la Administración y Finanzas contemplan las siguientes actividades:

- Contabilidad y Finanzas, se refieren a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo, incluyendo, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.
- Gestión de Recursos Humanos, incluyen el reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización, liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros.
- Compras y Contratos, se refieren a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la ER.
- Sistemas Informáticos, se refieren al soporte y administrador de los sistemas informáticos corporativos, sistemas operativos, mantenimiento de los computadores centrales, etc.

b) Procesos y componentes de costo

Sobre la base de las funciones y responsabilidades de la ER y con los datos de dimensionamiento (clientes, zona de concesión, demanda, etc.) se diseñó la organización empresarial óptima, sobre la base de cuya estructura, remuneraciones y otros servicios (ajustados a las condiciones reales), se determinó el costo de explotación para la prestación del servicio.

La determinación de los costos a reconocer se realizó sobre la base de los procesos y actividades que la ER desarrolla para el cabal cumplimiento de sus responsabilidades, con la consecuente asignación a cada uno de estos procesos y actividades de los recursos humanos, materiales, movilidad y otros servicios necesarios; y la valorización de estos recursos a precios de mercado adaptados y actualizados.

b.1) Procesos considerados

El cálculo de los costos de explotación de la ER se basa en la definición de la unidad mínima de trabajo a realizar conocida como "tarea", que no es más que la célula o unidad funcional básica que realiza una distribuidora de energía eléctrica para operar, mantener y atender a sus redes y clientes, cumpliendo en un todo con la calidad que le requiere su contrato de concesión.

Por lo tanto, la ER se diseña sobre la base de tareas específicamente técnicas y comerciales. De esa manera se define el armado de la estructura de operación, mantenimiento y gestión comercial.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 25
ENTRE RÍOS

Se consideran los siguientes cuatro procesos principales y ocho procesos de apoyo:

Procesos Principales:

- Proceso Principal 1: Operación y mantenimiento.
- Proceso Principal 2: Comercialización.
- Proceso Principal 3: Ingeniería y desarrollo.
- Proceso Principal 4: Dirección estrategia y control.

Procesos de Apoyo:

- Proceso de Apoyo 1: Administración y finanzas.
- Proceso de Apoyo 2: Asesoría legal.
- Proceso de Apoyo 3: Relaciones institucionales
- Proceso de Apoyo 4: Control de gestión.
- Proceso de Apoyo 5: Recursos humanos

A su vez, los procesos se desagregan en subprocesos y estos a su vez en tareas (unidades mínimas de análisis). Estas tareas definidas por el consultor para cada uno de los subprocesos son asignadas a cada una de las actividades, técnicas y comerciales.

b.2) Clasificación y componentes de costos que surgen del análisis de procesos

Los costos en que debe incurrir una empresa prestadora del servicio público de distribución y que surgen de los procesos antes indicados se resumen en el cuadro de la Figura 1:

CLASIFICACIÓN Y COMPONENTES DE COSTOS

Clasificación	Componentes
Costos de Operación y Mantención (OYM)	· Costos de OYM *Costos de OYM de activos de BT* *Costos de OYM de activos de AT* *Calidad de Servicio* *Control de Pérdidas* · Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central *Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación*
Costos de Comercialización	· Ciclo Comercial Regular (Lectura, facturación, remisión y cobranza) · Oficinas de Atención Comercial · Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central *Gerencia de Comercialización*
Costos de Administración	· Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central · *Dirección, Estrategia y Control* · *Administración y Finanzas*

Figura 1 Clasificación y componentes de costos

c) Flujograma de aplicación de la metodología

En el esquema de la Figura 2, que se muestra a continuación, se resumen las principales etapas seguidas para la aplicación de la metodología de la ER. Cabe mencionar que cada una de las actividades y procesos que se mencionan resultan de la agregación de tareas necesarias para la prestación del servicio.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 26
ENTRE RÍOS

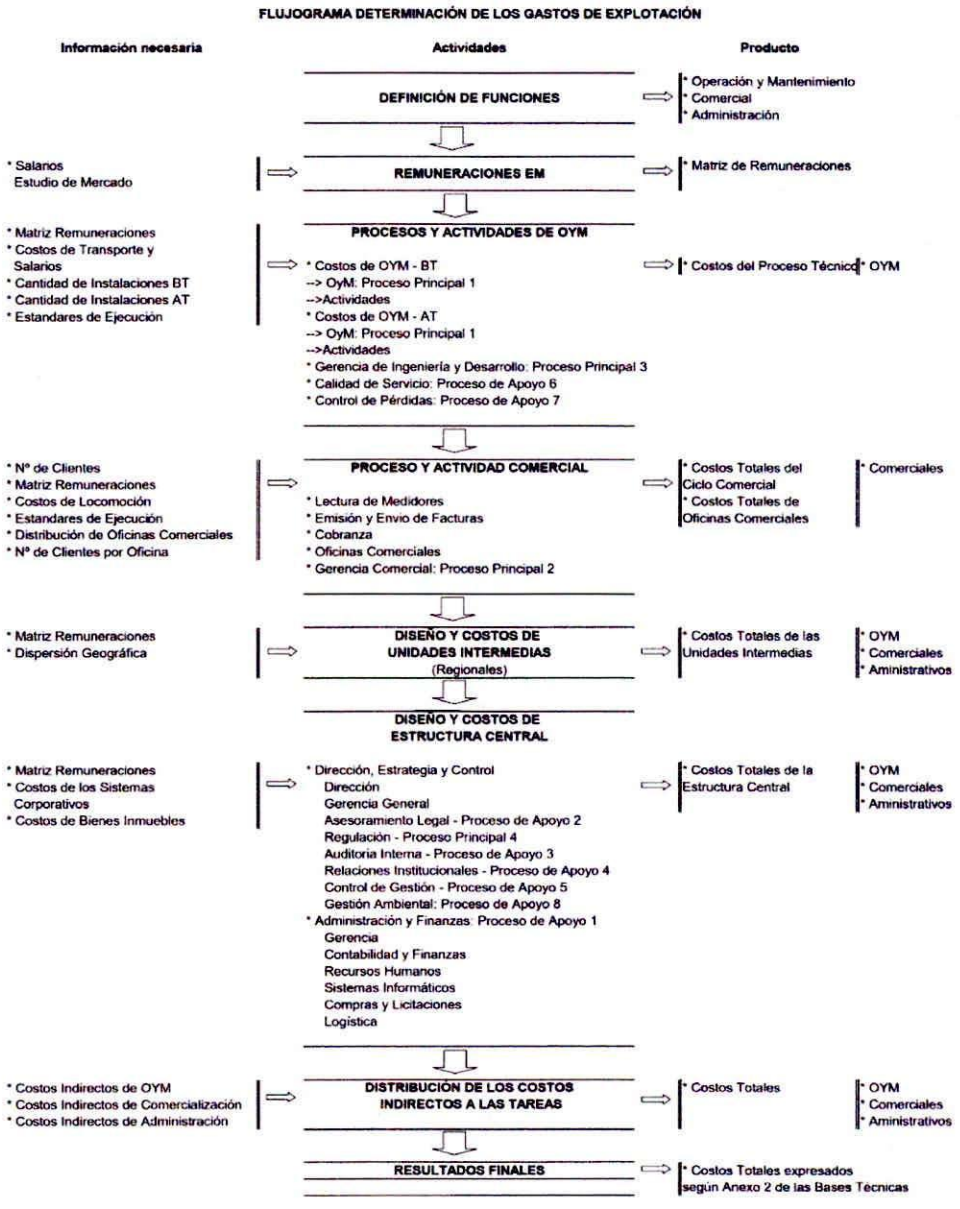


Figura 2 Flujograma de la determinación de los gastos de explotación

Este flujograma es referencial para mostrar la secuencia que sigue el consultor para la aplicación de la metodología y la determinación de los costos de la ER.

d) Datos requeridos para la aplicación de la metodología

Los datos para el dimensionamiento de la ER están constituidos por el mercado real de clientes atendidos, las instalaciones adaptadas a la demanda, administradas económicamente en el área de concesión de la empresa real.

Los datos relevantes para el dimensionamiento de la ER son:

1. La cantidad de clientes que surge del procesamiento de las bases de datos de la empresa para el año base.
2. La caracterización del mercado y del área de concesión:
    a. Cantidad de oficinas comerciales y clientes atendidos por tipo de medidor.
    b. Modalidad de pago de los usuarios (oficinas comerciales, bancos, etc.).
    c. Modalidad de atención de los usuarios (*Call Center*, Oficinas Comerciales).
    d. Características del terreno para el desplazamiento de las cuadrillas
    e. Dispersión de los activos físicos (urbano, rural).
    f. Factores climáticos y de la vegetación que inciden en la operación y mantenimiento.
3. La información de instalaciones físicas por tipo de Unidad Constructiva (UC) que surgen de la red adaptada:
    a. km. de red de BT preensamblada, desnuda, subterránea.
    b. km. de red de MT (13.2 y 33 kV) desnuda, preensamblada, protegida, subterránea.
    c. Cantidad de estaciones de MT/BT áreas, de piso, subterráneas.
    d. Km de red de AT (132 kV)
    e. Cantidad de subestaciones de 33kV/MT, 132 kV/MT, campos de línea y de transformador por nivel de tensión asociados.
    f. Cantidad de aparatos de maniobra y control: seccionadores, seccionalizadores, bancos de capacitores, etc.

Los datos de red que se utilizaran para la determinación de los gastos de explotación están constituidos por el volumen de instalaciones adaptadas a la demanda puestas a disposición del servicio para abastecer la totalidad de la demanda.

Todas las UC son clasificadas según la dispersión en Urbano y Rural, y se tiene en cuenta en el costeo para computar las distancias de desplazamiento de las cuadrillas desde las Oficinas Regionales hasta los activos objeto de mantenimiento.

La topología, los tipos constructivos característicos de la empresa, los tiempos necesarios para la ejecución de las distintas tareas y el traslado de cuadrillas en ambientes urbanos o rurales, son distinciones que dan sustento al cálculo final de los Gastos de Explotación.

Sobre la base de la información indicada, se calculan los recursos de mano de obra, materiales, insumos e infraestructura del área comercial, administración y finanzas que corresponden a las tareas operativas comerciales (lectura de medidores, reparto de facturas, cobranza, control de pérdidas, conexiones y reconexiones, suspensiones y rehabilitaciones, etc.) y a las tareas de apoyo (oficinas comerciales, *call center*, gerencia comercial y de administración y finanzas).

Asimismo, se determinan los recursos de mano de obra, materiales e infraestructura del área técnica que corresponde a las tareas operativas técnicas (operación y mantenimiento de redes y equipos) como a las tareas de apoyo (gerencias técnicas).

Sobre la base del volumen de recursos físicos requeridos se procede a su valorización utilizando costos de mercado para mano de obra, materiales e insumos.

En los capítulos posteriores, se explica en detalle la metodología utilizada y su aplicación para el cálculo de los costos de explotación utilizando la información anteriormente indicada.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 27
ENTRE RÍOS

4.3.2. Diseño de la estructura organizacional

La ER es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución eléctrica en el área de concesión de la empresa real y que desde el punto de vista de la organización satisface las siguientes premisas:

- Cumple con el marco legal, reglamentario y normativo vigente, en especial los estándares de calidad de servicio.
- Tiene los mismos clientes y consumos, restricciones geográficas y demográficas que la empresa real.
- Está concebida como una organización apoyada en una moderna tecnología que optimiza los costos de explotación.

Dentro de estas premisas la estructura orgánica de una concesionaria de distribución eléctrica tiene pocas variantes ya que por definición se trata de un monopolio natural, y como tal está definido y regulado por la autoridad de aplicación; en consecuencia, sus límites de acción están acotados y las funciones básicas a desarrollar definidas y controladas.

En este estudio se definió una estructura que teniendo en cuenta la geografía, densidad de demanda y restricciones de calidad de servicio represente un funcionamiento optimizado.

En la siguiente figura se presenta la estructura organizacional diseñada:

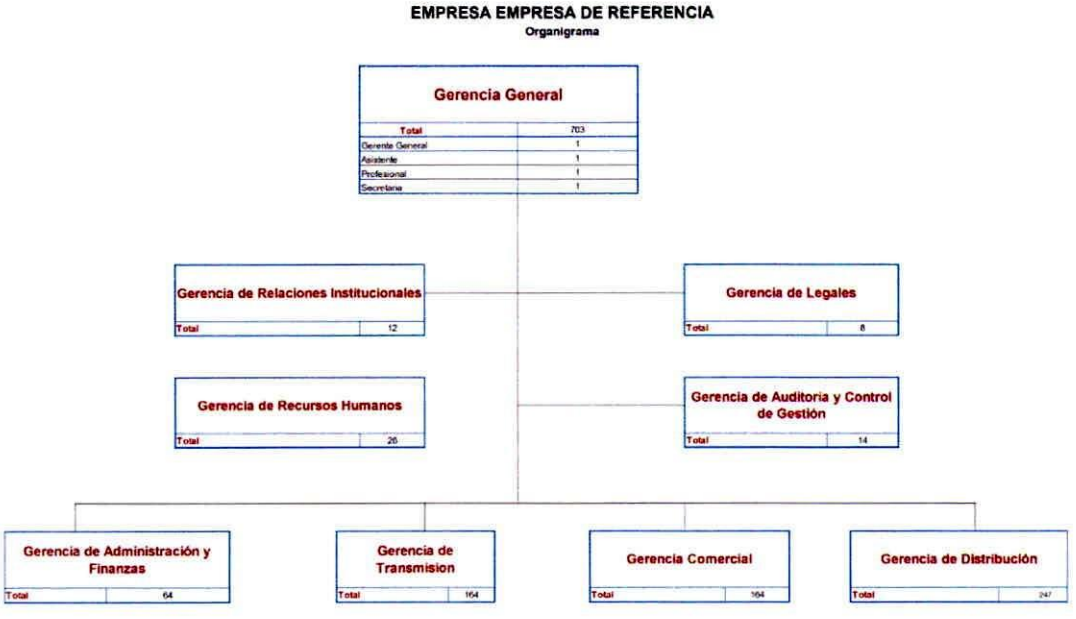


Figura 3 Organigrama Empresa de Referencia

4.3.3. Diseño de explotación técnica

La determinación de los costos directos de OyM se realizó valorizando las tareas necesarias para la prestación del servicio. Estas tareas se agrupan en aquellos procesos y actividades en que

incurre la ER para desarrollar su servicio.

Estos Procesos y Actividades (P&A) son los necesarios para una correcta prestación del servicio, de acuerdo con las exigencias de calidad.

Para la valorización de los procesos se utilizan como costos unitarios para el personal propio de la ER los costos laborales que surgen de los salarios efectivamente pagados por ENERSA para cada función y jerarquía profesional, con respecto a los servicios y materiales e insumos se utilizan los costos unitarios de mercado informados por ENERSA y obtenidos a través de procesos de compra competitivos.

La estructura de planificación, control y supervisión de OyM tiene en cuenta en los costos la Gerencia de Distribución y Transmisión.

Las tareas de supervisión de las cuadrillas de OyM y la infraestructura asociada estarán contempladas en los recursos calculados en las oficinas regionales que serán calculados teniendo en cuenta la cantidad de centros operativos que cubran el territorio del área de concesión.

Básicamente el proceso de determinación de costos seguido consistió en asignar una frecuencia de ocurrencia a cada "tarea", y asignar los recursos humanos y materiales a cada acción unitaria de cada "tarea", de donde resultó el costo total para la "tarea" considerada. La sumatoria de todos los costos de las "tareas" determinó los costos de OyM.

4.3.4. Datos utilizados para la aplicación de la metodología

Los principales datos utilizados para la aplicación de la ER son los que se detallan a continuación.

a) Caracterización del área de concesión

La caracterización geográfica del área de concesión especialmente vinculada a la dispersión de los activos, la red de caminos viales, y la división territorial de la provincia para la atención de los activos es la que se presentó en el informe Costos de Explotación.

b) Activos físicos de la distribuidora y distancias de traslado

Los activos físicos considerados son los que corresponden a la red óptima. Para atender estas instalaciones se han considerado seis Centros de Operación Regionales.

Para activos físicos y clientes se han utilizado los siguientes datos, considerando la distancia media de traslado desde el Centro de Operación más cercano:

Tabla 31 Distancias medias de traslado y velocidad de desplazamiento

Ítem	Unidad	Urbano	Rural
Distancia media de traslado	km	22	68
Velocidad	km/h	25/30	60/75

Las distancias consignadas para el modelo son valores medios que resultan de dividir la cantidad de km recorridos por la cuadrilla cuando parte del Centro de Operación por la cantidad de eventos atendidos considerando eventos por emergencia y programados y considerando la dispersión de clientes en cada distrito.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 28
ENTRE RÍOS

c) Cantidad de clientes-oficinas comerciales y perfil de cobranza

Por la extensión del territorio atendido y la dispersión de clientes, se han considerado las siguientes oficinas comerciales propias:

Tabla 32 Oficinas Comerciales

Oficina Comercial	Nombre Oficina Comercial
Oficina comercial 1	CHAJARI
Oficina comercial 2	FEDERAL
Oficina comercial 3	FEDERACION
Oficina comercial 4	SAN JOSE DE FELICIANO
Oficina comercial 5	LOS CHARRUAS
Oficina comercial 6	GUALEGUAY
Oficina comercial 7	VILLA PARANACITO
Oficina comercial 8	MARIA GRANDE
Oficina comercial 9	SANTA ELENA
Oficina comercial 10	NOGOYÁ
Oficina comercial 11	VICTORIA
Oficina comercial 12	PARANÁ
Oficina comercial 13	CRESPO
Oficina comercial 14	DIAMANTE
Oficina comercial 15	VILLAGUAY
Oficina comercial 16	SAN SALVADOR
Oficina comercial 17	CONCEPCION DEL URUGUAY
Oficina comercial 18	COLON
Oficina comercial 19	BASAVILBASO
Oficina comercial 20	ROSARIO DEL TALA

Se han considerado distintos canales de cobranza en función de la modalidad de pago de los clientes que tiene la empresa real ya que está vinculada a la cultura de pago de la provincia y es la que se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 33 Perfil de Cobranza

Modalidad de cobranza	Unidad	%
Cobranza Bancos	%	0.03%
Cobranza en oficinas propias de ENERSA	%	4.44%
Cobranzas en Municipios comunas	%	0.03%
Cobranza por Internet	%	26.47%
Cobranza Pago Fácil u otro	%	64.69%
Cobranza Débito en cuenta y tarjeta de crédito	%	4.33%

d) Costo laboral del personal propio

Los valores unitarios de remuneraciones para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la ER, deben ser determinados a partir de los costos laborales que sean representativos de los salarios de mercado de la industria.

Por otra parte, el universo de categorías de personal definido debe resultar suficiente para que aproximadamente englobe la totalidad de las características de los recursos humanos necesarios para poder llevar a cabo todos los procesos y actividades que requiere la ER. Estos valores deben corresponder al costo total anual empresario, es decir, que deben incluir todos los costos que genera cada empleado.

Los componentes de remuneración contemplados para la ER son los que denomina como Compensación Bruta, y que corresponden a la suma de la Remuneración Bruta y un conjunto de beneficios adicionales y eventuales que paga la empresa real a sus empleados, así como las cargas sociales y demás aportes especificados en la legislación laboral vigente constituyéndose así el costo total anual empresario.

Se validaron los salarios utilizados en la ER para determinar su razonabilidad respecto de salarios representativos de la industria.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió en 19 niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general. A continuación, se detalla la fuente de información utilizada para determinar el costo laboral del personal bajo convenio y fuera de convenio:

1. Los costos laborales del personal de convenio se determinaron tomando como referencia los costos de personal de ENERSA a la fecha del estudio (diciembre de 2020) derivados de los convenios de Luz y Fuerza, APUAYE.
2. Los costos del personal fuera de convenio se estimaron a partir de los costos del personal de convenio y una relación eficiente entre la escala salarial de los puestos fuera de convenio y un puesto de convenio de referencia (jefe Administrativo). Para esto se utilizaron las relaciones empleadas en la revisión tarifaria anterior, los cuales se basaron en información adoptada por ANEEL en los procesos de revisión tarifaria en Brasil.

Para la validación y determinación de la razonabilidad de los costos laborales, se comparó el costo laboral medio de la ER con los de empresas de porte (escala), dispersión del mercado, y niveles de tercerización similares con base en información pública. Como resultado de esta comparación se verificó que los salarios empleados en la ER están alineados con salarios de la industria para empresas de similares características a las de ENERSA.

En la siguiente tabla se presentan los puestos del personal de la casa matriz y una descripción de las funciones que cumplen:

Tabla 34 Funciones del Personal Propio de Casa Matriz

Cargo	Descripción
Gerente General	Ejecutivo máximo de la organización. Es la máxima autoridad administrativa de la empresa desde donde se planifican, organizan, dirigen, coordinan y controlan a nivel estratégico todas las actividades operativas, administrativas, de desarrollo e investigación de la empresa. Preside el Comité de Gerencia y tiene bajo su supervisión a todo el personal de la empresa.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 29
ENTRE RÍOS

Cargo	Descripción
Gerente de Área	Ejecutivo a cargo de un área funcional o territorial. Cargos con foco estratégico cuya responsabilidad central implica definir las orientaciones estratégicas sobre cómo alcanzar las metas asociadas a algún área funcional. Encargado de gestionar estratégicamente la función administrativa, productiva o comercial de la empresa, según corresponda. Depende directamente de la Gerencia General y tiene bajo su supervisión a cargos con categorías de Sub-Gerente, Otros funcionarios, Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Jefe Departamento	Encargado por la administración de un conjunto de unidades funcionales. Cargos con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre procesos o subfunciones y con participación estratégica eventual. Es el responsable operativo de la planificación, ejecución, control y evaluación de una actividad o función a través de la cual se cumplen propósitos institucionales específicos. Depende de un Gerente o Sub-Gerente y podría tener bajo su supervisión a cargos con categorías de Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Jefe Sector Administrativo	A cargo de una sección funcional. Cargos con foco operativo y responsabilidad de dirección autónoma sobre procesos o subfunciones. Es el responsable operativo de un grupo de trabajo en su faz operativa a través de los cuales se cumplen los objetivos del Departamento. Dependen de u n jefe de Departamento y podría tener bajo s supervisión a cargos con categorías de Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Especialista/Analista Senior	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación universitaria en ejercicio de su especialidad Nivel Sénior. Cargos de nivel técnico responsables de asistir y contribuir a la mantención del correcto funcionamiento de los procesos operativos y administrativos. Realiza actividades de interpretación a través de la descomposición de situaciones o problemas complejos para establecer lógicamente relaciones de causa y efecto que contribuyan a la toma de decisiones informadas. Depende de un Gerente, Sub-Gerente o jefe y puede tener personal a su cargo
Especialista/Analista Junior	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación universitaria en ejercicio de su especialidad Nivel Junior
Administrativo Senior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Sénior. Realiza labores administrativas de apoyo de la unidad orgánica a la que pertenece, a través del control de actividades operativas, emisión de informes, redacción de documentos, registro de datos, etc. Depende de un Gerente, Sub-Gerente o jefe y no tiene personal a su cargo.
Administrativo Junior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Semi Sénior que asisten al Administrativo Junior

Cargo	Descripción
Secretaria/Asistente	Asiste a su jefe o jefes en algunas funciones administrativas, canaliza la información para facilitar la labor, documenta correspondencia o informes, atiende el teléfono para dar o recibir llamados, realiza funciones de organización y mantención de archivos del Departamento.
Almacenista	Empleado a cargo del despacho de materiales e insumos de almacén y apoyo en tareas de administración e inventario
Supervisor/jefe Comercial	Supervisa las funciones de atención comercial y caja en oficinas comerciales.
Responsable de Oficina Comercial	Encargado de asegurar la ejecución de las actividades operativas de atención al público y cobranza correspondientes a una oficina comercial
Atención al cliente/Cajero	Empleado de atención al público en oficinas comerciales que también puede desempeñar tareas de cajero
Jefe Sector Operativo	Empleado con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre procesos o subfunciones de las áreas de operación y mantenimiento
Supervisor de Cuadrilla	Supervisar en el terreno la ejecución de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de su especialidad velando por la correcta aplicación de los estándares y procedimientos establecidos y asegurando el cumplimiento de las disposiciones de prevención de riesgos.
Técnico Especializado	Técnico especializado en operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de cualquier nivel de tensión para coordinación y supervisión del sistema eléctrico. Realiza labores de mantenimiento de equipos o infraestructura, apoyo a labores operativas para el desarrollo de las actividades productivas de la empresa. Depende de un jefe o Supervisor y no tiene personal a su cargo.

En la siguiente tabla se presentan las funciones del personal de terreno:

Tabla 35 Funciones del Personal Propio de Terreno

Cargo	Descripción
Oficial	Realiza y supervisa tareas de terreno de mantenimiento preventivo y correctivo.
1/2 Oficial	Realiza tareas de mantenimiento preventivo y correctivo
Ayudante de OyM	Colabora con el Oficial y ½ oficial
Operador vehículos especiales	Operación de grúas y elevadores
Técnico alta tensión	Experto en tareas de mantenimiento de niveles de 132 kV y 66 kV
Técnico de comunicaciones y protecciones	Experto en mantenimiento preventivo y correctivo de comunicaciones y protecciones.
Empleado de lectura de medidores	Realiza tareas de lectura de medidores

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 30
ENTRE RÍOS

4.3.5. Determinación del VNR no eléctrico

El dimensionamiento de las instalaciones no eléctricas está vinculado directamente con el diseño de la organización y de los recursos correspondientes a la ER, y en consecuencia se determinaron como parte del modelo de costos de OyM de la ER.

Se han considerado:

- Terrenos y edificios (con su correspondiente equipamiento y mobiliario)
- Vehículos de transporte y carga: para ejecutar las actividades de la empresa.
- Software corporativo propio (sistemas comercial, técnico y administrativo)
- Hardware: equipos de informática para dar soporte al Software.
- Equipos de telecomunicaciones
- Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, que son equipamiento de almacén de uso común para el personal de las siete unidades regionales.
- Muebles y otros bienes, que constituyen la infraestructura requerida en la casa matriz y sedes regionales para el equipamiento de los edificios en el que se trabaja el personal de plantilla.

Se dimensiona el VNR No Eléctrico considerando ratios óptimos y se valoriza utilizando costos unitarios de mercado.

Finalmente se realiza un *benchmarking* para validar el VNR No Eléctrico considerando ratios óptimos que fueron obtenidos de otras RTI para distribuidoras provinciales similares en Argentina.

4.3.6. Asignación de costos compartidos a las actividades no reguladas

Los costos directos en que incurre el concesionario para la prestación de servicios y negocios adicionales a la actividad regulada no están incluidos en el cálculo de los costos de explotación.

Para la prestación de los servicios señalados el concesionario utiliza parte de la estructura organizacional e infraestructura que destina para la prestación del servicio de distribución de electricidad.

A los efectos de asignar una proporción de los costos compartidos por las actividades no reguladas y reguladas se consideró como criterio de asignación la relación entre los costos directos de cada actividad (regulada y no regulada) que surgen de la contabilidad regulatoria.

En el siguiente cuadro se muestran el porcentaje de asignación descripto más arriba:

Tabla 36 ***Asignación de costos indirectos***

Actividad	Partida de costo	Costo	%
Actividad Regulada	Explotación Comercial	1,145,186,370.91	22.4%
Actividad Regulada	Explotación Técnica	3,949,522,996.72	77.3%
Actividad No Regulada	Costos Directos	12,795,041.08	0.3%
¿'	Subtotal	5,107,504,408.71	100%
Compartidos Regulada y No Regulada	Actividades de Apoyo	2,118,284,998.46	
% Asignado al VAD			99.75%

4.3.7. Costos de conexiones y rehabilitaciones

Los costos de conexiones y rehabilitaciones se calcularon de la siguiente forma:

1. Se elaboró un listado de cantidades de materiales, vehículos y actividades para ejecutar las conexiones según los tipos constructivos estandarizados de la distribuidora para cada tipo de conexión. En forma similar para las rehabilitaciones.
2. Se valorizaron los materiales, y costo de vehículos para ejecutar las actividades señaladas en el punto 1) con los costos unitarios de mercado.
3. Se valorizaron los costos de mano de obra con los costos laborales definidos para la ER.
4. Se calcularon los costos de conexión y rehabilitación para cada uno de los tipos de conexiones y rehabilitaciones previsto en el cuadro tarifario.

4.3.8. Resultados obtenidos

En este capítulo se muestran los costos de explotación obtenidos como resultado del estudio realizado.

a) Costos de explotación

El cálculo realizado tiene como objetivo la determinación de los costos de explotación verificables en una distribuidora, sujeta a estándares internacionales, operando en el área de concesión de ENERSA. Esta metodología lleva a establecer los costos razonables de trasladar a los consumidores a través de tarifas.

En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos de costos de explotación relacionados con el volumen de instalaciones físicas que surgen de la red modelo eficiente[2], clientes para el año base y a precios al 31.12.2020 por naturaleza de costos (expresados en Miles $) y asignados a la actividad de distribución con los criterios señalados.

Los costos presentados serán actualizados a la fecha de entrada en vigencia de las nuevas tarifas con las fórmulas de ajuste del VAD previstas en el estudio.

Tabla 37 Costos de Explotación Totales Empresa de Referencia

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
TÉCNICO	1,388,832.9	243,551.1	1,390,850.8	3,023,234.8
COMERCIAL	501,508.0	76,424.4	262,425.3	840,357.7
ADMINISTRATIVO	476,722.4	-	583,637.6	1,060,360.0
TOTAL	2,367,063.3	319,975.6	2,236,913.7	4,923,952.6

[2] La red modelo eficiente fue desarrollada sobre la base de datos de redes y facturación de ENERSA al 1.10.2021, y base de datos de clientes de la misma fecha.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 31
ENTRE RÍOS
GME

Tabla 38 Costos Totales de Explotación Técnicos Empresa de Referencia por nivel de tensión

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	158,316.6	43,812.2	148,855.3	350,984.1
RED MT	968,182.7	113,207.4	1,000,202.1	2,081,592.2
RED AT	133,734.8	16,568.9	133,671.6	283,975.3
MT/BT	128,598.8	69,962.7	108,121.7	306,683.2
TOTAL	1,388,832.9	243,551.1	1,390,850.8	3,023,234.8

(*) MT: incluye redes, transformadores y campos cuya tensión primaria es de 13.2 y 33 kV.

Tabla 39 Costos Totales Comerciales Empresa de Referencia por tipo de usuario

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Pequeñas Demandas-Baja Tensión	490,425.1	75,538.9	255,822.6	821,786.6
Medianas Demandas-Baja Tensión	3,299.5	368.5	1,860.8	5,528.8
Grandes Demandas-Baja Tensión	4,149.5	463.5	2,340.2	6,953.2
Grandes Demandas-Media Tensión	3,633.8	53.5	2,401.7	6,089.0
TOTAL	501,508.0	76,424.4	262,425.3	840,357.7

Los costos calculados no incluyen los costos de:

- Impuesto a débitos y créditos, ingresos brutos, tasa del EPRE que se incluyen como un *"pass trhough"* del cálculo tarifario.
- Costos de perdidas por incobrables y pérdidas no técnicas
- Costo de capital de trabajo que se incluye como costo de capital
- Costos asociados a ingeniería, e inspección de obras relacionados a la gestión de proyectos de inversión que se incorporan como parte de los costos unitarios de las Unidades Constructivas.
- Gastos y comisiones bancarias en general y comisiones por cobranza.

Los costos de conexiones, suspensiones no están incluidos en las tablas presentadas en este capítulo y se presentan en forma separada más adelante en este mismo informe

b) VNR No Eléctrico

El siguiente cuadro muestra el VNR NO Eléctrico generación desagregados en miles de Pesos a 31 de Dic de 2020.

Tabla 40 VNR NO Eléctrico

VNR No Eléctrico	$ de Dic. 2020
Vehículos	1,333,271.8
Terreno	212,659.6
Edificios	1,913,936.3
Software Informático	1,154,701.0
Hardware Informático	405,054.6
Herramientas, equipos e instrumentos	173,309.4
Muebles de oficina y otros bienes	29,236.1
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos de comunicación	1,025,941.6
Vigilancia Electrónica	111,740.1
Total	6,359,850.5

c) Costos de Conexión y Rehabilitación

En la siguiente tabla se presentan los costos unitarios de cada servicio expresados en pesos al 31 de diciembre de 2020, los cuales deberán ser actualizados al 31 de diciembre de 2021 en el cuadro tarifario propuesto.

Tabla 41 Costos Unitarios de Servicios Comerciales ENERSA por tipo de usuario

Tipo	Propuesto 31/12/2020
Conexiones	
Solo colocación de medidor	2,128.2
Conexión aérea básica	4,832.1
Conexión aérea especial	13,776.1
Conexión aérea rural básica	6,194.6
Conexión aérea rural especial	16,478.9
Conexión subterránea básica	4,009.1
Conexión subterránea especial	13,561.6
Rehabilitación del Servicio	
Tarifa 1 Uso Residencial y Rural	1,441.3
Tarifa 1 Uso General, Rural General y Tarifa 4	1,441.3
Tarifas 2, 3 y 5	1,881.5
Envío Aviso de Suspensión	120.0
Gastos de Verificación	677.0
Emisión Duplicado Factura	22.6
Costo de Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	71,556.6

4.4. Determinación de las curvas de carga de los distintos grupos tarifarios

La formulación de tarifas para categorías homogéneas de clientes requiere la identificación del patrón de consumo esperado para cada grupo, con el objetivo de asignar los costos del servicio de acuerdo con el criterio de responsabilidad en el uso del sistema eléctrico y los costos de abastecimiento de energía.

El patrón de consumo se obtiene a partir de la realización de una campaña de medición realizada sobre una muestra de usuarios representativa de cada uno de los mencionados grupos, con el fin

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 32
ENTRE RÍOS

de obtener una curva de carga que represente el consumo esperado en cada uno de ellos. Las curvas de carga expresan las necesidades energéticas esperadas de los usuarios y son el punto de partida para cualquier análisis de regulación de oferta, pero son también el resultado de todas las acciones sobre la demanda. Un conocimiento suficiente de las curvas de carga es entonces una necesidad para la definición de las tarifas.

La identificación de modalidades de consumo características permitirá revisar críticamente los coeficientes de asignación de los costos de distribución a los parámetros tarifarios, midiendo probabilidades de participación de los consumos en los costos propios y de abastecimiento de potencia y energía. Asimismo, permitirá agrupar clientes o grupos de clientes homogéneos bajo determinados patrones, creando nuevas categorías tarifarias o modificando las actuales, si esto resultara conveniente. Entonces, el objetivo de la campaña de caracterización de la carga de los grupos de usuarios homogéneos de las distribuidoras es identificar dichas modalidades de consumo a fin de determinar la responsabilidad que cada uno tiene en la curva de carga diaria de la distribuidora.

La obtención de mediciones sistemáticas, además de ser útil para la determinación de los factores de asignación, permite también la realización de estudios más precisos del sistema eléctrico tales como el dimensionamiento de redes, detección de nuevos usos de energía y desarrollo de modelos sectoriales para la agregación de cargas y estudios de pérdidas técnicas y no técnicas.

4.4.1. Población objetivo y tamaño de la muestra

En la siguiente tabla se presenta resumidamente la población objetivo del estudio de caracterización de la demanda (cantidad de usuarios promedio del periodo septiembre 2020 a agosto 2021):

Tabla 42 Mercado de ENERSA

Tipo Usuario	Grupo Tarifario	Nivel de Tensión	Cantidad
Residencial	Residencial	Baja tensión	338,703
Rural	Rural	Baja tensión	7,335
General	General	Baja tensión	44,645
Mediana demanda	T2	Baja tensión	1,662
Alumbrado	T4	Baja tensión	1,057
Gran Usuario BT*	GDBT	Baja tensión	917
Gran Usuario MT*	GDMT	Media tensión	217
Gran Usuario AT*	GDAT	Alta tensión	2
TOTAL			**394,537**

* Incluye usuarios de tarifa 3, tarifa 5 y peaje.

A continuación, se presenta el tamaño de la muestra empleado en cada grupo tarifario, para lo cual se presenta una tabla conteniendo la cantidad de *usuarios medidos:*

Tabla 43 Tamaño de la muestra

Grupo Tarifario	Tarifa	Tamaño de la muestra
General	T1G	422
Rural	T1E	33

Grupo Tarifario	Tarifa	Tamaño de la muestra
Residencial	T1R	382
Residencial	T1V	42
Rural	T1L	184
Rural	T1A	69
Rural	T1W	14
T2	T2	210
GDBT	T3B	383
GDBT	P3B	8
GDMT	T3M	41
GDMT	P3M	8
GDMT	T3A	19
GDMT	T5A	35
GDMT	T5M	9
GDBT	T5B	1
GDMT	P3M	2
GDMT	P3A	2
GDAT	P3S	1
GDMT	P5M/A	3
GDAT	P5S	1

4.4.2. Resultados obtenidos

a) Curvas de carga

La ejecución de la campaña de medición estuvo a cargo de ENERSA dado que la empresa cuenta con medidores instalados de forma permanente en sus clientes, por lo que en esta sección se presentan los resultados obtenidos luego de la validación y el procesamiento de dichas mediciones.

El procesamiento se realizó en base a mediciones realizadas ente marzo del año 2021 y febrero/marzo del año 2022 para las tarifas T1, T2, T3, T5, y P3B mientras que para el resto de los usuarios de peaje se las mediciones se realizaron entre enero del año 2021 y febrero del año 2022. Las mediciones fueron depuradas eliminando aquellos registros considerados anómalos y luego fueron procesadas desagregándolas en días hábiles, semi-hábiles y no hábiles por categoría tarifaria. Finalmente, para la categoría tarifaria T4 se utilizó una curva de carga estimada en función del horario promedio anual de encendido y apagado de las luminarias.

En todos los casos, las curvas de carga para los días hábiles presentan errores de estimación compatible con los requerimientos del estudio (10%). En algunas pocas horas, las curvas de carga promedio de las tarifas T1E (uso rural general) y T1W (Residencial Social Rural) se observan errores en torno al 11%, sin embargo, en ambos casos el error promedio de estimación de ambas curvas de carga se ubica por debajo del 10%.

Los resultados del procesamiento de las mediciones muestran que las curvas de carga representativas de todas las categorías tarifarias presentan similitud con las obtenidas en el estudio tarifario anterior.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
N° 33
ENTRE RIOS

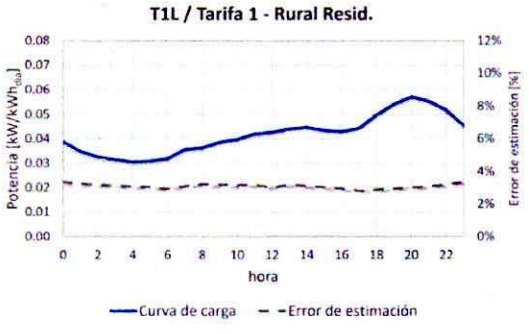
A continuación, se presentan las curvas de carga resultantes para días hábiles y el error de estimación de cada registro:

T1A / Tarifa 1 - Rural Productivo

T1E / Tarifa 1-Uso Rural General

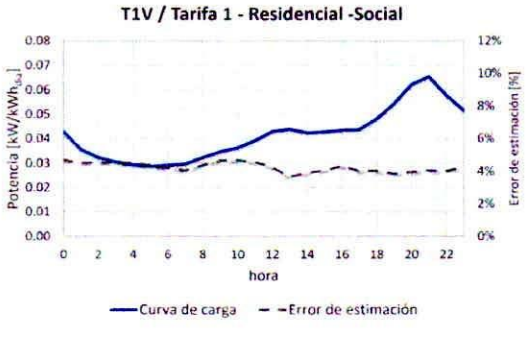
T1G / Tarifa 1 - Uso General

T1L / Tarifa 1 - Rural Resid.

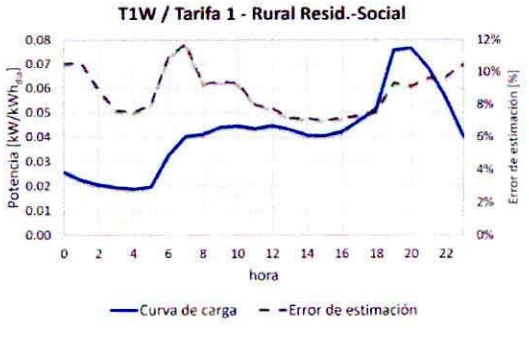


T1R / Tarifa 1 - Uso Residencial

T1V / Tarifa 1 - Residencial -Social

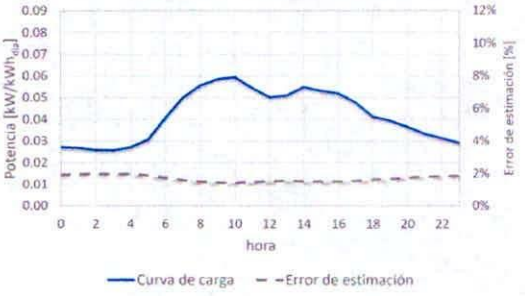


T1W / Tarifa 1 - Rural Resid.-Social



T2D / Tarifa 2 - Medianas Demandas

T3B / Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. BT

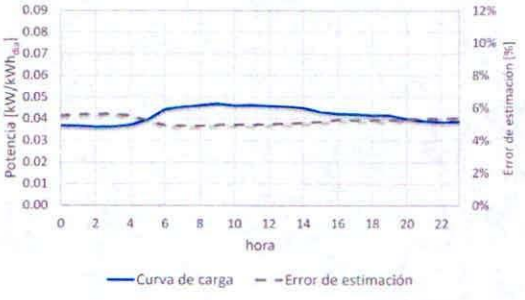


T4 / Tarifa 4 - Alumbrado Publico

T5B / Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. BT

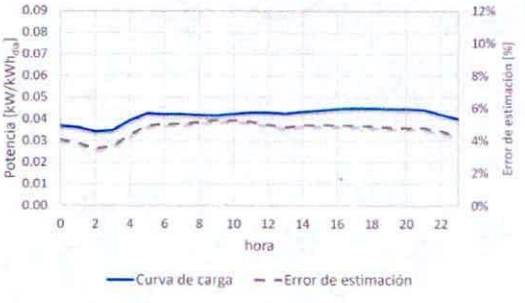
P3B / Peaje BT

T3M / Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. MT



T5M / Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. MT

P3M / Peaje MT



T3A / Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. AT

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 34
ENTRE RÍOS

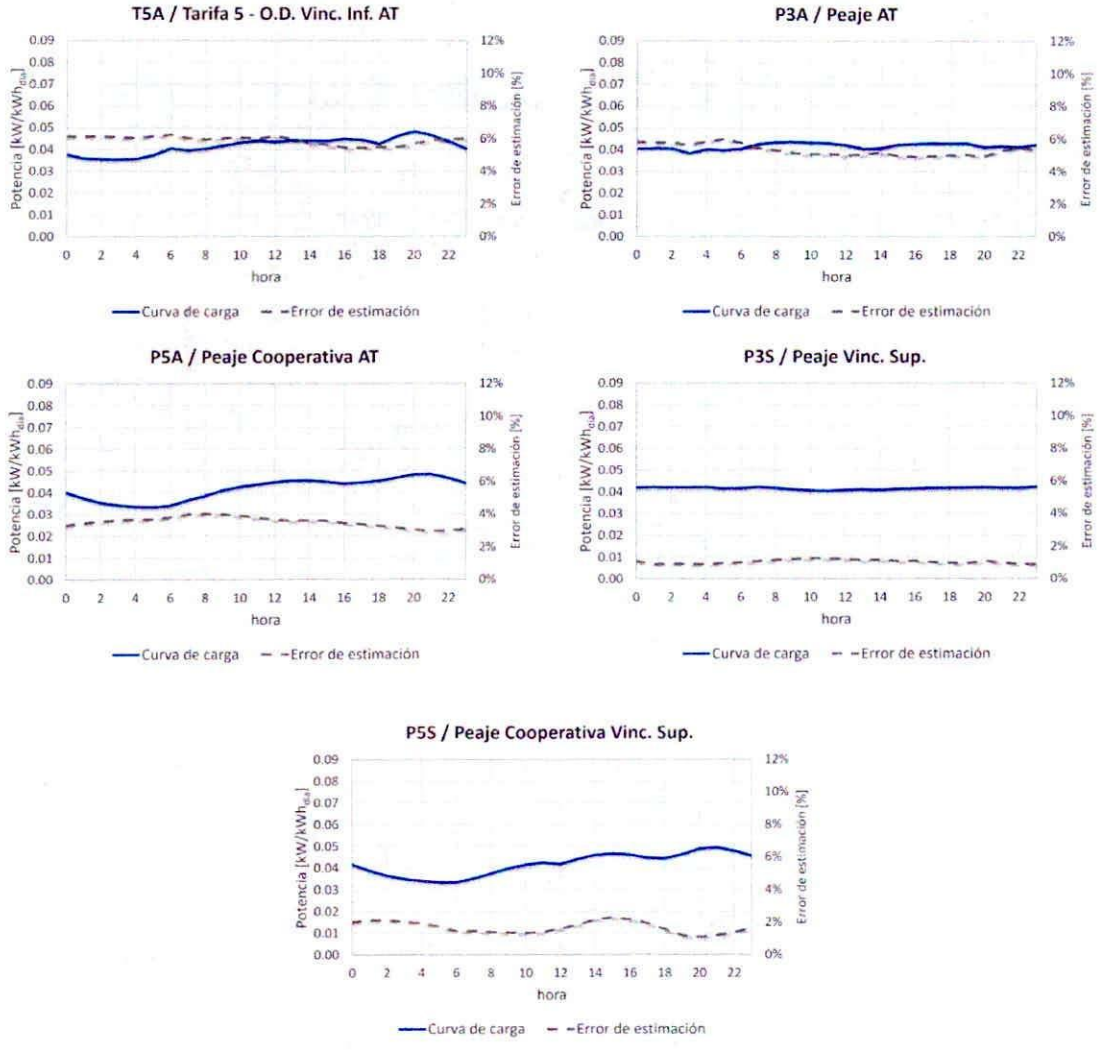


Figura 4 Curva de carga por tipo de usuario

b) Factores de responsabilidad y forma obtenidos

A continuación, se presentan los factores utilizados para el cálculo tarifario, los cuales surgen a partir del balance de potencia obtenido a partir de las curvas de carga características de cada una de las categorías tarifarias analizadas, del balance de energía y de la información contenida en la base de datos comercial de ENERSA.

b.1) Agrupamiento por código Tarifario

A continuación, se presentan los resultados obtenidos agrupados por código tarifario.

b.1.1) Factores de participación por bloque horario

A los efectos de ponderar el precio de la energía por bloque horario, se determinaron los siguientes

factores:

Tabla 44 Factores de participación por bloque horario

Código Tarifario	Descripción	Yp	Yv	Yr
T1A	Rural Productivo	0.2551	0.1936	0.5513
T1E	Rural General	0.1752	0.1942	0.6306
T1G	General	0.2499	0.1816	0.5684
T1J	Electrodep. Resid.	0.2569	0.2327	0.5104
T1K	Electrodep. Rural	0.2681	0.2142	0.5177
T1L	Rural Resid.	0.2681	0.2142	0.5177
T1R	Residencial	0.2569	0.2327	0.5104
T1V	Residencial -Social	0.2878	0.2225	0.4896
T1W	Rural Resid.-Social	0.3286	0.1473	0.5240
T2D	Medianas Demandas	0.2120	0.1894	0.5986
T4	Alumbrado Publico	0.3178	0.5040	0.1782

Yp: Participación de consumo en punta
Yr: Participación de consumo en resto
Yr: Participación de consumo en valle

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 35
ENTRE RÍOS

b.1.2) Factores de carga y coincidencia

Los restantes factores calculados son:

Tabla 45 Factores de carga y coincidencia

Código Tarifario	Descripción	FCa	FcoinBT	FcoinMT	FcoinAT
T1A	Rural Productivo	0.75	0.9441	0.9441	0.9441
T1E	Rural General	0.70	0.6105	0.6105	0.6105
T1G	General	0.71	0.8722	0.8722	0.8722
T1J	Electrodep. Resid.	0.76	0.9454	0.9454	0.9454
T1K	Electrodep. Rural	0.73	1.0000	1.0000	1.0000
T1L	Rural Resid.	0.73	1.0000	1.0000	1.0000
T1R	Residencial	0.76	0.9454	0.9454	0.9454
T1V	Residencial -Social	0.64	0.9512	0.9512	0.9512
T1W	Rural Resid.-Social	0.54	1.0000	1.0000	1.0000
T2D	Medianas Demandas	0.75	0.7901	0.7901	0.7901
T3B	Gran demanda BT	0.70	0.6137	0.6137	0.6137
T4	Alumbrado Publico	0.50	0.9589	0.9589	0.9589
T5B	Otros Distribuidores BT	0.68	0.8106	0.8106	0.8106
P3B	Peajes BT	0.83	0.9563	0.9563	0.9563
T3M	Gran demanda MT	0.89		0.8488	0.8488
T5M	Otros Distribuidores MT	0.82		0.9697	0.9697
P3M	Peajes MT	0.93		0.9959	0.9959
T3A	Gran demanda AT	0.81		0.6735	0.6735
T5A	Otros Distribuidores AT	0.86		1.0000	1.0000
P3A	Peajes AT	0.96		0.9461	0.9461
P5A	Peaje Otros Distribuidores AT	0.86		0.9962	0.9962
P3S	Peajes VS	0.99			0.9957
P5S	Peaje Otros Distribuidores VS	0.84			0.9888

FCa: Factor de carga anual
FcoinBT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en BT
FCoinMT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en MT
FCoinAT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en AT

b.2) Agrupamiento por Grupo Tarifario

A continuación, se presentan los resultados obtenidos agrupados por grupo tarifario.

b.2.1) Factores de participación por bloque horario

A los efectos de ponderar el precio de la energía por bloque horario, se determinaron los siguientes factores:

Tabla 46 Factores de participación por bloque horario y grupo tarifario

Grupo Tarifario	Yp	Yv	Yr
Residencial	0.2643	0.2303	0.5054
General	0.2499	0.1816	0.5684
Rural	0.2623	0.1992	0.5384
T2	0.2120	0.1894	0.5986
T4	0.3178	0.5040	0.1782
GUb	0.1829	0.1621	0.6550
Gum	0.2191	0.2187	0.5622
GUs	0.2250	0.2408	0.5342

b.2.2) Factores de carga y coincidencia

Los restantes factores calculados son:

Tabla 47 Factores de carga y coincidencia por grupo tarifario

Grupo Tarifario	FCa	FcoinBT	FcoinMT	FcoinAT
Residencial	0.72	0.9470	0.9470	0.9470
General	0.71	0.8722	0.8722	0.8722
Rural	0.75	1.0000	1.0000	1.0000
T2	0.75	0.7901	0.7901	0.7901
T4	0.50	0.9589	0.9589	0.9589
GUb	0.71	0.6264	0.6264	0.6264
Gum	0.92		0.9937	0.9937
GUs	0.90			0.9954

4.5. Movimiento de energía y potencia

En este numeral se presenta la construcción del movimiento de energía y potencia con fines tarifarios. Para tal efecto se tomaron en consideración los resultados de La Campaña de Caracterización de Cargas, las pérdidas técnicas y no técnicas y el mercado del año base obtenido de la base de datos comercial suministrada por ENERSA para el periodo septiembre de 2020 a agosto de 2021.

4.5.1. Información de base

a) Mercado

A los efectos de construir el movimiento de energía y potencia se consideró el mercado correspondiente al periodo anual comprendido entre el mes de septiembre de 2020 y agosto de 2021 en consonancia con la información de activos empleada para la determinación la base de capital y con la determinación de los costos de administración, operación y mantenimiento. En la siguiente table se presenta el mercado considerado:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 36
ENTRE RÍOS

Tabla 48 Mercado Base (septiembre 2020 - agosto 2021)

Nivel de Tensión/Código Tarifario		Descripción	Energía vendida [kWh]
BT		**Baja Tensión**	**1,498,248,316**
	T1A	Tarifa 1 - Rural Productivo / primeros 300	180,938
	T1A	Tarifa 1 - Rural Productivo / siguientes 300	601,413
	T1A	Tarifa 1 - Rural Productivo / restantes	7,938,811
	T1E	Tarifa 1-Uso Rural General / primeros 300	83,951
	T1E	Tarifa 1-Uso Rural General / siguientes 300	171,479
	T1E	Tarifa 1-Uso Rural General / restantes	1,755,348
	T1G	Tarifa 1 - Uso General / primeros 300	12,889,731
	T1G	Tarifa 1 - Uso General / siguientes 300	21,938,142
	T1G	Tarifa 1 - Uso General / restantes	200,532,717
	T1J	Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / primeros 300	50,734
	T1J	Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / siguientes 100	96,417
	T1J	Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / siguientes 200	324,573
	T1J	Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / restantes	2,421,047
	T1K	Tarifa 1 - Electrodep. Rural / primeros 300	-
	T1K	Tarifa 1 - Electrodep. Rural / siguientes 300	1,897
	T1K	Tarifa 1 - Electrodep. Rural / restantes	16,368
	T1L	Tarifa 1 - Rural Resid. / primeros 300	1,457,911
	T1L	Tarifa 1 - Rural Resid. / siguientes 300	3,380,161
	T1L	Tarifa 1 - Rural Resid. / restantes	7,741,291
	T1R	Tarifa 1 - Uso Residencial / primeros 200	41,446,998
	T1R	Tarifa 1 - Uso Residencial / siguientes 200	149,079,007
	T1R	Tarifa 1 - Uso Residencial / siguientes 200	153,871,082
	T1R	Tarifa 1 - Uso Residencial / restantes	261,629,898
	T1V	Tarifa 1 - Residencial -Social / primeros 300	31,492,094
	T1V	Tarifa 1 - Residencial -Social / siguientes 100	27,414,604
	T1V	Tarifa 1 - Residencial -Social / siguientes 200	51,421,093
	T1V	Tarifa 1 - Residencial -Social / restantes	80,675,581
	T1W	Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / primeros 300	387,428
	T1W	Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / siguientes 300	844,666
	T1W	Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / restantes	1,261,069
	T2D	Tarifa 2 - Medianas Demandas	99,817,556
	T3B	Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. BT	224,254,468
	T4	Tarifa 4 - Alumbrado Publico	103,871,132
	T5B	Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. BT	227,331
	P3B	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.BT(T3)	8,971,380
	P5B	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.BT(T5)	-
MT 13,2 kV		**Media Tensión**	**461,968,965**
	T3M	Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. MT	286,039,200
	T5M	Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. MT	94,065,140
	P3M	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.MT(T3)	81,864,625
	P5M	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.MT(T5)	-
MT 33 kV		**Media Tensión**	**1,021,617,065**
	T3A	Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. AT	149,859,900
	T5A	Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. AT	402,502,047
	P3A	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.AT(T3)	29,583,394
	P5A	Tarifa Peaje-Vinc.Inf.AT(T5)	439,671,724

Nivel de Tensión/Código Tarifario		Descripción	Energía vendida [kWh]
AT 132 kV		**Alta Tensión**	**292,512,569**
	T3S	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Sup.*	-
	T5S	*Tarifa 5 - O.D. Vinc. Sup.*	-
	P3S	*Tarifa Peaje-Vinc.Sup.(T3)*	*125,365,543*
	P5S	*Tarifa Peaje-Vinc.Sup.(T5)*	*167,147,026*
		TOTAL	**3,274,346,915**

b) Pérdidas técnicas y no Técnicas

Para la construcción del movimiento de energía y potencia se tomaron en consideración las pérdidas técnicas y no técnicas calculado durante del desarrollo del estudio y presentada en los informes respectivos, las cuales se resumen a continuación:

- Pérdidas no técnicas: **4.6%** [referidas al ingreso de energía en AT sin considerar peajes]
- Pérdidas técnicas [referidas al ingreso del nivel de tensión correspondiente]
  - Energía
    - AT: **1.66%**
    - MT: **2.46%**
    - BT: **6.44%**
  - Potencia
    - AT: **1.88%**
    - MT: **2.81%**
    - BT: **7.98%**

c) Campaña de caracterización de la demanda

A los efectos de determinar el movimiento de potencia se tomaron en consideración las curvas de carga para cada una de las categorías tarifarias presentado en el capítulo anterior.

4.5.2. Resultados Obtenidos

A continuación, se presentan los resultados de los movimientos de energía y potencia, los cuales se encuentran desarrollados en el modelo tarifario (Modelo Tarifario_200322_EnersaV6.0.1.1.xlsm) en las hojas de cálculo *Balance de Energía* y *Balance de Potencia* respectivamente.

Como anexo a este informe se incluye el Informe de proyección de la demanda de energía y potencia para el período 2021-2026, que supone inversiones que ENERSA deberá ser capaz de afrontar para cubrir el crecimiento de la demanda y garantizar adecuados niveles de calidad de producto y servicio.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 37
ENTRE RÍOS

GME

4.6.1. Movimiento de energía

Tabla 49 Movimiento de Energía [kWh]

Nivel de Tensión/ ID Tarifa	Descripción	Energía [kWh]	Pérdidas % [Ingreso del nivel]	Pérdidas % [Ingreso en AT]	Pérdidas % [Ingreso en AT s/Peaje]
BT	**Baja Tensión**	**1,733,872,478**			
T1A_1	*Tarifa 1 - Rural Productivo / primeros 300*	*1,851,338*			
T1A_2	*Tarifa 1 - Rural Productivo / siguientes 300*	*1,465,413*			
T1A_3	*Tarifa 1 - Rural Productivo / restantes*	*5,404,411*			
T1E_1	*Tarifa 1-Uso Rural General / primeros 300*	*442,751*			
T1E_2	*Tarifa 1-Uso Rural General / siguientes 300*	*299,879*			
T1E_3	*Tarifa 1-Uso Rural General / restantes*	*1,268,148*			
T1G_1	*Tarifa 1 - Uso General / primeros 300*	*50,349,162*			
T1G_2	*Tarifa 1 - Uso General / siguientes 300*	*54,024,857*			
T1G_3	*Tarifa 1 - Uso General / restantes*	*127,379,243*			
T1J_1	*Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / primeros 300*	*1,006,234*			
T1J_2	*Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / siguientes 100*	*304,917*			
T1J_3	*Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / siguientes 200*	*524,373*			
T1J_4	*Tarifa 1 - Electrodep. Resid. / restantes*	*1,057,247*			
T1K_1	*Tarifa 1 - Electrodep. Rural / primeros 300*	*5,400*			
T1K_2	*Tarifa 1 - Electrodep. Rural / siguientes 300*	*4,897*			
T1K_3	*Tarifa 1 - Electrodep. Rural / restantes*	*7,968*			
T1L_1	*Tarifa 1 - Rural Resid. / primeros 300*	*5,943,511*			
T1L_2	*Tarifa 1 - Rural Resid. / siguientes 300*	*3,225,961*			
T1L_3	*Tarifa 1 - Rural Resid. / restantes*	*3,409,891*			
T1R_1	*Tarifa 1 - Uso Residencial / primeros 200*	*262,913,798*			
T1R_2	*Tarifa 1 - Uso Residencial / siguientes 200*	*169,813,407*			
T1R_3	*Tarifa 1 - Uso Residencial / siguientes 200*	*86,425,282*			
T1R_4	*Tarifa 1 - Uso Residencial / restantes*	*86,874,498*			
T1V_1	*Tarifa 1 - Residencial -Social / primeros 300*	*114,398,594*			
T1V_2	*Tarifa 1 - Residencial -Social / siguientes 100*	*23,642,904*			
T1V_3	*Tarifa 1 - Residencial -Social / siguientes 200*	*27,975,293*			
T1V_4	*Tarifa 1 - Residencial -Social / restantes*	*24,986,581*			
T1W_1	*Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / primeros 300*	*1,382,228*			
T1W_2	*Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / siguientes 300*	*662,266*			
T1W_3	*Tarifa 1 - Rural Resid.-Social / restantes*	*448,669*			
T2D	*Tarifa 2 - Medianas Demandas*	*99,817,556*			
T3B	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. BT*	*193,384,378*			
T4	*Tarifa 4 - Alumbrado Publico*	*103,871,132*			
T5B	*Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. BT*	*227,331*			
P3B	*Tarifa Peaje-Vinc.Inf.BT(T3)*	*4,342,530*			
T3BM	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. BT >300kW*	*30,870,090*			
P3BM	*Tarifa Peaje-Vinc.Inf.BT(T3) >300kW*	*4,628,850*			
PERDIDAS TECNICAS		*111,738,613*	*6.44%*	*3.06%*	
PERDIDAS NO TECNICAS		*127,492,876*	*7.35%*	*3.49%*	*4.60%*

Nivel de Tensión/ ID Tarifa	Descripción	Energía [kWh]	Pérdidas % [Ingreso del nivel]	Pérdidas % [Ingreso en AT]	Pérdidas % [Ingreso en AT s/Peaje]
MT	**Media Tensión**	**2,777,786,784**			
T3M	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. MT*	*15,900,240*			
T5M	*Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. MT*	*94,065,140*			
P3M	*Tarifa Peaje-Vinc.Inf.MT(T3)*	*1,975,800*			
T3A	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. AT*	*1,954,200*			
T5A	*Tarifa 5 - O.D. Vinc. Inf. AT*	*402,502,047*			
T3MM	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. MT >300kW*	*270,138,960*			
T3AM	*Tarifa 3 - G.D. Vinc. Inf. AT >300kW*	*147,905,700*			
P3MM	*Tarifa Peaje-Vinc.Inf.MT(T3) >300kW*	*79,888,825*			
P3AM	*Tarifa Peaje-Vinc.Inf.AT(T3) >300kW*	*29,583,394*			
VENTAS NIVEL INFERIOR		*1,733,872,478*			
AT/MT	**Bornes de Alta Tensión**	**3,298,727,908**			
P5Ab	*Tarifa Peaje-Vinc. Bornes de AT(T5)*	*439,671,724*			
VENTAS NIVEL INFERIOR		*2,777,786,784*			
PERDIDAS TECNICAS		*81,269,400*	*2.46%*	*2.23%*	
AT	**Alta Tensión**	**3,652,025,682**			
P5S	*Tarifa Peaje-Vinc.Sup.(T5)*	*167,147,026*			
P3SM	*Tarifa Peaje-Vinc.Sup.(T3) >300kW*	*125,365,543*			
VENTAS NIVEL INFERIOR		*3,298,727,908*			
PERDIDAS TECNICAS		*60,785,205*	*1.66%*	*1.66%*	
	TOTAL	**3,652,025,682**		**10.44%**	

4.6.2. Movimiento de potencia

Tabla 50 Movimiento de Potencia [MW]

NT	Horas																							
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
BT	**205.8**	**187.8**	**178.1**	**172.2**	**168.7**	**167.8**	**164.2**	**164.1**	**170.2**	**182.4**	**190.0**	**196.7**	**200.0**	**201.7**	**203.2**	**201.7**	**205.9**	**211.0**	**223.3**	**244.1**	**258.0**	**259.3**	**245.3**	**227.9**
VENTAS NIVEL	174.5	159.2	151.0	146.0	143.0	142.3	139.3	139.1	144.3	154.7	161.1	166.8	169.6	171.0	172.3	171.0	174.6	178.9	189.4	207.0	218.7	219.8	208.0	193.2
PERDIDAS TECNICAS	*16.4*	*15.0*	*14.2*	*13.7*	*13.5*	*13.4*	*13.1*	*13.1*	*13.6*	*14.6*	*15.2*	*15.7*	*16.0*	*16.1*	*16.2*	*16.1*	*16.4*	*16.8*	*17.8*	*19.5*	*20.6*	*20.7*	*19.6*	*18.2*
PERDIDAS NO TECNICAS	*14.9*	*13.6*	*12.9*	*12.5*	*12.2*	*12.1*	*11.9*	*11.9*	*12.3*	*13.2*	*13.7*	*14.2*	*14.5*	*14.6*	*14.7*	*14.6*	*14.9*	*15.3*	*16.2*	*17.7*	*18.7*	*18.8*	*17.7*	*16.5*
MT + AT/MT	**365.9**	**341.7**	**328.0**	**320.6**	**319.0**	**323.5**	**334.0**	**342.2**	**355.6**	**375.2**	**386.7**	**394.0**	**394.3**	**398.2**	**402.4**	**398.5**	**401.6**	**403.3**	**410.3**	**435.1**	**450.5**	**447.1**	**424.7**	**398.8**
VENTAS NIVEL	149.8	144.4	140.6	139.4	141.4	146.6	160.4	168.5	175.5	182.3	185.8	186.2	183.2	185.3	187.8	185.6	184.4	180.9	175.4	178.7	179.9	175.3	167.5	159.7
VENTAS NIVEL INFERIOR	*205.8*	*187.8*	*178.1*	*172.2*	*168.7*	*167.8*	*164.2*	*164.1*	*170.2*	*182.4*	*190.0*	*196.7*	*200.0*	*201.7*	*203.2*	*201.7*	*205.9*	*211.0*	*223.3*	*244.1*	*258.0*	*259.3*	*245.3*	*227.9*
PERDIDAS TECNICAS	*10.3*	*9.6*	*9.2*	*9.0*	*9.0*	*9.1*	*9.4*	*9.6*	*10.0*	*10.5*	*10.9*	*11.1*	*11.1*	*11.2*	*11.3*	*11.2*	*11.3*	*11.3*	*11.5*	*12.2*	*12.7*	*12.6*	*11.9*	*11.2*
AT	**403.0**	**377.3**	**362.5**	**354.8**	**353.6**	**359.1**	**372.6**	**382.6**	**397.7**	**419.0**	**431.4**	**438.9**	**438.6**	**443.0**	**447.8**	**443.4**	**446.4**	**447.4**	**453.4**	**479.3**	**495.3**	**490.9**	**466.5**	**438.5**
VENTAS NIVEL	29.5	28.5	27.7	27.5	27.9	28.9	31.6	33.2	34.6	35.9	36.6	36.7	36.1	36.5	37.0	36.6	36.4	35.7	34.6	35.2	35.5	34.6	33.0	31.5
VENTAS NIVEL INFERIOR	365.9	341.7	328.0	320.6	319.0	323.5	334.0	342.2	355.6	375.2	386.7	394.0	394.3	398.2	402.4	398.5	401.6	403.3	410.3	435.1	450.5	447.1	424.7	398.8
PERDIDAS TECNICAS	*7.6*	*7.1*	*6.8*	*6.7*	*6.6*	*6.8*	*7.0*	*7.2*	*7.5*	*7.9*	*8.1*	*8.3*	*8.2*	*8.3*	*8.4*	*8.3*	*8.4*	*8.4*	*8.5*	*9.0*	*9.3*	*9.2*	*8.8*	*8.2*

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS FOLIO Nº 38

4.7. Determinación del valor agregado de distribución (VAD)

El VAD es, por definición, el monto de Ingresos Requeridos anualmente para que el distribuidor realice la operación técnica y comercial en el área de concesión, bajo el supuesto regulatorio de hacerlo al mínimo costo mediante una gestión eficiente y que asegure la sustentabilidad financiera a largo plazo de la empresa.

Para determinar los Ingresos Requeridos regulados para el servicio público de distribución de electricidad, es necesario desagregar por su naturaleza los distintos conceptos de costos incurridos y estimar su cuantía mediante procedimientos de cálculos estandarizados y adaptados a las condiciones y exigencias de la regulación aplicada.

Algunos de los conceptos de los costos considerados resultan de algún modo interdependientes, de modo que se debe poner en evidencia la estructura intrínseca que los vincula, para asegurar la necesaria consistencia, coherencia y completitud de los cálculos y permitir la verificación del cumplimiento estricto de las reglas regulatorias.

En esta sección se desarrolla el esquema conceptual que distingue los conceptos de costo y la estructura que los vincula, sobre los que se sustentan los cálculos de detalle que se desarrollan posteriormente y que son parte del modelo.

El primer concepto base de la regulación, en la construcción de la tarifa final a los consumidores, consiste en diferenciar los dos componentes siguientes:

$$Tarifa = Abastecimiento + VAD \qquad (3)$$

Donde:

Tarifa: representa la tarifa final al consumidor;

Abastecimiento: son los costos que se transfieren directamente al consumidor (*pass-through*);

VAD: es el Valor Agregado de Distribución.

Es sabido que el costo de Abastecimiento se determina aplicando el procedimiento de transferencia directa de costos o *pass-through* y que, en principio, no debe afectar financieramente al distribuidor.

El VAD referido al año base está integrado por dos componentes principales:

$$VAD = Anualidad + Explotación \qquad (4)$$

Donde:

Anualidad: representa el valor anual que remunera, con la tasa regulatoria estipulada, el capital inmovilizado de los Activos de Uso;

Explotación: son las erogaciones necesarias a la gestión corriente del ejercicio considerado.

Estos costos para cada etapa se trasladan a la tarifa para cada nivel de tensión a través del Cuadro Tarifario.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 39
ENTRE RÍOS

4.7.1. Anualidad del Capital

La Anualidad de Capital surge de aplicar el Factor de Recuperación del Capital (FRC) a la Base de Capital Regulatoria, de forma tal que este componente permite recuperar dos conceptos asociados a la base de capital. El primer concepto le permite a la distribuidora recuperar la inversión realizada y obtener una retribución al capital invertido proporcional a una tasa de reinversión, el segundo concepto permite a la empresa disponer de los fondos para renovar los activos que llegan al final de su vida útil (Depreciación).

a) Base de Capital

La base de capital está compuesta por la valorización de los activos eléctricos (VNR eléctrico), de los activos no eléctricos (VNR no eléctrico = activos no eléctricos + capital de trabajo). El cálculo detallado de la Base de Capital asociada a los activos eléctricos se presenta en el Informe de Valor Nuevo de Reemplazo ENERSA, mientras que el cálculo de la base de capital asociada a los activos no eléctricos en el informe de Costos de Explotación de ENERSA.

En resumen, el capital está compuesto por la suma de los costos de capital de los bienes eléctricos y no eléctricos de la empresa, de acuerdo con los siguientes componentes:

$$CAPITAL = VNR\ Eléctrico + CT + VNR\ No\ Eléctrico \qquad (5)$$

Donde:

VNR eléctrico: valor nuevo de reemplazo de las redes eléctricas en AT, MT y BT;

CT: costos de capital de trabajo

VNR No eléctrico: son los costos de activos necesarios para la actividad de la empresa.

Las tablas que se presentan a continuación resumen los valores obtenidos en el cálculo del VNR eléctrico y el VNR no eléctrico:

Tabla 51 Base de Capital: VNR Eléctrico

VNR Eléctrico	$
Redes	18,972,554,936
Estaciones	16,172,747,311
SET	3,616,997,563
CD y Reguladores	209,322,022
Redes	19,527,449,514
Equipos P&M	1,067,158,447
SED MT/BT	7,421,754,508
Redes en BT	14,805,548,406
Acometidas	1,324,665,119
Medidores	770,199,278
Total	**83,888,397,103**

El VNR No Eléctrico está constituido por todos los activos necesarios para que se realice la actividad de distribución de la empresa. Consiste en activos en terrenos, edificios, vehículos, muebles y

herramientas, equipamiento de generación para zonas aisladas del anillo energético. También lo constituyen el equipamiento informático y el sistema de comunicaciones, necesarios para el procesamiento de la información técnica y comercial, para el control y manejo de manejo de los activos eléctricos, y para cumplir con los requerimientos de calidad del servicio y atención al cliente.

Para determinar el VNR No Eléctrico se utilizaron los siguientes criterios:

- Terrenos, edificios, maquinarias, muebles, herramientas y otros bienes: valor de libro de origen de los bienes.
- Rodados, inversiones informáticas, telecomunicaciones, telecontrol y protecciones y grupos generadores de alta montaña: valor de reemplazo a nuevo de mercado.

Como Capital de Trabajo se consideró la doceava parte de las ventas sin impuestos del año 2020.

La tabla que se presenta a continuación resume los valores obtenidos en el cálculo:

Tabla 52 Base de Capital: VNR No Eléctrico

VNR No Eléctrico	Miles $
Vehículos	1,333,272
Terreno	212,660
Edificios	1,913,936
Software Informático	1,154,701
Hardware Informático	405,055
Herramientas, equipos e instrumentos	173,309
Muebles de oficina y otros bienes	29.236
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos de comunicación	1,025,942
Vigilancia Electrónica	111,740
Total	**6,359,850**
Capital de Trabajo	**12,693,846**

b) Cálculo de la Anualidad del capital

Para retribuir y amortizar el capital asociado a las redes e instalaciones necesarias para la prestación del servicio, se determina la Anualidad de Costo de Capital. El ingreso procurado por este cálculo debe ser suficiente para reemplazar y expandir, a una tasa de crecimiento histórico, las instalaciones existentes y remunerar al capital a la tasa indicada en el punto anterior.

La Anualidad es el producto de la Base de Capital por el Factor de Recuperación de Capital que engloba los anteriores conceptos. La fórmula de cálculo a usarse para de este factor, es la misma que la empleada para el cálculo del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocida, y que se introduce a continuación:

$$FRC = \left[\frac{WACC_{R;\$} \times \left(1 + WACC_{R;\$}\right)^{n}}{\left(1 + WACC_{R;\$}\right)^{n} - 1}\right] \qquad (6)$$

Donde:

FRC: es el Factor de Recuperación de Capital

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 40
ENTRE RÍOS

$WACC_{R;S}$: es la tasa de reinversión

n: es la vida útil del bien, equivalente al número de intervalos de repago del capital inicial

La vida útil es diferente para los distintos bienes que componen las instalaciones.

Con el FRC se obtiene el mínimo costo económico para el capital invertido en los bienes de uso, incluyendo la Anualidad resultante tanto la renta como el repago de ese capital. Adoptando los valores de aquella referencia para la vida útil de las instalaciones de la distribuidora y la tasa de reinversión de 12.29% real antes de impuestos, se obtiene:

Tabla 53 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico

Detalle	TOTAL VNR $AR	Vida Útil Regulatoria	FRC	Anualidad
Redes	18,972,554,936	45	12.36%	2,344,453,029
Estaciones	16,172,747,311	35	12.51%	2,022,623,320
SET	3,616,997,563	35	12.51%	452,355,031
CD y Reguladores	209,322,022	35	12.51%	26,178,583
Redes	19,527,449,514	35	12.51%	2,442,174,728
Equipos P&M	1,067,158,447	35	12.51%	133,462,764
SED MT/BT	7,421,754,508	35	12.51%	928,191,942
Redes en BT	14,805,548,406	35	12.51%	1,851,636,391
Acometidas	1,324,665,119	35	12.51%	165,667,497
Medidores	770,199,278	25	13.01%	100,181,582
Total	**83,888,397,103**			**10,466,924,868**

Tabla 54 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico

VNR No Eléctrico	Miles $	FRC	Anualidad $
Vehículos	1,333,272	27.9%	372,523,398
Terreno	212,660	12.3%	26,136,135
Edificios	1,913,936	12.3%	235,940,154
Software Informático	1,154,701	41.8%	483,156,187
Hardware Informático	405,055	20.3%	82,366,538
Herramientas, equipos e instrumentos	173,309	27.9%	48,423,577
Muebles de oficina y otros bienes	29,844	17.9%	5.2358.99
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos	1,025,942	14.9%	152,972,415
Vigilancia Electrónica	111,740	20.3%	22,721,990
Total	**6,360,458**		**1,429,476.293**
Costo del capital de trabajo	12,693,846	12.3%	130,006,143

Las Anualidades correspondientes al VNR Eléctrico se asignan directamente al segmento de tensión que corresponde a cada una de ellas. En cuanto a las Anualidades correspondientes al VNR No Eléctrico se distribuyen en función de los costos de Explotación Técnico y Administrativo de acuerdo con distintos criterios aplicables a cada uno de los rubros que lo componen.

El costo de capital de trabajo a la tasa determinada por medio de la metodología WACC, arroja un valor de 130 millones de pesos.

4.7.2. Costos de Explotación

Los costos de Explotación reflejan los costos Eficiente de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración de la empresa, que en este caso se ha determinado mediante la metodología de la ER.

Para determinar los costos de Explotación se considera el componente de ER:

$$Costos\ de\ Explotación = ER \qquad (7)$$

Donde:

ER: son los costos eficientes calculados mediante la metodología de ER.

Los resultados de los costos de explotación eficientes, que se expusieron oportunamente en el Informe de Costos de explotación de ENERSA, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 55 Costos de Explotación Eficientes

Concepto	Miles $
OyM AT	355,897,864
OyM MT	2,605,741,786
OyM B	818,483,763
COM MT	8,287,917
COM BT	1,135,541,243
TOTAL	**4,923,952,572**

4.7.3. Valor Agregado de Distribución

El monto de Ingresos Requeridos en el año base, a precios de diciembre de 2020, es decir el VAD calculado, asciende a $ 16.950.359.875, conformado como muestra la siguiente tabla:

Tabla 56 Ingreso requerido al año base [$ Diciembre 2020]

ÍTEM	BT	MT	AT	TOTAL
Costos de Capital				
Bienes Eléctricos	3,045,677,413	5,076,794,426	2,344,453,029	10,466,924,868
Bienes No Eléctricos	309,514,534	985,376,852	134,584,907	1,429,476,293
Capital de trabajo	28,149,323	89,616,767	12,240,052	130,006,143
TOTAL	**3,383,341,270**	**6,151,788,045**	**2,491,277,989**	**12,026,407,303**
Costos de Explotación				
OyM	818,483,763	2,605,741,786	355,897,864	3,780,123,412
COM	1,135,541,243	8,287,917	0	1,143,829,160
TOTAL	**1,954,025,006**	**2,614,029,703**	**355,897,864**	**4,923,952,572**
Ingresos Requeridos	**5,337,366,276**	**8,765,817,747**	**2,847,175,852**	**16,950,359,875**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 41
ENTRE RÍOS

4.7.4. Mecanismos de actualización del cuadro tarifario

A continuación, se define la metodología para la actualización de los Costos Propios de Distribución (CPD) y de los Costos de Comercialización (CC) de ENERSA, considerando la evolución de los índices de precios considerados en las fórmulas de ajuste de acuerdo a información publicada por el INDEC, para actualizar los costos del estudio tarifario presentado al mes de diciembre de 2021.

En el numeral 4.8, se propone la actualización de metodología de actualización de los costos de Distribución para su actualización trimestral.

a) Costos Propios de Distribución

Estos costos incluyen:

- los costos de los activos eléctricos, incluyendo los de generación propia;
- los costos de los activos no eléctricos;
- los costos de operación y mantenimiento de dichos activos; y
- los costos de capital de trabajo.

La componente de las tarifas que refleja los CPD se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$CPD_n = (1 + FA_n^{CPD} / 100) \text{ x } CPD_{n-1} \qquad (8)$$

Donde:

CPD_n: son los Costos Propios de Distribución, para el período tarifario *"n"*.

CPD_{n-1}: son los Costos Propios de Distribución, para el período *"n-1"*.

FA_n^{CPD}: es el factor de ajuste semestral de los Costos Propios de Distribución correspondientes al período tarifario *"n"*.

Por su parte, el FA_n^{CPD} resulta de la siguiente expresión:

$$FA_n^{CPD} = \alpha * \left(p_1 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_2 * \frac{IPIM_n}{IPIM_0}\right) + \beta * \left(p_3 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_4 * \frac{IPC_n}{IPC_0}\right) \qquad (9)$$

Donde:

FA_n^{CPD} es el factor de ajuste semestral correspondiente al período tarifario *"n"*.

α es el componente de Costos de Capital de los Costos Propios de Distribución.

β es el componente de Costos Operativos de los Costos Propios de Distribución.

p_1 es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

p_2 es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos de Capital, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

p_3 es el peso de los costos de mano de obra que forman parte de los Costos Operativos, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

p_4 es el peso de los costos de materiales y equipos que forman parte de los Costos

Operativos, sobre el total de los Costos Propios de Distribución.

IS_n es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el primer mes del período tarifario *"n"*.

IS_0 es el Índice de Salarios del Sector Privado Registrado publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

$IPIM_n$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período tarifario *"n"*.

$IPIM_0$ es el Índice de Precios Internos al Por Mayor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

IPC_n es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), correspondiente al mes "m-2", siendo "m" el primer mes del período tarifario *"n"*.

IPC_0 es el Índice de Precios al Consumidor, Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), vigente al mes de diciembre de 2020.

Los ponderadores α, β, p_1, p_2, p_3 y p_4 surgen de la estructura de costos reconocidos en la determinación de los CPD en el Estudio Tarifario.

Dichos ponderadores surgieron de los siguientes criterios:

- Los costos de capital se desagregaron, de acuerdo con la estructura de costos reconocidos, en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos. Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS y los segundos con la evolución del IPIM.
- Los costos operativos se desagregaron en costos de mano de obra y costos de materiales y equipos. Los primeros se ajustan de acuerdo con la evolución del IS, mientras los segundos se actualizan de acuerdo con la evolución del IPC.

b) Costos de Comercialización

Estos costos incluyen los costos de comercialización asociados al Cargo Fijo de las tarifas a usuarios finales.

La componente de las tarifas que refleja los CC se deberá ajustar según la siguiente expresión:

$$CC_n = (1 + FA_n^{CC} / 100) \times CC_{n-1} \qquad (10)$$

Donde:

CC_n: son los Costos de Comercialización, para el período tarifario *"n"*.

CC_{n-1}: son los Costos de Comercialización, para el período *"n-1"*.

FA_n^{CC}: es el factor de ajuste semestral de los Costos de Comercialización correspondientes al período tarifario *"n"*.

Por su parte, el FA_n^{CC} resulta de la siguiente expresión:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 42
ENTRE RIOS

$$FA_n^{CC} = p_5 * \frac{IS_n}{IS_0} + p_6 * \frac{IPC_n}{IPC_0} \qquad (11)$$

Donde:

FA_n^{CC} es el factor de ajuste semestral de los Costos de Comercialización correspondiente al período tarifario *"n"*.

p_5 es el peso de los costos de mano de obra sobre el total de los Costos de Comercialización.

p_6 es el peso de los costos de materiales y equipos sobre el total de los Costos de Comercialización.

Los ponderadores p_5 y p_6 surgen de la estructura de costos reconocidos en la determinación de los CC en el Estudio Tarifario.

4.7.5. Determinación de los Ponderadores de las Fórmulas de Ajuste

Los ponderadores $\alpha, \beta, p_1, p_2, p_3, p_4, p_5, p_6, p_7$ y p_8 incluidos en las fórmulas de ajuste presentadas en el capítulo anterior surgen de la estructura de costos reconocidos en el Estudio Tarifario.

Los mismos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 57 Ponderadores de las Fórmulas de Ajuste

COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN (CPD)			
Costos de Capital	α		**76.09%**
Mano de obra	p_1	IS	*31.84%*
Materiales y equipos	p_2	$IPIM$	*68.16%*
Costos de OyM	β		**23.91%**
Mano de obra	p_3	IS	*69.40%*
Materiales y equipos	p_4	IPC	*30.60%*
COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN (CC)			
Costos de Comercialización			
Mano de obra	p_5	IS	*68.05%*
Materiales y equipos	p_6	IPC	*31.91%*

Fuente: elaborado considerando los resultados del Estudio Tarifario

4.7.6. Ajuste del valor agregado de distribución (VAD) a diciembre de 2021

Considerando la evolución de los índices de precios considerados en las fórmulas de ajuste de acuerdo a información publicada por el INDEC, a continuación, se presentan los factores de ajustes para actualizar los costos del estudio tarifario al mes de Diciembre de 2021:

Tabla 58 Factores de Ajuste (Diciembre 2020 / Diciembre 2021)

FACTORES DE AJUSTE		
Factor de Ajuste de los Costos Propios de Distribución	FA_n^{CPD}	1.52911
Factor de Ajuste de los Costos de Comercialización	FA_n^{CC}	1.53879

Fuente: elaborado con datos de INDEC y los resultados del Estudio Tarifario

Tabla 59 Ingreso requerido ajustado [$ Diciembre 2021]

ÍTEM	BT	MT	AT	
Costos VAD	6,425,058,751	13,391,239,102	4,353,649,184	24,169,947,037
Costos Comerciales	1,747,361,938	12,753,382		1,760,115,320
Ingresos Requeridos	**8,172,420,689**	**13,403,992,484**	**4,353,649,184**	**25,930,062,357**

4.8. Mecanismos de actualización del cuadro tarifario

Para la actualización trimestral de los costos propios de distribución, los costos de comercialización, los costos de conexión, el servicio de rehabilitación, el aviso de suspensión, los gastos de verificación del servicio y emisión de duplicado de factura se mantiene la fórmula vigente, tal como se muestra a continuación:

$$CD_{i,j,n} = FACD_n \times CD_{i,j,0}$$

donde:

$$FACD_n = \left(\alpha_{MO} \times \frac{ICS_n}{ICS_0} + \alpha_M \frac{IPIM_N_D_n}{IPIM_N_D_{_0}} + \alpha_E \frac{IPIM_N_31_n}{IPIM_N_31_0} \right)$$

$FACD_n$ = Factor de Adecuación de los Costos de Distribución en el período n (período de 3 (tres) meses).

CDi,j,n: costo de distribución o el costo de comercialización del parámetro tarifario i, de la tarifa j, el costo de conexión , el servicio de rehabilitación , gastos de verificación o de emisión de duplicado de factura en el período n (período de 3 (tres) meses).

ICS0 = Índice de Salarios Nivel General elaborado por el INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos) correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base para la redeterminación de los costos de distribución.

ICSn = Índice de Salarios Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al

mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

IPIM_N_D0 = Índice de Precios Internos al por Mayor D "Productos Manufacturados" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base en la redeterminación de los costos de distribución.

IPIM_N_Dn = Índice de Precios Internos al por Mayor D "Productos Manufacturados" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

IPIM_N_310 = Índice de Precios Internos al por Mayor número 31 "Máquinas y aparatos eléctricos" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base en la redeterminación de los costos de distribución.

IPIM_N_31n = Índice de Precios Internos al por Mayor número 31 "Máquinas y aparatos eléctricos"

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 43
ENTRE RÍOS

de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

Para lo cual es necesario adecuar los ponderadores α_{MO} y α_{M}, que corresponden a las participaciones de mano de obra, materiales nacionales, y el factor α_{E} que corresponde a los materiales eléctricos, de acuerdo a sus participación la determinación del VAD para el nuevo periodo tarifario.

El mes base, es decir el periodo para determinar los parámetros con subíndice 0, corresponde al mes de diciembre de 2021.

Estos factores surgen de la agregación de los costos de capital y los costos de explotación que conforman el VAD

Tabla 60 Participación de los distintos conceptos en el VAD (en valores diciembre 2020)

CONCEPTO	MONTO
Costo de explotación	**4,923,952,572**
Mano de Obra	3,402,183,046
Material Nacionales	1,186,980,230
Materiales eléctricos	334,789,296
Costos de capital	**12,026,407,303**
Mano de obra	3,651,252,243
Materiales Nacionales	5,767,557,468
Materiales eléctricos	2,607,597,592
TOTAL VAD	**16,950,359,875**
Mano de obra	7,053,435,289
Materiales Nacionales	6,954,537,699
Materiales eléctricos	2,942,386,888

De esta manera los ponderadores α_{MO}, α_{M} y α_{E} resultan en los siguientes valores

Tabla 61 Valores de los ponderadores de la fórmula de ajuste

Ponderador	%
α_{MO}	41.61%
α_{M}	41.03%
α_{E}	17.36%

Cabe destacar que en la medida que alguno de los índices propuestos no se encuentre disponible para calcular el ajuste automático, el mismo se estimará en función al índice del IPIM_N y luego se efectuará el ajuste correspondiente en el trimestre siguiente.

4.9. Propuesta de cuadro tarifario

EL cuadro tarifario propuesto fue resultado de analizar detalladamente el cuadro *tarifario económico* y el cuadro *tarifario proporcional*. El cuadro tarifario económico surge de considerar

solamente aspectos técnicos en el diseño de las tarifas, estos criterios están definidos fundamentalmente por los factores de forma y responsabilidad que surgieron del estudio de caracterización de la demanda. El cuadro tarifario económico por su diseño genera un producido tarifario en el mercado base del estudio que es igual al Valor agregado de distribución determinado en este estudio. El cuadro proporcional es el cuadro tarifario vigente en mayo del 2022 al cual se le ajustan los cargos de todas las categorías tarifarias por una única constante proporcional de modo que el producido tarifario de estos cargos y el mercado del año base tiene un producido tarifario igual al VAD determinado en este estudio.

A partir de los cuadros tarifarios propuestos y de los análisis realizados sobre los cuadros tarifarios económico y proporcional se diseñó el cuadro *tarifario propuesto* el cual busca una solución de compromiso entre ambos, es decir que las tarifas brinden señales económicas adecuadas y que maximice la aceptación social de las mismas.

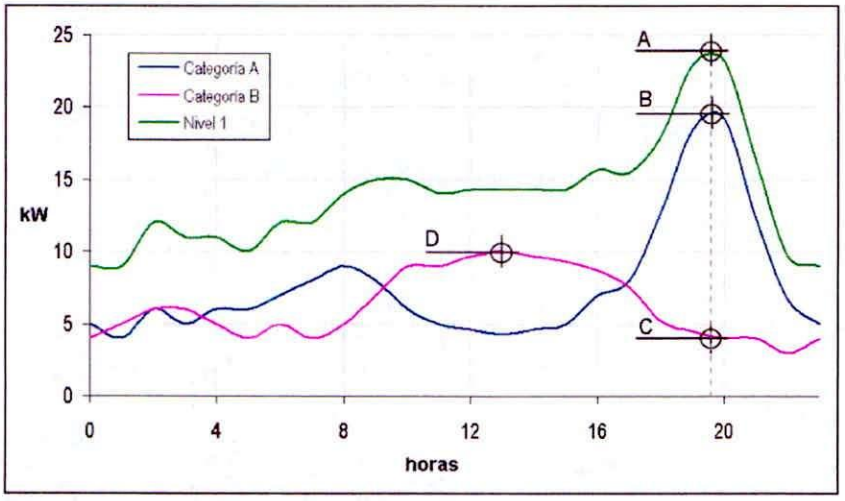
4.9.1. Cuadro tarifario económico

Se revisó la estructura tarifaria actual y las fórmulas correspondientes, que fue establecida en la Resolución del EPRE 168 del año 2016, y no habiéndose encontrado fundamentos para su modificación, se mantiene la misma estructura para la propuesta tarifaria.

La metodología de asignación de costos aplicada para el cuadro tarifario de ENERSA es la que se conoce como demanda coincidente, es decir aquella por la cual se reparten los costos a pagar según la demanda coincidental de potencia de las distintas categorías tarifarias con la demanda máxima de punta de un determinado nivel de tensión, de acuerdo con los resultados obtenidos del balance de potencia.

Se define como punta de un nivel de tensión el periodo de tiempo, normalmente medido en horas o períodos de quince minutos, en el que, de acuerdo con el balance de potencia, computado con fines tarifarios, se produce la máxima demanda de potencia.

La siguiente gráfica ilustra a metodología de asignación por picos coincidentes:



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 44
ENTRE RÍOS

Figura 5 Asignación por demanda coincidental

A continuación, se muestra un ejemplo conceptual del criterio de asignación considerado, el cual resulta compatible con la normativa vigente, con el objeto de observar cómo se define la responsabilidad de cada categoría tarifaria y en consecuencia cómo debe producirse la recuperación de los costos calculados para un nivel de tensión genérico (Nivel 1).

Asumamos que se dispone de un monto de dinero (Y) a asignar a entre dos categorías tarifarias A y B (esto es, la remuneración estimada de la empresa eléctrica para en un nivel de tensión Nivel 1). Los consumos en punta respectivos están representados por los puntos B y C de la gráfica, mientras que la demanda máxima de cada categoría corresponde a los puntos B y D. En adelante, B, C y D designan las ordenadas de los puntos B, C y D respectivamente.

La ordenada de A representa la demanda máxima total del sistema:

$$B + C = A$$

En el caso de la metodología de picos coincidentes, el monto a asignar a cada categoría es proporcional al consumo de cada uno de ellos en punta, coincidente con la máxima del sistema.

La responsabilidad y en consecuencia el monto de dinero que se tiene que recuperar en la categoría A es igual a:

$$\frac{Y}{B+C} \times B = \frac{Y}{A} \times B$$

Y la responsabilidad y en consecuencia el monto de dinero que se tiene que recuperar en la categoría B es igual a:

$$\frac{Y}{B+C} \times C = \frac{Y}{A} \times C$$

El término (Y/A) se conoce como valor agregado de distribución unitario. Luego los términos B y C surgen de computar los factores de forma y responsabilidad y la variable de facturación (energía y/o potencia) de cada categoría tarifaria.

El cuadro tarifario económico asigna los costos a cada categoría tarifaria con base en los conceptos presentados anteriormente.

a) Resultados obtenidos

El cuadro tarifario económico que se presenta, así como las fórmulas tarifarias que lo explican, están basados en las prescripciones regulatorias y reglamentarias que ordenan la concesión del servicio público operado por ENERSA. El detalle de los cálculos se encuentra contenido en el modelo tarifario (Modelo Tarifario_200322_EnersaV6.0.1.2.xlsm).

Se señala en particular que la aplicación anual de las tarifas propuestas, al mercado de clientes atendidos en el año base del estudio por ENERSA, permiten recuperan el total del VAD económico que se ha estimado.

Además, atendiendo a los principios explícitos de la regulación aplicable y basándose en los datos disponibles sobre el comportamiento de consumo de los distintos segmentos del mercado identificados, los cargos a que se arriba en el cuadro tarifario económico son el resultado de respetar estrictamente la condición de que cada segmento del mercado responda por los costos económicos de los que es responsable, evitando todo tipo de subsidio cruzado.

A continuación, se presenta una tabla conteniendo el cuadro tarifario VAD "técnico" propuesto para ENERSA considerando el VAD a precios a diciembre de 2021:

Tabla 62 Cuadro Tarifario económico VAD

Nota: *Valores correspondientes al VAD a precios de diciembre de 2021 e incluye el factor FV. Los mismos deberán ser indexados de acuerdo con el mecanismo previsto a la fecha de aplicación efectiva del cuadro tarifario. Los cargos por cliente de las tarifas T1 son mensuales.*

TARIFA / NIVEL DE TENSION		UNIDAD	VALOR
BT			
Tarifa 1-Uso Rural General			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	17.4763
Tarifa 1 - Uso General			
Cargo Fijo		$/cliente	918.52
Cargo por Energía	primeros 125	$/kWh	10.2576
Cargo por Energía	siguientes 225	$/kWh	10.2576
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	10.2576
Tarifa 1 - Electrodep. Resid.			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	11.8351
Tarifa 1 - Electrodep. Rural			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	17.4763
Tarifa 1 - Rural Resid.			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	17.4763
Tarifa 1 - Uso Residencial			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 100	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	11.8351
Tarifa 1 - Residencial -Social			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	11.8351
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	11.8351
Tarifa 1 - Rural Resid.-Social			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	17.4763
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	17.4763
Tarifa 2 - Medianas Demandas			
Cargo por Energía		$/kWh	4.5963
Cargo por Potencia		$/kW	870.19
GU BT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	18,224.01
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	1,422.69
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	1,422.69

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 45
ENTRE RIOS

TARIFA / NIVEL DE TENSION	UNIDAD	VALOR
Tarifa 4 - Alumbrado Publico		
Cargo por Energía	$/kWh	17.6480
MT		
GU MT – Grandes Demandas		
Cargo Fijo	$/cliente	57,952.04
Cargo por Potencia Fact P	$/kW	1,071.51
Cargo por Potencia Fact FP	$/kW	1,071.51
AT/MT		
GU Bornes de MT – Grandes Demandas		
Cargo Fijo	$/cliente	57,952.04
Cargo por Potencia Fact P	$/kW	560.59
Cargo por Potencia Fact FP	$/kW	560.59
AT		
GU AT – Grandes Demandas		
Cargo Fijo	$/cliente	76,732.31
Cargo por Potencia Fact P	$/kW	244.62
Cargo por Potencia Fact FP	$/kW	244.62

4.9.2. Cuadro tarifario proporcional

En este numeral se presenta el resultado obtenido del cálculo del cuadro tarifario proporcional. El coeficiente de ajuste proporcional resultó 1.964, el cual resulta del cociente entre el producido tarifario del cuadro tarifario vigente a mayo del 2022 aplicado al mercado base del estudio respecto del VAD calculado en este estudio.

Tabla 63 Cuadro Tarifario proporcional VAD

Nota: *Valores correspondientes al VAD a precios de diciembre de 2021 e incluye el factor FV. Los mismos deberán ser indexados de acuerdo con el mecanismo previsto a la fecha de aplicación efectiva del cuadro tarifario. Los cargos por cliente de las tarifas T1 son mensuales.*

TARIFA / NIVEL DE TENSION		UNIDAD	VALOR
BT			
Tarifa 1-Uso Rural General			
Cargo Fijo		$/cliente	1,180.75
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	8.6554
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	21.4271
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	23.7493
Tarifa 1 - Uso General			
Cargo Fijo		$/cliente	1,051.89
Cargo por Energía	primeros 125	$/kWh	9.9430
Cargo por Energía	siguientes 225	$/kWh	16.4028
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	20.9205
Tarifa 1 - Electrodep. Resid.			
Cargo Fijo		$/cliente	426.20
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	6.3145
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	8.3833
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	17.6720
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	22.3164
Tarifa 1 - Electrodep. Rural			
Cargo Fijo		$/cliente	1,180.75
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	8.2568
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	20.9019
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	29.0294
Tarifa 1 - Rural Resid.			

TARIFA / NIVEL DE TENSION		UNIDAD	VALOR
Cargo Fijo		$/cliente	1,180.75
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	8.6554
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	21.3004
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	29.4280
Tarifa 1 - Uso Residencial			
Cargo Fijo		$/cliente	426.20
Cargo por Energía	primeros 100	$/kWh	5.6786
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	8.7821
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	18.0705
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	22.7149
Tarifa 1 - Residencial -Social			
Cargo Fijo		$/cliente	426.20
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	6.7130
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	8.7821
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	18.0705
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	22.7149
Tarifa 1 - Rural Resid.-Social			
Cargo Fijo		$/cliente	1,180.75
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	8.6554
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	21.3004
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	29.4280
Tarifa 2 - Medianas Demandas			
Cargo por Energía		$/kWh	9.2887
Cargo por Potencia		$/kW	1,564.48
GU BT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	20,870.23
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	1,608.75
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	1,370.42
Tarifa 4 - Alumbrado Publico			
Cargo por Energía		$/kWh	14.5874
MT			
GU MT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	66,366.97
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	803.99
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	742.14
AT/MT			
GU Bornes de MT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	66,366.97
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	506.50
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	467.55
AT			
GU AT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	87,874.23
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	157.71
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	157.71

4.9.3. Cuadro tarifario propuesto

El cuadro tarifario propuesto resultó de un análisis de los cuadros tarifarios económico y proporcional presentados en los numerales anteriores. Para esto se han seguido las siguientes premisas:

1) Se buscó que las tarifas T3 se acerquen a las tarifas económicas correspondientes.
2) Los cargos por unidad de potencia en las tarifas T3 se reparten 50% en punta y 50% en fuera de punta.
3) Los cargos comerciales mantienen la estructura del cuadro tarifario vigente, pero

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 46
ENTRE RÍOS

considerando un incremento de aproximadamente el 72% respecto de dicho cuadro tarifario.

4) Se buscó nivelar los precios de los distintos bloques en los casos de las tarifas T1.
5) Se buscó que la tarifa T4 se acerque a la tarifa económica.
6) Para el resto de las tarifas se buscó acercarlas a la tarifa económica, pero considerando una transición más lenta.

Como parte del estudio también se realizaron las siguientes adecuaciones al régimen tarifario y al procedimiento de cálculo tarifario:

1. Régimen Tarifario
    a. Se incorporan dentro de las categorías tarifarias vigentes a los usuarios: Electrodependientes, Tarifa Social y Entidades de Bien Publico
    b. Estacionalidad Especial para usuarios T3 BT
    c. Se incorpora a los Usuarios Pequeños Generadores según Decreto 4315/16
2. Procedimiento de cálculo Tarifario
    a. Se actualizaron los parámetros de traslado de Precios Mayoristas
    b. Se incorporó la Tarifa Inyección Usuarios Pequeños Generadores de acuerdo al Decreto 4315/16 por tipo de usuario.
    c. Se actualizó la fórmula de adecuación del VAD y ponderadores

Como resultado de las premisas planteadas se obtuvo el siguiente cuadro tarifario propuesto:

Tabla 64 Cuadro Tarifario propuesto VAD

Nota: *Valores correspondientes al VAD a precios de diciembre de 2021 e incluye el factor FV. Los mismos deberán ser indexados de acuerdo con el mecanismo previsto a la fecha de aplicación efectiva del cuadro tarifario. Los cargos por cliente de las tarifas T1 son mensuales.*

TARIFA / NIVEL DE TENSION		UNIDAD	VALOR
BT			
Tarifa 1-Uso Rural General			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.9290
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	19.0864
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	23.1125
Tarifa 1 - Uso General			
Cargo Fijo		$/cliente	918.52
Cargo por Energía	primeros 125	$/kWh	11.0879
Cargo por Energía	siguientes 225	$/kWh	13.5519
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	16.0159
Tarifa 1 - Electrodep. Resid.			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	7.4265
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	11.1397
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	16.1695
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	19.1369
Tarifa 1 - Electrodep. Rural			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.9290
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	19.0864
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	26.8403
Tarifa 1 - Rural Resid.			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.9290
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	19.0864
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	26.8403

TARIFA / NIVEL DE TENSION		UNIDAD	VALOR
Tarifa 1 - Uso Residencial			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 100	$/kWh	7.4265
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	11.1397
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	16.1695
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	19.1369
Tarifa 1 - Residencial -Social			
Cargo Fijo		$/cliente	372.16
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	7.4265
Cargo por Energía	siguientes 50	$/kWh	11.1397
Cargo por Energía	siguientes 100	$/kWh	16.1695
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	19.1369
Tarifa 1 - Rural Resid.-Social			
Cargo Fijo		$/cliente	1,031.04
Cargo por Energía	primeros 150	$/kWh	11.9290
Cargo por Energía	siguientes 150	$/kWh	19.0864
Cargo por Energía	restantes	$/kWh	26.8403
Tarifa 2 - Medianas Demandas			
Cargo por Energía		$/kWh	8.0002
Cargo por Potencia		$/kW	1,514.65
GU BT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	18,224.01
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	1,427.04
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	1,427.04
Tarifa 4 - Alumbrado Publico			
Cargo por Energía		$/kWh	16.1092
MT			
GU MT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	57,952.04
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	914.25
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	914.25
AT/MT			
GU Bornes de MT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	57,952.04
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	478.31
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	478.31
AT			
GU AT – Grandes Demandas			
Cargo Fijo		$/cliente	76,732.31
Cargo por Potencia Fact P		$/kW	208.71
Cargo por Potencia Fact FP		$/kW	208.71

a) Parámetros tarifarios resultantes

A continuación, se presentan los parámetros tarifarios resultantes del cuadro tarifario propuesto para su incorporación a las fórmulas tarifarias vigentes:

Tabla 65 Factores de pérdidas, participación y otros coeficientes.

Factor	Unidad	Valor
FPPABT	[°/1]	1.2367
FPPABTR	[°/1]	1.2367
FPPAMT	[°/1]	1.0486
FPPAA	[°/1]	1.0486
FPPAVS	[°/1]	1.0192
FPEABT	[°/1]	1.2095
FPEABTR	[°/1]	1.2095
FPEAMT	[°/1]	1.0426
FPEAAT	[°/1]	1.0426

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 47
ENTRE RÍOS

Factor	Unidad	Valor
FPEAVS	[°/1]	1.0169
K1R	%	0.0027
Yp_R	[°/1]	0.2643
Yr_R	[°/1]	0.5054
Yv_R	[°/1]	0.2303
K1Rr	%	0.0028
Yp_Rr	[°/1]	0.2623
Yr_Rr	[°/1]	0.5384
Yv_Rr	[°/1]	0.1992
K1G	%	0.0026
Yp_G	[°/1]	0.2499
Yr_G	[°/1]	0.5684
Yv_G	[°/1]	0.1816
KMA	%	0.0040
Yp_A	[°/1]	0.3178
Yr_A	[°/1]	0.1782
Yv_A	[°/1]	0.5040
Yp_MD	[°/1]	0.2120
Yr_MD	[°/1]	0.5986
Yv_MD	[°/1]	0.1894
FAHP_BT	[°/1]	0.5000
FAHFP_BT	[°/1]	0.5000
FAHP_MTAT	[°/1]	0.5000
FAHFP_MTAT	[°/1]	0.5000
FAHP_VS	[°/1]	0.5000
FAHFP_VS	[°/1]	0.5000

Tabla 66 Factores de coincidencia con la compra de energía.

Factor	Unidad	Valor
FCTMDBST	%	0.7901
FCTGDBST	%	0.9578
FCTGDMST	%	0.9578
FCTGDAST	%	0.9578
FCTGDVSST	%	0.9578
FCTGDAST_B	%	0.9578

Tabla 67 Costos de distribución

Tarifa	Factor	Valor
T1 Residencial	CDFR1	347.72
	CVDRi_R1	6.9389
	CVDRi_R2	10.4083
	CVDRi_R3	15.1077
	CVDRi_R4	17.8803
T1 Rural Residencial	CDFRR	963.34
	CDVRRi_RR1	11.1457
	CDVRRi_RR2	17.8332
	CDVRRi_RR3	25.0779
T1 Rural General	CDFRG	963.34
	CDVRGi_RR1	11.1457

Tarifa	Factor	Valor
	CDVRGi_RR2	17.8332
	CDVRGi_RR3	21.5948
T1 General	CDFG	858.20
	CDVGi_G1	10.3599
	CDVGi_G2	12.6621
	CDVGi_G3	14.9643
T2 Medianas Demandas	CDFMD	1415.19
	CDVMD	7.4749
T3-VS_T5-VS_Pje-VS	CCGVS	71693.87
	CDFGVS	390.02
T3-AT_T5-AT_Pje-AT	CCGVIA	54146.76
	CDFGA	1708.43
T3-MT_T5-MT_Pje-MT	CCGVIM	54146.76
	CDFGM	1708.43
T3-BT_T5-BT_Pje-BT	CCGVIB	17027.38
	CDFGB	2666.67
T4 AP	CDA	15.0514
T5-BT	CCODVIBMAYOR50	17027.38
T5-AT (bornes de SSEE)	CDFGA	893.80
T5-bornes MT	CDFGM	1708.43
T5-bornes BT	CDFB	2666.67

4.9.4. Factor FV

Los costos que no fueron considerados dentro de los Costos de Explotación (punto 4.3.8 Resultados Obtenidos), son considerados en las fórmulas del cuadro tarifario por medio del Factor de recupero variable (FV) de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FV = FRCV * FRTF \qquad (12)$$

Donde:

$FRCV$= Factor de recupero de costos variables= $\frac{1}{(1-TRCV)}$; con TRCV= tasa de recuperación de costos variables.

$FRTF$= Factor de recupero de la tasa de fiscalización del EPRE=$\frac{1}{(1-TF)}$; con TF = 1,8%

Para determinar el TRCV se ha empleado información de los estados contables de la empresa correspondientes al año 2020 de los siguientes rubros:

- Impuestos débitos y créditos
- IIBB
- Gastos y Comisiones Bancarias General
- Comisiones por Cobranzas
- Servicios de cobranza (ingresos)[3]
- Incobrables

[3] Este componente representa los ingresos que percibe ENERSA por cobrar tasas municipales, el cual se descuenta de los costos correspondientes a comisiones por cobranza.-

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 48
ENTRE RIOS

En la siguiente tabla se presentan los datos empleados y los resultados obtenidos:

Tabla 68 Resultados VAD

Ítem	Fuente	Año 2020 Precios dic 2020
Ingresos x ventas (1)	*Estados contables*	*14,970,049,409*
Impuestos débitos y créditos	Estados contables	137,585,155
IIBB	Estados contables	472,502,646
Gastos y Comisiones Bancarias General	Estados contables	35,279,400
Comisiones por Cobranzas	Estados contables	66,783,150
Servicios de cobranza (ingresos)	Estados contables	-42,512,851
Incobrables	Estados contables	56,951,515
Total (2)	-	*726,589,015*
Tasa de recupero de costos variables (TRCV) (2)/(1)	-	4.8536%
Tasa EPRE (TF)	-	1.8000%
Factor de recupero de costos variables (FRCV)	-	105.1012%
Factor de recupero de tasa EPRE (FRTF)	-	101.8330%
FV resultante		**1.0703**

4.9.5. Análisis comparativo

En este apartado se presenta un análisis comparativo entre el cuadro tarifario proporcional, el económico y el propuesto con el objetivo de analizar el impacto por la implementación de este último, considerando que en los tres casos los cuadros tarifarios recuperan el VAD expresado a pesos de diciembre de 2021.

El análisis se realizó comparando las tarifas medias obtenidas con cada cuadro y confeccionado curvas de precio para las categorías tarifas más relevantes. A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

a) Comparación a nivel de Valor Agregado de Distribución

a.1) Tarifa media VAD por categoría tarifaria

En el siguiente cuadro se presentan la tarifa media para las distintas tarifas y cuadros tarifarios propuestos (proporcional, propuesto y económico):

Tabla 69 Cuadro comparativo de tarifa media VAD por categoría tarifaria

Tarifas	Tarifa Proporcional			Tarifa Propuesta		Diferencia	Tarifa Económica		Diferencia
	Energía KWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Propuesto/ Proporcional	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Económico/ Proporcional
T1- USO RESIDENCIAL	799,923,128	10,342,114,542	12,929	10,499,825,564	13,126	1.5%	10,979,786,453	13,726	6.2%
T1- RURAL	15,090,791	341,702,969	22,643	336,745,208	22,315	-1.5%	334,938,010	22,195	-2.0%
T1- RURAL GENERAL	10,731,940	238,532,498	22,226	234,822,851	21,881	-1.6%	207,098,414	19,297	-13.2%
T1- USO GENERAL	231,753,262	4,619,679,722	19,934	3,824,740,170	16,504	-17.2%	2,869,311,109	12,381	-37.9%
T2- MEDIANAS DEMANDAS	99,817,556	1,752,002,590	17,552	1,597,119,053	16,000	-8.8%	917,573,857	9,193	-47.6%
T3- GRANDES DEMANDAS	660,153,568	5,395,970,520	8,174	5,588,843,659	8,466	3.6%	5,953,998,672	9,019	10.3%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	149,859,900	672,880,340	4,490	790,819,304	5,277	17.5%	922,935,949	6,159	37.2%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	286,039,200	1,253,307,090	4,382	1,466,378,200	5,126	17.0%	1,708,970,431	5,975	36.4%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	224,254,468	3,469,783,090	15,473	3,331,646,154	14,857	-4.0%	3,322,092,292	14,814	-4.3%
T4- ALUMB. PUBLICO	103,871,132	1,515,208,773	14,587	1,673,276,087	16,109	10.4%	1,833,114,687	17,648	21.0%
T5- OTROS DIST. PROVINCIALES	496,794,518	1,897,998,496	3,820	2,224,834,758	4,478	17.2%	2,596,813,944	5,227	36.8%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	402,502,047	1,534,288,519	3,812	1,801,300,297	4,475	17.4%	2,103,957,129	5,227	37.1%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	94,065,140	359,530,572	3,822	419,625,494	4,461	16.7%	488,957,151	5,198	36.0%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	227,331	4,179,405	18,385	3,908,967	17,195	-6.5%	3,899,664	17,154	-6.7%
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL	**2,418,135,895**	**26,103,210,112**	**10,795**	**25,980,207,349**	**10,744**	**-0.5%**	**25,692,635,145**	**10,625**	**-1.6%**
TARIFA PEAJES GRANDES CLIENTES	245,784,942	609,585,103	2,480	707,961,700	2,880	16.1%	812,993,624	3,308	33.4%
Vinculación Superior (132 kV)	125,365,543	72,525,788	579	95,503,472	762	31.7%	111,773,301	892	54.1%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	29,583,394	138,789,394	4,691	163,551,410	5,528	17.8%	191,326,157	6,467	37.9%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	81,864,625	311,649,105	3,807	365,706,183	4,467	17.3%	426,939,113	5,215	37.0%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	8,971,380	86,620,816	9,655	83,200,635	9,274	-3.9%	82,955,053	9,247	-4.2%
TARIFA PEAJES COOPERATIVAS	606,818,750	1,039,556,755	1,713	1,064,182,921	1,754	2.4%	1,246,723,200	2,055	19.9%
Vinculación Superior (132 kV)	167,147,026	127,315,749	762	168,010,644	1,005	32.0%	196,752,939	1,177	54.5%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	439,671,724	912,241,006	2,075	896,172,277	2,038	-1.8%	1,049,970,262	2,388	15.1%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL CON PEAJE	**3,270,739,587**	**27,752,351,970**	**8,485**	**27,752,351,970**	**8,485**	**0.0%**	**27,752,351,970**	**8,485**	**0.0%**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
N° 49
ENTRE RÍOS

En la tabla anterior se puede observar como la tarifa propuesta representa una solución de compromiso entre el cuadro tarifario proporcional y el económico, buscando cumplir con las premisas enunciadas en el numeral correspondiente a *Cuadro Tarifario Propuesto.*

A continuación, se presenta la tarifa media desagregada por banda de consumo para las tarifas de pequeñas demandas:

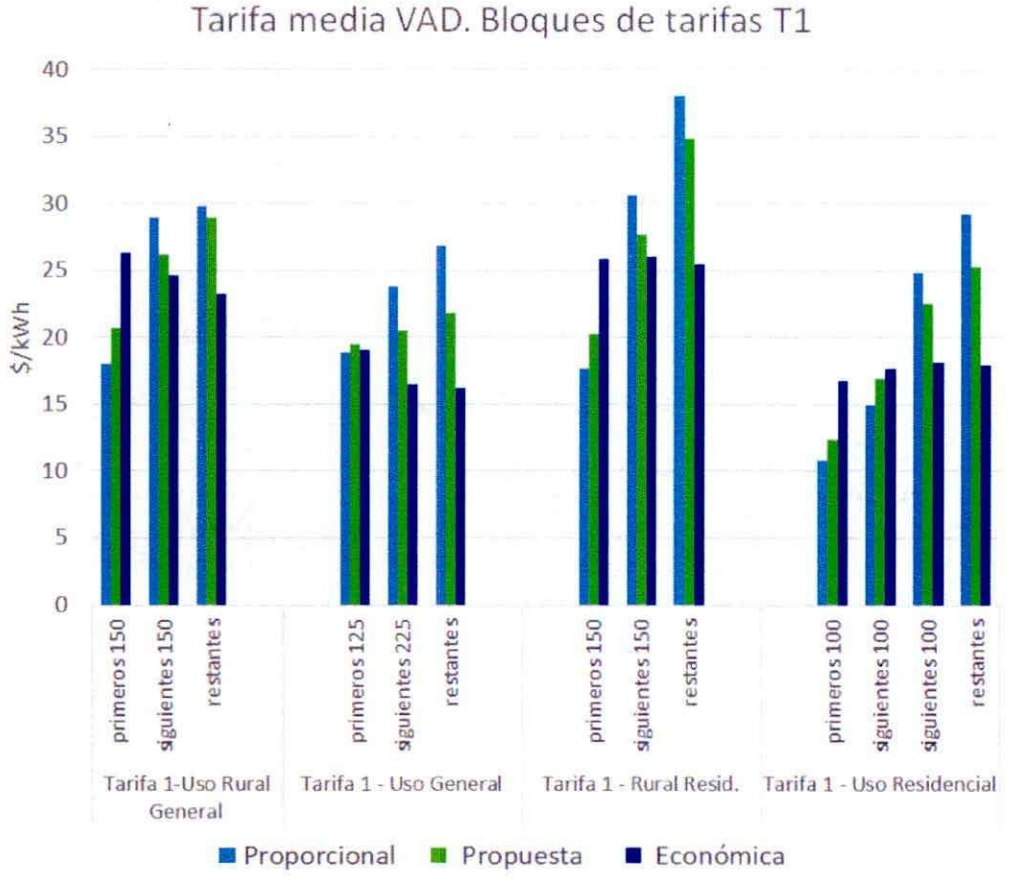


Figura 6 Comparación de Tarifa Media VAD. Bloques de tarifa T1

a.2) Curvas de precio de la tarifa VAD

Las curvas de precio representan en un gráfico de dispersión la evolución de la tarifa media de cada grupo tarifario en función del nivel de consumo, para el caso de los usuarios con tarifas monómicas mientras que en el caso de usuarios con facturación de demanda se expresan en función del factor de carga.

Las curvas de precio permiten visualizar el efecto individual (un consumo o un factor de carga determinado) del ajuste de los cuadros tarifarios, en este caso el cuadro tarifario económico versus el cuadro tarifario proporcional.

A continuación, se presentan las curvas de precio para el componente VAD para las tarifas residencial, residencial rural, general y medianas demandas.

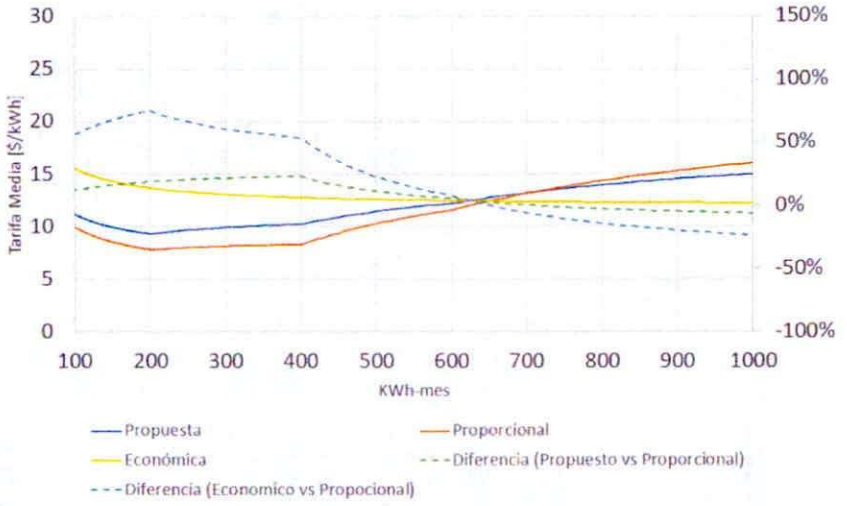


Figura 7 Curva de precio VAD. Tarifa residencial.

En la figura anterior se puede observar como la tarifa propuesta es una solución intermedia entre la tarifa proporcional y la tarifa económica, es decir mantiene precios en bloques crecientes como la tarifa actual, pero modera la relación entre el precio del bloque más bajo respecto el más alto. Aproximadamente hasta los 650 kWh-mes la tarifa económica es más cara que la proporcional y la propuesta y a partir de esos consumos la relación se invierte.

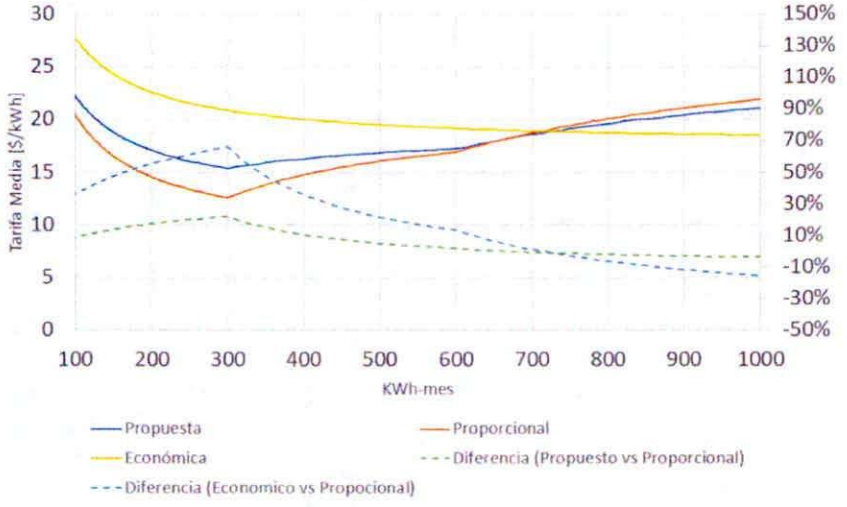


Figura 8 Curva de precio VAD. Tarifa residencial rural.

Al igual que con la tarifa residencial, en la figura anterior se puede observar como la tarifa propuesta para la tarifa residencial rural es una solución intermedia entre la tarifa proporcional y

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
N° 50
ENTRE RIOS

la tarifa económica, es decir mantiene precios en bloques crecientes como la tarifa actual, pero modera la relación entre el precio del bloque más bajo respecto el más alto. Aproximadamente hasta los 750 kWh-mes la tarifa económica es más cara que la proporcional y la propuesta y a partir de esos consumos la relación se invierte.

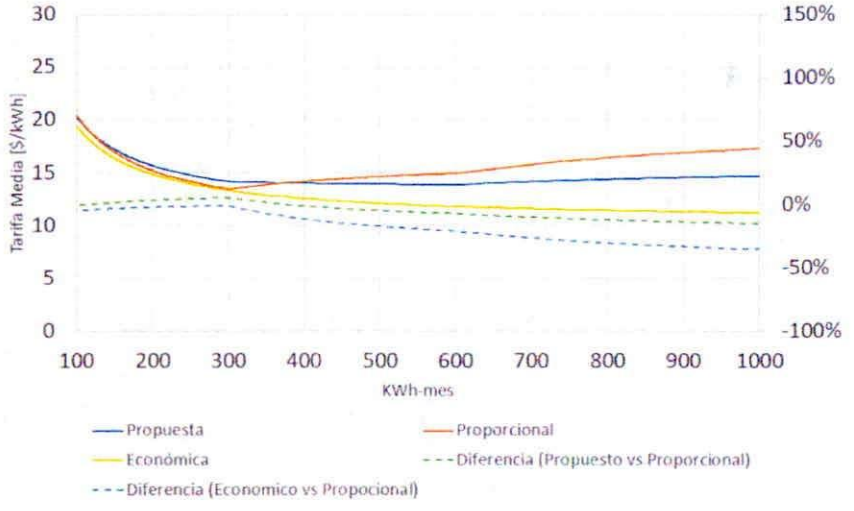


Figura 9 Curva de precio VAD. Tarifa general.

En este caso la tarifa propuesta resulta también una solución intermedia entre la tarifa económica y la proporcional y al igual que en los casos anteriores se modera la relación entre el cargo del bloque de consumos bajos respecto del de consumos más altos. En este caso hasta los 300 kWh-mes la tarifa propuesta es levemente superior a la proporcional (2% en promedio) y luego de los 300 kWh la tarifa propuesta resulta inferior a la proporcional. La tarifa económica resulta siempre inferior a la proporcional.

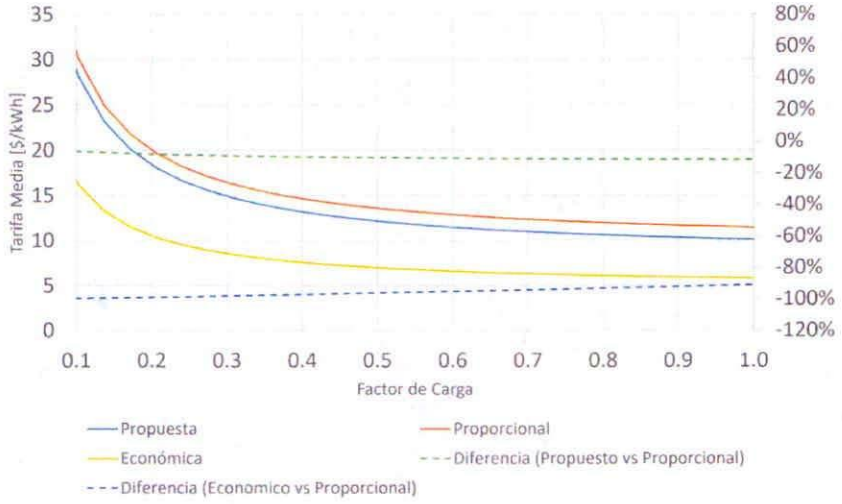


Figura 10 Curva de precio VAD. Tarifa mediana demanda.

En el caso de la tarifa T2 se observa que la tarifa media económica es siempre menor que la proporcional y la propuesta en todos los rangos de factor de carga. La tarifa propuesta se ubica entre ambas (proporcional y económica).

a.3) Grandes demandas

En el caso de las grandes demandas, dado que el VAD se recupera por medio de dos cargos por unidad de potencia, se presenta una tabla en donde se resumen las variaciones de cada uno.

Tabla 70 Cuadro comparativo de cargos por capacidad (grandes demandas)

Tarifa	Cargo	Proporcional	Propuesto	Diferencia Propuesto/ Proporcional	Económico	Diferencia Económico/ Proporcional
T3BT	CCP	1,608.75	1,427.04	-11.3%	1,422.69	-11.6%
T3BT	CCFP	1,370.42	1,427.04	4.1%	1,422.69	3.8%
T3MT	CCP	803.99	914.25	13.7%	1,071.51	33.3%
T3MT	CCFP	742.14	914.25	23.2%	1,071.51	44.4%
T3MTb	CCP	506.50	478.31	-5.6%	560.59	10.7%
T3MTb	CCFP	467.55	478.31	2.3%	560.59	19.9%
T3AT	CCP	157.71	208.71	32.3%	244.62	55.1%
T3AT	CCFP	157.71	208.71	32.3%	244.62	55.1%

CCP: Cargo por capacidad en punta
CCFP: Cargo por capacidad en fuera de punta

a.4) Comparación entre el cuadro tarifario vigente VAD y el cuadro tarifario propuesto VAD

Tabla 71 Cuadro comparativo de tarifa media VAD por categoría tarifaria (Propuesto/Vigente)

Tarifas	Vigente			Propuesta		Diferencia
	Energía KWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Propuesta/ Vigente
T1- USO RESIDENCIAL	799,923,128	5,264,999,973	6,582	10,499,825,564	13,126	99.4%
T1- RURAL	15,090,791	173,955,347	11,527	336,745,208	22,315	93.6%
T1- RURAL GENERAL	10,731,940	121,432,961	11,315	234,822,851	21,881	93.4%
T1- USO GENERAL	231,753,262	2,351,802,768	10,148	3,824,740,170	16,504	62.6%
T2- MEDIANAS DEMANDAS	99,817,556	891,915,628	8,935	1,597,119,053	16,000	79.1%
T3- GRANDES DEMANDAS	660,153,568	2,746,999,613	4,161	5,588,843,659	8,466	103.5%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	*149,859,900*	*342,552,285*	*2,286*	*790,819,304*	*5,277*	*130.9%*
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	*286,039,200*	*638,037,973*	*2,231*	*1,466,378,200*	*5,126*	*129.8%*
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	*224,254,468*	*1,766,409,354*	*7,877*	*3,331,646,154*	*14,857*	*88.6%*
T4- ALUMB. PUBLICO	103,871,132	771,367,800	7,426	1,673,276,087	16,109	116.9%
T5- OTROS DIST. PROVINCIALES	496,794,518	966,239,736	1,945	2,224,834,758	4,478	130.3%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	*402,502,047*	*781,080,985*	*1,941*	*1,801,300,297*	*4,475*	*130.6%*
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	*94,065,140*	*183,031,086*	*1,946*	*419,625,494*	*4,461*	*129.3%*
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	*227,331*	*2,127,666*	*9,359*	*3,908,967*	*17,195*	*83.7%*
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL	**2,418,135,895**	**13,288,713,827**	**5,495**	**25,980,207,349**	**10,744**	**95.5%**
TARIFA PEAJES GRANDES CLIENTES	245,784,942	310,329,724	1,263	707,961,700	2,880	128.1%
Vinculación Superior (132 kV)	*125,365,543*	*36,921,683*	*295*	*95,503,472*	*762*	*158.7%*
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	*29,583,394*	*70,655,392*	*2,388*	*163,551,410*	*5,528*	*131.5%*
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	*81,864,625*	*158,655,420*	*1,938*	*365,706,183*	*4,467*	*130.5%*
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	*8,971,380*	*44,097,229*	*4,915*	*83,200,635*	*9,274*	*88.7%*
TARIFA PEAJES COOPERATIVAS	606,818,750	529,221,202	872	1,064,182,921	1,754	101.1%
Vinculación Superior (132 kV)	*167,147,026*	*64,814,348*	*388*	*168,010,644*	*1,005*	*159.2%*
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	*439,671,724*	*464,406,853*	*1,056*	*896,172,277*	*2,038*	*93.0%*
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	-	-	-	-	-	-
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL CON PEAJE	**3,270,739,587**	**14,128,264,753**	**4,320**	**27,752,351,970**	**8,485**	**96.4%**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 51

b) Comparación a nivel de tarifa plena

En este apartado se presenta una comparación entre los cuadros tarifarios resultantes de considerar la tarifa VAD más el componente de pass through. En el caso del componente VAD se considera el cálculo de la tarifa económica, la tarifa proporcional y la propuesta, en el caso del componente asociado al pass through se consideran siempre los últimos valores aprobados por la Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° RESOL-2022-305-APN-SE#MEC de fecha 29 de abril de 2022.

Tabla 72 Cuadro comparativo de tarifa media plena por categoría tarifaria

Tarifas	Proporcional			Propuesta		Diferencia	Económico		Diferencia
	Energía KWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Propuesto/ Proporcional	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Económico/ Proporcional
T1- USO RESIDENCIAL	799,923,128	12,842,569,924	16,055	13,000,280,946	16,252	1.2%	13,480,241,834	16,852	5.0%
T1- RURAL	15,090,791	392,030,753	25,978	387,072,992	25,650	-1.3%	385,265,795	25,530	-1.7%
T1- RURAL GENERAL	10,731,940	287,496,269	26,789	283,786,621	26,443	-1.3%	256,062,184	23,860	-10.9%
T1- USO GENERAL	231,753,262	5,671,235,205	24,471	4,876,295,653	21,041	-14.0%	3,920,866,592	16,918	-30.9%
T2- MEDIANAS DEMANDAS	99,817,556	2,221,205,344	22,253	2,066,321,806	20,701	-7.0%	1,386,776,611	13,893	-37.6%
T3- GRANDES DEMANDAS	660,153,568	13,802,084,046	20,907	13,994,957,184	21,200	1.4%	14,360,112,197	21,753	4.0%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	149,859,900	3,095,720,691	20,657	3,213,659,656	21,444	3.8%	3,345,776,301	22,326	8.1%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	286,039,200	5,720,230,492	19,998	5,933,301,601	20,743	3.7%	6,175,893,832	21,591	8.0%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	224,254,468	4,986,132,863	22,234	4,847,995,928	21,618	-2.8%	4,838,442,065	21,576	-3.0%
T4- ALUMB. PUBLICO	103,871,132	1,997,881,926	19,234	2,155,949,240	20,756	7.9%	2,315,787,840	22,295	15.9%
T5- OTROS DIST. PROVINCIALES	496,794,518	3,812,558,936	7,674	4,139,395,198	8,332	8.6%	4,511,374,383	9,081	18.3%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	402,502,047	3,037,858,863	7,547	3,304,870,641	8,211	8.8%	3,607,527,473	8,963	18.8%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	94,065,140	769,423,456	8,180	829,518,378	8,819	7.8%	898,850,035	9,556	16.8%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	227,331	5,276,617	23,211	5,006,179	22,022	-5.1%	4,996,876	21,981	-5.3%
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL	2,418,135,895	41,027,062,404	16,966	40,904,059,641	16,916	-0.3%	40,616,487,437	16,797	-1.0%
TARIFA PEAJES GRANDES CLIENTES	245,784,942	734,819,204	2,990	833,195,801	3,390	13.4%	938,227,725	3,817	27.7%
Vinculación Superior (132 kV)	125,365,543	105,259,578	840	128,237,263	1,023	21.8%	144,507,091	1,153	37.3%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	29,583,394	158,862,143	5,370	183,624,158	6,207	15.6%	211,398,906	7,146	33.1%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	81,864,625	365,267,642	4,462	419,324,720	5,122	14.8%	480,557,650	5,870	31.6%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	8,971,380	105,429,841	11,752	102,009,660	11,371	-3.2%	101,764,078	11,343	-3.5%
TARIFA PEAJES COOPERATIVAS	606,818,750	1,115,568,073	1,838	1,140,194,239	1,879	2.2%	1,322,734,519	2,180	18.6%
Vinculación Superior (132 kV)	167,147,026	136,167,942	815	176,862,837	1,058	29.9%	205,605,132	1,230	51.0%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	439,671,724	979,400,132	2,228	963,331,402	2,191	-1.6%	1,117,129,387	2,541	14.1%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL CON PEAJE	**3,270,739,587**	**42,877,449,681**	**13,109**	**42,877,449,681**	**13,109**	**0.0%**	**42,877,449,681**	**13,109**	**0.0%**

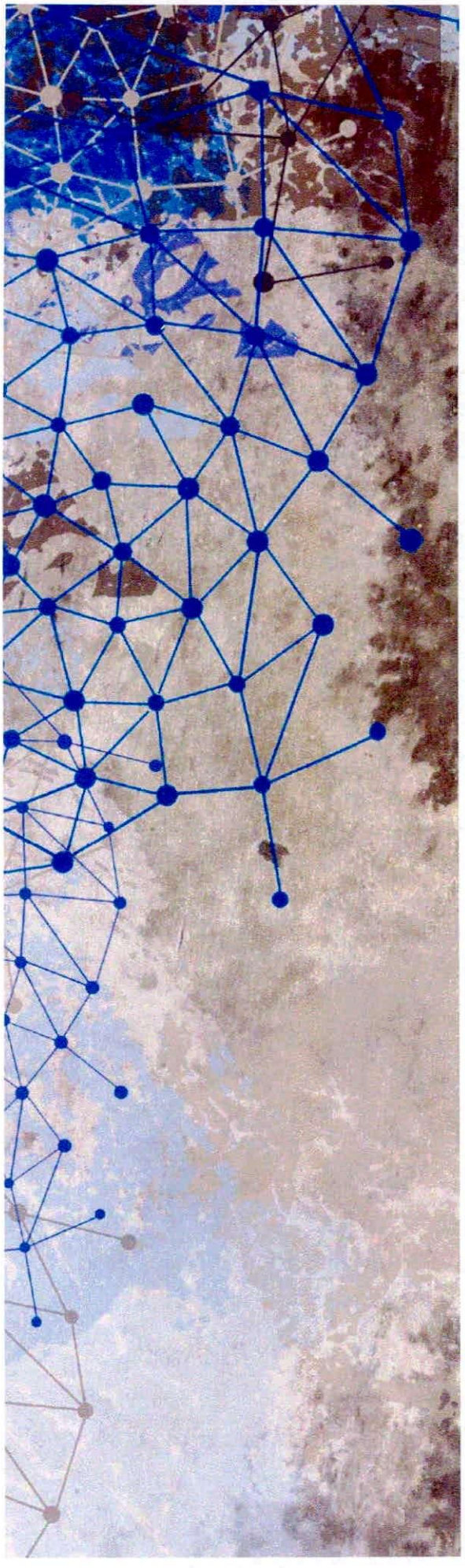
ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 52

b.1) Comparación entre el cuadro tarifario vigente (Tarifa Plena) y el cuadro tarifario propuesto (tarifa plena)

Tabla 73 Cuadro comparativo de tarifa media plena por categoría tarifaria (Propuesto/Vigente)

Tarifas	Vigente			Propuesta		Diferencia
	Energía KWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Ingresos $	Tarifa Media $/MWH	Propuesta/ Vigente
T1- USO RESIDENCIAL	799,923,128	7,765,455,354	9,708	13,000,280,946	16,252	67.4%
T1- RURAL	15,090,791	224,283,131	14,862	387,072,992	25,650	72.6%
T1- RURAL GENERAL	10,731,940	170,396,732	15,878	283,786,621	26,443	66.5%
T1- USO GENERAL	231,753,262	3,403,358,251	14,685	4,876,295,653	21,041	43.3%
T2- MEDIANAS DEMANDAS	99,817,556	1,361,118,382	13,636	2,066,321,806	20,701	51.8%
T3- GRANDES DEMANDAS	660,153,568	11,153,113,138	16,895	13,994,957,184	21,200	25.5%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	149,859,900	2,765,392,637	18,453	3,213,659,656	21,444	16.2%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	286,039,200	5,104,961,374	17,847	5,933,301,601	20,743	16.2%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	224,254,468	3,282,759,128	14,639	4,847,995,928	21,618	47.7%
T4- ALUMB. PUBLICO	103,871,132	1,254,040,953	12,073	2,155,949,240	20,756	71.9%
T5- OTROS DIST. PROVINCIALES	496,794,518	2,880,800,176	5,799	4,139,395,198	8,332	43.7%
Vinculación Superior (132 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	402,502,047	2,284,651,328	5,676	3,304,870,641	8,211	44.7%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	94,065,140	592,923,970	6,303	829,518,378	8,819	39.9%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	227,331	3,224,878	14,186	5,006,179	22,022	55.2%
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL	**2,418,135,895**	**28,212,566,119**	**11,667**	**40,904,059,641**	**16,916**	**45.0%**
TARIFA PEAJES GRANDES CLIENTES	245,784,942	435,563,825	1,772	833,195,801	3,390	91.3%
Vinculación Superior (132 kV)	125,365,543	69,655,473	556	128,237,263	1,023	84.1%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	29,583,394	90,728,141	3,067	183,624,158	6,207	102.4%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	81,864,625	212,273,957	2,593	419,324,720	5,122	97.5%
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	8,971,380	62,906,254	7,012	102,009,660	11,371	62.2%
TARIFA PEAJES COOPERATIVAS	606,818,750	605,232,520	997	1,140,194,239	1,879	88.4%
Vinculación Superior (132 kV)	167,147,026	73,666,541	441	176,862,837	1,058	140.1%
Vinculación Inferior en Alta Tensión (33 kV)	439,671,724	531,565,979	1,209	963,331,402	2,191	81.2%
Vinculación Inferior en Media Tensión (13,2 kV)	-	-	-	-	-	-
Vinculación Inferior en Baja Tensión (0,38 kV)	-	-	-	-	-	-
TARIFA MEDIA VENTA GLOBAL CON PEAJE	**3,270,739,587**	**29,253,362,464**	**8,944**	**42,877,449,681**	**13,109**	**46.6%**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 53
ENTRE RÍOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo I - Informe: Proyección de Demanda

Preparado para:

Enersa

Mayo- 2022

M 2102 - 21

Tabla de contenido

SECIÓN PRINCIPAL 5

1. INTRODUCCIÓN 5
2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS 5
2.1. Economía 5
2.2. Demografía 7
3. METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA 7
3.1. Modelización Econométrica 7
3.2. Demanda de Energía 10
3.3. Clientes 17
3.4. Demanda Máxima y Demanda Máxima Operada 19
4. RESULTADOS 21
4.1. Demanda de Energía 21
4.2. Clientes 26
4.3. Demanda Máxima y Demanda Máxima Operada 28

ANEXOS 32

1. MODELOS ECONOMÉTRICOS 32
1.1. Demanda de Energía 32
1.2. Clientes 42
2. ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA 46

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 54
ENTRE RÍOS

Tabla 1 – Usuarios Regulados 10
Tabla 2 – Usuarios de Peajes (GUMAS, GUMES y otras distribuidoras) 11
Tabla 3 - Serie Histórica de Ventas de Energía – Regulados 11
Tabla 4 - Serie Histórica de Ventas de Energía – Peaje 12
Tabla 5 - Proyección de Crecimiento Económico (FMI) 13
Tabla 6 - Modelo de Demanda de Energía: T1R 15
Tabla 7 - Serie Histórica de Número de Clientes - Regulados 17
Tabla 8 - Serie Histórica de Clientes - Peaje 18
Tabla 9 - Modelo de Número de Clientes: Residencial 19
Tabla 10 – Serie Histórica de Compras de Energía y Demanda Máxima 20
Tabla 11 – Serie Histórica de Energía Operada y Demanda Máxima Operada 21
Tabla 12 - Proyección de Ventas de Energía – Regulados 22
Tabla 13 - Proyección de Ventas de Energía – Peajes 25
Tabla 14 - Proyección del Número de Clientes 27
Tabla 15 – Proyección de Compras de Energía y Demanda Máxima 29
Tabla 16 – Proyección de Energía Operada y Demanda Máxima Operada 30
Tabla 17 - Modelo de Demanda de Energía: T1R 32
Tabla 18 - Modelo de Demanda de Energía: T1RU 33
Tabla 19 - Modelo de Demanda de Energía: T1G 33
Tabla 20 - Modelo de Demanda de Energía: T2 34
Tabla 21 - Modelo de Demanda de Energía: T3MT33 34
Tabla 22 - Modelo de Demanda de Energía: T3MT13 35
Tabla 23 - Modelo de Demanda de Energía: T3BT 35
Tabla 24 - Modelo de Demanda de Energía: T4 36
Tabla 25 - Modelo de Demanda de Energía: T5 36
Tabla 26 - Modelo de Demanda de Energía: USO 37
Tabla 27 - Modelo de Demanda de Energía: P_CON 37
Tabla 28 - Modelo de Demanda de Energía: P_GUA 38
Tabla 29 - Modelo de Demanda de Energía: P_MAS 38
Tabla 30 - Modelo de Demanda de Energía: P_SAD 39
Tabla 31 - Modelo de Demanda de Energía: P_PAP 39
Tabla 32 - Modelo de Demanda de Energía: P_MOL 40
Tabla 33 - Modelo de Demanda de Energía: P_SOY 40
Tabla 34 - Modelo de Demanda de Energía: P_UNI 41
Tabla 35 - Modelo de Demanda de Energía: P_WAL 41
Tabla 36 - Modelo de Demanda de Energía: P_RES 42

Tabla 37 - Modelo de Número de Clientes: T1R 42
Tabla 38 - Modelo de Número de Clientes: T1RU 43
Tabla 39 - Modelo de Número de Clientes: T1G 43
Tabla 40 - Modelo de Número de Clientes: T2 43
Tabla 41 - Modelo de Número de Clientes: T3MT33 44
Tabla 42 - Modelo de Número de Clientes: T3MT13 44
Tabla 43 - Modelo de Número de Clientes: T3BT 44
Tabla 44 - Modelo de Número de Clientes: T4 45
Tabla 45 - Modelo de Número de Clientes: T5 45
Tabla 46 - Modelo de Número de Clientes: USO 45
Tabla 47 - Modelo de Factor de Carga Anual 47
Tabla 48 - Modelo de Factor de Carga Operado Anual 47

Índice de Figuras

Figura 1 - Estructura Productiva de Entre Ríos 6
Figura 2 - Evolución del PBG de Entre Ríos vs PIB Nacional (Precios Constantes del año 2004) 6
Figura 3 - Tasas de crecimiento del PBG de Entre Ríos vs PBI Nacional 7
Figura 4 - Esquema de Selección de Modelos 14
Figura 5 - Proyección de Demanda de Energía - Regulados 24
Figura 6 - Proyección de Demanda de Energía - Peaje 26
Figura 7 - Proyección del Número de Clientes 28
Figura 8 - Proyección de la Demanda Máxima 30
Figura 9 - Proyección de la Demanda Máxima Operada 31
Figura 10 – Factor de Carga y Factor de Carga Operado 46

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 55
ENTRE RÍOS

SECIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exhiben los resultados estudio de proyección de demanda correspondiente a la primera etapa del Estudio Tarifario Quinquenal de la empresa Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima (ENERSA), quinquenio 2021 – 2026.

El mismo, comprende la proyección de la demanda de energía, número de clientes y demanda máxima (tanto a nivel regulada como operada) para el periodo 2021 - 2031.

Este trabajo se divide en 4 capítulos incluyendo esta primera sección. En el capítulo 2, se resumen, a modo introductorio, las principales características socioeconómicas de la provincia de Entre Ríos.

En el capítulo 3 se presenta el enfoque metodológico adoptado para las proyecciones de demanda, así como el proceso de selección de modelos.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos para la proyección de la demanda de energía, clientes y demanda máxima de ENERSA.

Por último, en los anexos se exhiben con mayor detalle los resultados obtenidos.

2. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS

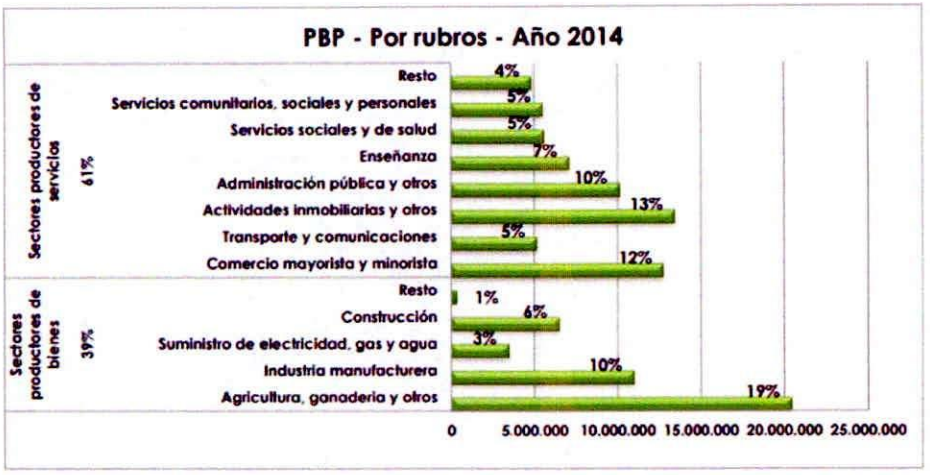
2.1. Economía

De acuerdo a información publicada en la último Informe Productivo Provincial del Ministerio de Hacienda (año 2018) y el Informe Institucional, Económico y Fiscal del Ministerio de Economía, Hacienda y Finanzas de la Provincia de Entre Ríos (2017), se estima que el Producto Bruto Geográfico (PBG) de la Provincia de Entre Ríos representa alrededor del 2,7% del total del país (metodología CEPAL 2005).

Su estructura productiva se caracteriza por ser principalmente terciaria, (60,8% del PBG), seguido por los sectores secundario (19,7% del PBG) y primario (19,6% PBG) en valores muy similares.

En el sector terciario se destacan la actividad inmobiliaria, el comercio minorista y la administración pública, entre otros. En los sectores productores de bienes se destacan principalmente las actividades de agricultura, ganadería y otros.

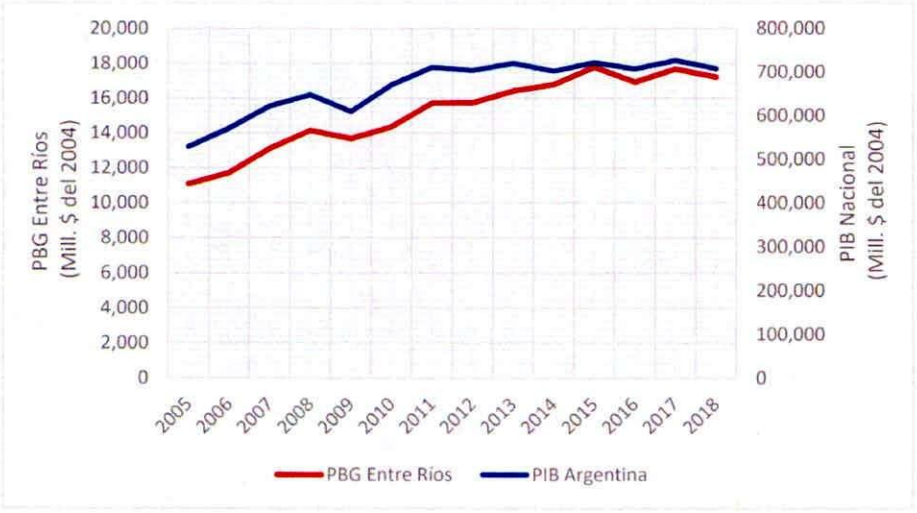
Figura 1 - Estructura Productiva de Entre Ríos



Fuente: Informe Institucional, Económico y Fiscal del MEH y F de Entre Ríos (2017)

Con respecto a la producción Nacional, el análisis de la serie histórica de PBG de la provincia de Entre Ríos, frente al PIB nacional (ambos a precios constantes de 2004), da cuenta de una correlación marcada.

Figura 2 - Evolución del PBG de Entre Ríos vs PIB Nacional (Precios Constantes del año 2004)

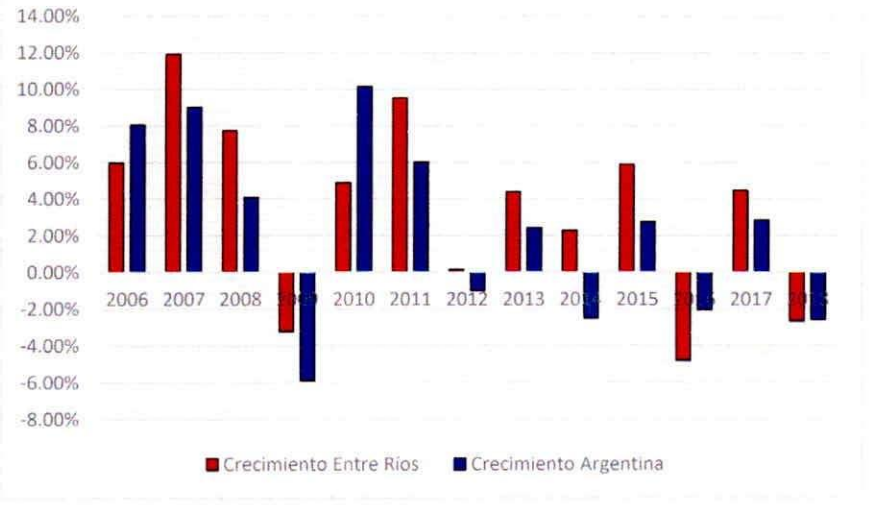


Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC y del MEH y F de Entre Ríos

Sin embargo, si bien se mantiene una tendencia común de crecimiento, se observan diferencias marcadas en algunos períodos específicos, tales como el 2010 y 2014 (ver gráfico debajo).

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 56
ENTRE RÍOS

Figura 3 - Tasas de crecimiento del PBG de Entre Ríos vs PBI Nacional



Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC y del MEH y F de Entre Ríos

Cabe destacar que las series de PBG son incompletas, motivo por el cual no es posible determinar si dicha correlación se ha mantenido durante los últimos 3 años. Esto a su vez implica que dichas series no puedan ser consideradas a la hora de modelizar el crecimiento de la demanda de energía de ENERSA.

2.2. Demografía

De acuerdo a la información disponible en las Proyecciones Provinciales de Población 2010-2040, elaboradas por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), para el año 2010, la cantidad de habitantes de la provincia de Entre Ríos era de 1.255.574 habitantes. Para el año 2020, se estima un total de 1.385.961 habitantes. Ello implica un crecimiento promedio anual de 0,99% durante la última década. Según proyecciones realizadas por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), se espera que para el año 2031 la población de la provincia llegue a la cifra de 1.513.825 habitantes.

Se estima que actualmente, la población de Entre Ríos representa el 3,05% del total del país.

3. METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA

3.1. Modelización Econométrica

En términos generales, los pronósticos se establecen a fin de guiar las decisiones, y se relacionan con modelos estadísticos. Para pronosticar una variable de interés es necesario construir un modelo de ella, y estimar los parámetros de dicho modelo usando datos históricos observados (si existen). El modelo estimado resume entonces las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el presente y el pasado.

Los modelos son, en general, representaciones ideales o simplificadas que ayudan a la comprensión de sistemas reales más complejos mediante la expresión formal de las relaciones entre los componentes del mismo.

La construcción de un modelo implica la selección y cuantificación de sus componentes (variables), y de las relaciones presentes en el sistema para representarlos con el nivel de detalle requerido.

Existen diversos enfoques para construir modelos de pronósticos, pero en todos los casos el planteo se apoya en una serie de supuestos ineludibles. En sentido amplio, el éxito de los pronósticos calculados a través de modelos econométricos depende de los siguientes aspectos:

a) La existencia de regularidades en el pasado.

b) Que esas regularidades sean captadas por el método de pronóstico.

c) Que esas regularidades sean informativas del futuro.

El primer aspecto está directamente vinculado al análisis de los datos históricos para determinar las características relevantes de cada variable. Luego, estas características serán las que determinen la especificación de los modelos propuestos para el cálculo de pronóstico. Si el período que constituye el horizonte de pronóstico conserva las características generales del período histórico analizado, los modelos planteados serán útiles para predecir la evolución futura de las variables de interés.

Históricamente, los pronósticos calculados a partir de modelos econométricos han supuesto no solo que dichos modelos son representaciones adecuadas de la realidad, sino que esa realidad es relativamente invariable a lo largo del tiempo. Este segundo supuesto es muy difícil de validar en la práctica. Cuando se levanta este supuesto, en un intento por reflejar la realidad, puede ocurrir que un modelo que incluya variables causales no necesariamente sea el que mejor pronostique en comparación a otro modelo no causal. Por otro lado, un modelo mal especificado (por ejemplo, debido a la omisión de alguna variable que "en teoría" debiera estar en el modelo, o en el otro extremo, debido a la inclusión de variables irrelevantes) puede pronosticar mejor que otro modelo que esté más cercano al verdadero proceso generador de los datos.

Queda claro entonces que para alcanzar resultados satisfactorios en la proyección de las variables de interés por medio de herramientas econométricas se requiere una base de información apropiada en cantidad y calidad. Esta debe permitir una caracterización del fenómeno bajo estudio durante el período histórico como base para el planteo de un modelo de pronóstico.

El pronóstico mediante un modelo econométrico se basa en capturar o medir la relación de la variable de interés a pronosticar (variable dependiente) con otras variables de la realidad económica y sectorial (variables explicativas). Luego, se pronostican los valores futuros de la variable de interés utilizando los valores futuros (observados o proyectados) de las variables explicativas y asumiendo que se mantienen las relaciones estimadas mediante el modelo econométrico.

Concretamente, la econometría consiste en la aplicación de métodos de inferencia estadística a la información de fenómenos reales, para dar soporte empírico a los modelos construidos. En términos generales, la metodología econométrica tradicional se realiza dentro de los siguientes lineamientos:

a) Planteamiento de la hipótesis

b) Especificación del modelo

c) Obtención de los datos

d) Estimación de los parámetros del modelo

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 57
ENTRE RÍOS

e) Pronóstico o predicción

La naturaleza estocástica de las series de tiempo, caracterizadas por una distribución de probabilidad, implica que el interés del presente trabajo reside en conocer la dependencia estadística entre variables y no aquella funcional o determinística. Por lo tanto, estudiar estas series determina que las predicciones deban basarse en modelos econométricos, donde habrá una componente aleatoria en la variable dependiente que no podrá ser explicada en su totalidad.

La combinación de modelos econométricos de series de tiempo con la utilización de variables macroeconómicas ha demostrado adaptarse a la realidad del sector energético, permitiendo contemplar las variaciones en el entorno económico, así como aportar una visión más ajustada con la realidad del contexto de aplicación. No obstante, una relación estadística no puede por sí misma implicar en forma lógica una casualidad, por lo que la misma se fundamenta, en último término, de una concepción teórica.

Adicionalmente, en el marco de un modelo econométrico y a partir de una muestra dada, es posible contrastar las relaciones de dependencia entre los datos que resultan estables a lo largo del tiempo y, en consecuencia, utilizar tales relaciones para predecir el futuro. Es decir, que se puede conocer el valor futuro de la variable dependiente en base al valor futuro conocido de la variable predictor. Por lo tanto, la proyección estará condicionada, indefectiblemente, por el valor futuro esperado de las variables independientes y del horizonte temporal seleccionado.

Con ello la predicción econométrica tiene dos facetas importantes. Una consiste en que tal predicción se basa en regularidades firmes en los datos que han sido contrastadas. Esto le infiere una fiabilidad y objetividad que no se da en los procedimientos subjetivos de predicción. Además, mediante los modelos econométricos es posible establecer un proceso de aprendizaje a partir de los errores de predicción que lleve a mejorar el procedimiento. Sin embargo, el contraste de las predicciones econométricas con las nuevas observaciones que van llegando permite señalar aspectos incorrectos del modelo y sugerir correcciones o ampliaciones del mismo, que pasarán a ser contrastadas con futuras observaciones. Con ello la predicción econométrica queda sometida a un proceso continuo de evaluación y mejora.

La otra faceta de la predicción econométrica radica en el hecho de que la predicción no es un mero valor puntual –que como tal tiene una probabilidad prácticamente nula de ocurrencia- sino un conjunto de probabilidades referidas a un conjunto de intervalos de valores, que especifican la probabilidad de ocurrencia del hecho futuro en cada uno de los intervalos definidos.

Si bien existen diversos enfoques para la estimación de modelos econométricos, se suele considerar que los dos más apropiados para la realización de proyecciones sobre series de tiempo son los de regresión de tipo uniecuacional y/o los modelos ARIMA, también conocidos como de metodología Box-Jenkins (B-J).

En los modelos de carácter uniecuacional existe una sola variable dependiente (la demanda de energía, en este caso) y una o más variables independientes (por ejemplo, algún indicador económico de la región, la población del área bajo estudio, la tarifa media de energía eléctrica, entre otras). Estos modelos estiman la variable a explicar condicional a los valores fijos de las variables explicativas. A partir de la serie de tiempo, se estima un modelo que será utilizado para proyectar a futuro la variable dependiente. En este marco, es importante resaltar que los escenarios de crecimiento que se prevean para las variables explicativas resultarán determinantes en el resultado final de los valores proyectados, por lo que deberán ser adecuadamente evaluados.

Por otro lado, los modelos del tipo Box-Jenkins o modelos ARIMA no proyectan el comportamiento de la variable utilizando regresores independientes, sino que basan su análisis en el estudio de los valores pasados o rezagados de la variable dependiente y los términos estocásticos del error. Por esta razón se los considera como modelos a-teóricos y no precisan de pronósticos de variables explicativas (aunque estás pueden ser incorporadas en un modelo ARIMA).

Considerando que tanto la demanda de energía como la evolución del número de clientes se caracterizan por encontrarse íntimamente correlacionados con factores socio-económicos propios de la región de análisis, la idea básica para modelar su comportamiento se sustentó en la estimación de modelos uniecuacionales. Sin embargo, también se tomó en cuenta la posibilidad de incluir rezagos de la variable dependiente como posibles regresores.

En cuanto al método econométrico elegido para la estimación de los coeficientes, el más utilizado es el de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), el cual bajo ciertos supuestos, tiene propiedades estadísticas muy atractivas que lo han convertido en uno de los más populares en el análisis de regresión.

En los apartados posteriores se presentan los modelos de proyección de la demanda de energía y el número de usuarios, donde se incluye breve análisis de la información utilizada, la metodología de proyección y por último los resultados obtenidos.

3.2. Demanda de Energía

3.2.1. Definición de la Variable Explicada

Con el objetivo de alcanzar una mayor precisión en las proyecciones de la demanda de energía, se optó por ensayar modelos diferenciados por clase tarifaria. En tal sentido, se estimaron 10 modelos econométricos distintos, uno para cada clase de usuario regulado:

Tabla 1 – Usuarios Regulados

CODIGO	DESCRIPCIÓN
T1R	T1 - Residencial
T1RU	T1 - Rural
T1G	T1 - General
T2	T2 - Med.Demandas
T3MT33	T3 - Grandes Demandas 33 kV
T3MT13	T3 - Grandes Demandas 13,2 kV
T3BT	T3 - Grandes Demandas BT
T4	T4 - Al.Publico
T5	T5 - Otros Dist.Prov.
USO	Uso Propio

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

Por otro lado, en lo que respecta a la demanda de peajes (GUMAS, GUMES y otras distribuidoras), se optó por estimar modelos específicos para cada gran usuario o grupo de grandes usuarios[1].

[1] Para el caso de Masisa, se espera poder complementar los resultados del modelo con información extra-

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 58
ENTRE RÍOS

Tabla 2 – Usuarios de Peajes (GUMAS, GUMES y otras distribuidoras)

CODIGO	DESCRIPCIÓN
p_con	Concordia
p_gua	Gualeguaychú
p_mas	Masisa
p_sad	Sadepan
p_pap	Papelera
p_mol	Molinos
p_soy	Soychu
p_uni	Unilever
p_wal	Wallmart
p_res	Resto GUMES

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

A continuación se resume la información histórica de ventas, suministrada por ENERSA. Cabe destacar que se dispuso de información mensual[2]:

Tabla 3 - Serie Histórica de Ventas de Energía – Regulados

Ventas de Energía Anuales (GWh)											
Año	T1R	T1RU	T1G	T2	T3MT33	T3MT13	T3BT	T4	T5	USO	TOTAL S/P
2005	446	16	183	57	78	183	126	75	225	4	1.392
2006	490	18	201	62	82	195	143	81	248	4	1.523
2007	543	19	210	68	89	199	154	86	271	4	1.642
2008	581	20	216	80	87	208	172	89	299	4	1.756
2009	598	20	210	90	78	213	173	90	315	4	1.790
2010	639	21	222	92	79	232	190	94	343	4	1.916
2011	679	22	237	95	89	236	202	97	382	4	2.043
2012	720	23	251	98	91	236	204	100	405	4	2.133
2013	740	24	255	100	88	222	213	103	419	4	2.168
2014	758	24	259	103	95	244	215	107	428	4	2.237
2015	820	26	276	109	111	258	224	111	459	4	2.398
2016	856	26	279	110	123	262	233	112	476	4	2.482
2017	815	25	272	111	128	271	226	114	473	4	2.439
2018	816	25	266	113	135	276	225	112	488	4	2.459
2019	743	23	240	108	137	281	213	108	462	3	2.318
2020	794	26	222	99	147	285	210	106	483	4	2.375
2021	825	27	247	104	153	290	238	104	516	4	2.506
2005-2020	3,92%	3,22%	1,33%	3,77%	4,34%	3,02%	3,44%	2,31%	5,22%	0,11%	3,63%
2016-2021	-0,74%	0,55%	-2,40%	-1,22%	4,42%	2,10%	0,37%	-1,65%	1,60%	-0,68%	0,19%

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

tendencial provista por la propia empresa (a través de encuestas).

[2] Datos históricos hasta el mes de enero 2022 (inclusive).

Tabla 4 - Serie Histórica de Ventas de Energía – Peaje

Ventas de Energía Anuales (GWh)												
Año	p_con	p_gua	p_mas	p_sad	p_pap	p_mol	p_soy	p_uni	p_wal	p_res	Total Peajes	TOTAL C/P
2005	219	165	133	0	11	0	0	0	6	16	551	1.942
2006	236	180	135	0	11	0	0	0	6	25	594	2.117
2007	257	190	134	0	11	0	0	2	5	26	625	2.267
2008	269	189	127	9	11	0	0	10	5	37	658	2.415
2009	278	191	112	20	11	0	0	10	5	40	667	2.457
2010	295	205	110	25	12	0	0	11	5	38	700	2.616
2011	309	222	118	26	13	0	0	10	5	48	751	2.793
2012	320	237	132	27	11	5	0	10	5	67	815	2.948
2013	329	243	134	27	13	7	0	9	5	99	866	3.034
2014	337	244	124	26	12	8	23	9	5	59	847	3.084
2015	351	260	125	25	13	7	26	9	5	49	870	3.268
2016	369	268	121	24	13	8	27	10	5	47	891	3.373
2017	357	255	122	22	12	7	28	11	5	47	868	3.306
2018	363	251	121	20	13	8	29	9	5	48	866	3.325
2019	333	241	122	16	13	7	29	9	5	48	822	3.140
2020	337	240	115	17	12	7	30	10	5	45	819	3.194
2021	356	261	126	20	13	7	27	11	4	47	872	3.377
2005-2020	*2,91%*	*2,53%*	*-0,99%*	-	*0,88%*	-	-	-	*-1,82%*	*7,07%*	*2,68%*	*3,37%*
2016-2021	*-0,72%*	*-0,52%*	*0,78%*	*-3,03%*	*0,28%*	*-2,25%*	*0,13%*	*0,75%*	*-2,58%*	*0,10%*	*-0,43%*	*0,03%*

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

3.2.2. Definición de las Variables Explicativas

Una vez definidas las series de demanda de energía, el siguiente paso consiste en definir las posibles variables explicativas del modelo. Como bien se anticipó en la sección previa, el comportamiento de la demanda de energía suele encontrarse correlacionado con los factores socioeconómicos del entorno. En tal sentido se propusieron las siguientes variables explicativas exógenas:

- **Población de la Provincia de Entre Ríos**, en cantidad de habitantes, provenientes de las Proyecciones Provinciales de Población 2010-2040, e información de los Censos Nacionales del año 2001 y 2010, disponibles en el sitio web del INDEC. Estas series fueron llevadas a periodicidad mensual para ajustarse al modelo.
- **Estimador Mensual de Actividad Económica**[3] (EMAE) (Base 2004 = 100), disponible en el sitio web del INDEC para el período enero 2005 – agosto 2021. Dicho indicador consiste en un índice Laspeyres que ofrece una pauta del comportamiento de la actividad económica real con una frecuencia mensual. Su cálculo se estructura en la agregación del valor agregado a precios básicos de cada una de las actividades económicas más los impuestos netos de subsidios a los productos, utilizando las ponderaciones de las cuentas

[3] Se consideró este indicador nacional como proxy del crecimiento económico de la provincia de Entre Ríos dado que no se cuenta con un indicador de similares características ni suficiente información actualizada a nivel provincial.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 59
ENTRE RÍOS

nacionales base 2004 de la República Argentina.

Asimismo, en lo que respecta al período de proyección (2021-2030), se contemplaron las estimaciones de crecimiento económico anual del Fondo Monetario Internacional[4] (FMI) para el país hasta el año 2026 (disponibles en el World Economic Outlook de Octubre 2021):

Tabla 5 - Proyección de Crecimiento Económico (FMI)

Proyecciones FMI	PIB Argentina	Fuente
2021	7,50%	WEO Octubre 2021
2022	2,47%	WEO Octubre 2021
2023	2,00%	WEO Octubre 2021
2024	1,80%	WEO Octubre 2021
2025	1,75%	WEO Octubre 2021
2026	1,74%	WEO Octubre 2021
2027	1,74%	Estimación Propia
2028	1,74%	Estimación Propia
2029	1,50%	Estimación Propia
2030	1,50%	Estimación Propia
2031	1,25%	Estimación Propia

Fuente: elaboración propia en base a datos del FMI

- Se recuerda que, además de estas variables, se consideró la posibilidad de existencia de tendencia determinística y estacionalidad mensual. Además, se testeó la inclusión de rezagos de la propia variable dependiente en el modelo a fines de mejorar el ajuste del mismo.

3.2.3. Modelos de Proyección

Luego de definir la variable explicada y sus explicativas, se procedió a construir los modelos de proyección. Se ensayaron para cada uno de los grupos diversas especificaciones econométricas, considerando variables explicativas a las previamente mencionadas (población y EMAE), la inclusión de rezagos de la propia variable explicada, la existencia de una tendencia determinística y correcciones por estacionalidad[5].

Luego de verificar el correcto ajuste de los modelos y la significatividad de los términos incluidos, se procedió a seleccionar a la mejor especificación de acuerdo a los criterios de información de Akaike (AIC) y Schwarz (BIC) (ver esquema debajo).

[4] Se ha optado por considerar las proyecciones de la base WEO del FMI, debido a que las mismas poseen un horizonte temporal lo suficientemente lejano, llegando hasta el año 2026. A partir del año 2026 se complementa el escenario de proyección con una estimación propia.

[5] Con estacionalidad se refiere a las fluctuaciones intra-anuales que puede poseer la variable explicada ante efectos que se repiten de manera aproximadamente regular cada año. Se modela incluyendo variables dummies (dicotómicas) para cada mes en la especificación (excluyendo uno para evitar el problema de multicolinealidad perfecta).

Figura 4 - Esquema de Selección de Modelos

- En cuanto a los criterios de decisión, la significatividad individual se refiere a si la variable independiente evaluada, tomada de forma separada, demuestra ser relevante a un cierto nivel de confianza (que usualmente es el 95%) para explicar el comportamiento de la variable dependiente. Con significatividad global en cambio estamos analizando la relevancia del modelo en su conjunto.
- El R2 es una medida de la "bondad del ajuste" del modelo. Mide en qué medida la línea de regresión muestral se ajusta a los datos observados. Puede tomar valores entre 0 y 1 donde mientras más cercano se esté a 1, mayor es la proporción de la variación total que está explicada por las variables dependientes del modelo. Un valor de 1 indicaría un ajuste perfecto donde todas las observaciones coinciden con la línea de regresión (lo cual rara vez ocurre). Existe a su vez una versión ajustada que penaliza la sobre-parametrización (inclusión de muchas variables explicativas o independientes).
- Al igual que el R2, los criterios de información de Akaike (AIC) o Schwarz (BIC) permiten evaluar de manera relativa la bondad de ajuste del modelo. Dado un conjunto de especificaciones posibles, la preferida será aquella que posea el valor mínimo. Estos criterios no sólo recompensan la bondad de ajuste, sino que también desalientan el sobreajuste al incluir una penalidad creciente del número de parámetros.

A modo de ejemplo, se presenta a continuación el modelo utilizado para la proyección de demanda de energía de los clientes de categoría T1-Residencial (T1R). Para este caso, se encontró que la mejor especificación era aquella que consideraba a la población y al EMAE como variables explicativas, rezagos de primer orden y corrección por estacionalidad:

$$D_t = \beta_0 + \beta_1 * POB_t + \beta_2 * EMAE_t + \varphi_1 * D_{t-1} + \sum_{s=1}^{11} \emptyset_s * dm_s + \varepsilon_t$$

Dónde:

- D_t representa a la variable explicada por el modelo. En este caso, las ventas de energía de los usuarios de categoría T1R, expresada en logaritmos naturales, durante el periodo t (mes).
- β_0 es la constante del modelo.
- POB_t y $EMAE_t$ son las variables explicativas en el momento t (en este caso población y EMAE respectivamente). β_1 y β_2 son los parámetros asociados que indican el efecto parcial de cada variable explicativa sobre la variable explicada.
- D_{t-1} es el rezago p de la variable D_t, φ_1 es el efecto parcial del rezago p.
- dm_s es una variable dicotómica que toma el valor 1 en el mes s y el valor 0 en los meses

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 60
ENTRE RÍOS

restantes; $\emptyset_s$ es el coeficiente que captura el componente estacional de la variable dependiente en el mes s.

- ε_t es el término de error aleatorio (componente irregular).

Los valores coeficientes asociados a cada una de los términos, así como los resultados de las pruebas de significatividad y otros estadísticos se pueden observar en la tabla de salida del software E-Views (ver tabla debajo):

Tabla 6 - Modelo de Demanda de Energía: T1R

Dependent Variable: LOG(T1R)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:25
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.386344	0.076458	5.053013	0.0000
LOG(POB)	0.969827	0.187486	5.172811	0.0000
LOG(T1R(-1))	0.592076	0.056857	10.41335	0.0000
@SEAS(2)	-0.231481	0.022299	-10.38085	0.0000
@SEAS(3)	-0.255162	0.022830	-11.17658	0.0000
@SEAS(4)	-0.373238	0.025539	-14.61470	0.0000
@SEAS(5)	-0.261430	0.035336	-7.398325	0.0000
@SEAS(6)	-0.180392	0.030530	-5.908654	0.0000
@SEAS(7)	-0.158730	0.025304	-6.272873	0.0000
@SEAS(8)	-0.278440	0.023263	-11.96930	0.0000
@SEAS(9)	-0.349544	0.025617	-13.64504	0.0000
@SEAS(10)	-0.245968	0.031023	-7.928661	0.0000
@SEAS(11)	-0.169637	0.029877	-5.677806	0.0000
@SEAS(12)	0.005950	0.025998	0.228848	0.8192
C	-10.87171	2.246658	-4.839057	0.0000

R-squared	0.939218	Mean dependent var	10.94052
Adjusted R-squared	0.934594	S.D. dependent var	0.235320
S.E. of regression	0.060182	Akaike info criterion	-2.710492
Sum squared resid	0.666432	Schwarz criterion	-2.462253
Log likelihood	284.6939	Hannan-Quinn criter.	-2.610023
F-statistic	203.0879	Durbin-Watson stat	2.130466
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

En primer lugar, cabe mencionar que el modelo se encuentra estimado en logaritmos naturales (especificación log-log). Esto se debe a que, al realizar dicha transformación a las variables, se reduce la dispersión original de las mismas limitando la aparición de heterocedasticidad (varianza no constante de la perturbación aleatoria condicionada a los valores de endógena), un problema que afecta a la eficiencia de los estimadores de MCO.

Asimismo, la especificación de tipo log-log trae como beneficio adicional que los coeficientes pueden ser interpretados en términos de elasticidades de corto plazo de la variable explicada frente a las explicativas. En este caso en particular se podría notar que la demanda de energía de

los usuarios T1R depende de manera positiva e inelástica[6] ante cambios en la actividad económica (EMAE).

En lo que refiere a la significatividad de las variables, el rechazo de la hipótesis nula al 5% de significación del test *t* indica que cada uno de los coeficientes a nivel individual es relevante para explicar los cambios de la demanda. Dicho resultado se puede verificar de dos formas distintas:

- Si se observa que el valor absoluto del estadístico *t* asociado a la variable resulta mayor a 2.
- Si se observa que los *p-valores*, que se encuentran en la columna *Prob.* de la salida econométrica, resultan menores al 0,05.

El *P-valor* es, para un modelo estadístico dado, la probabilidad de incurrir un error de tipo I, el cual ocurre cuando se rechaza la hipótesis nula siendo esta verdadera. A modo de ejemplo, el *P-valor* asociado a la variable EMAE del modelo estimado indica que existe menos del 0,01% de probabilidad de suponer que la misma es significativa para explicar el comportamiento de la demanda residencial, y ella en realidad no lo sea (la hipótesis nula del test T es que la tendencia no es significativa, la cual se estaría rechazando). El 5% es un margen de significatividad usualmente utilizado en la práctica, por lo que se asume que el test se rechaza significativamente si ese *P-valor* resulta inferior a tal umbral.

Cabe destacar que, en el caso de los coeficientes asociados a la estacionalidad, no hace falta que todos los coeficientes sean significativos individualmente. Con que alguno lo sea, basta para que su inclusión se mantenga en el modelo.

En cuanto a la significatividad global, se comprueba también rechazo del test, al observar que el *p-valor* asociado resulta menor a 0,05 (ver la columna *Prob. F-statistic*). Ello implica que la especificación seleccionada resulta relevante en forma conjunta para explicar el comportamiento de la variable explicada.

En cuanto a los signos de los coeficientes, se observan valores positivos en aquellos correspondientes a la variable EMAE, población y el rezago de primer orden de la variable explicada. Se entiende que estos signos son correctos dada la teoría económica tradicional.

Por otro lado, en lo que respecta a la corrección por estacionalidad, se observa que aquellos meses que resultaron estadísticamente significativos tienden, en general a ser de signo negativo (la única excepción es el caso de diciembre, pero su resultado no es estadísticamente significativo).

Este resultado indica que, durante el mes de enero (caso base), se espera que la demanda de los usuarios T1R resulte superior frente a la de otros meses. En diciembre el signo es el inverso, pero, al resultar no significativa, no es posible asegurar que la demanda deba ser superior a la de enero.

Finalmente se puede observar en el modelo la existencia de un elevado coeficiente de R^2 y R^2 ajustado, lo cual indica un correcto ajuste del mismo. Los modelos seleccionados para el resto de los grupos pueden encontrarse en la sección de anexos.

[6] Un aumento del 1% de la variable explicativa EMAE, se traducirá, ceteris paribus, en un aumento del 0,38% de la demanda en el corto plazo.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
N° 61
ENTRE RIOS

3.3. Clientes

3.3.1. Definición de la Variable Explicada

De manera similar al caso de la demanda de energía, se proyectó econométricamente la evolución del número de clientes de ENERSA, separando las series en las mismas categorías de usuarios. Para la construcción de los modelos, se utilizó información de periodicidad anual de los últimos quince años, al mes de diciembre. La siguiente tabla, resume la información histórica suministrada por ENERSA.

Tabla 7 - Serie Histórica de Número de Clientes - Regulados

Número de Clientes (#)											
Año	T1R	T1RU	T1G	T2	T3MT33	T3MT13	T3BT	T4	T5	USO	TOTAL S/P
2005	216.330	5.190	32.702	679	18	57	393	455	69	71	255.964
2006	222.798	5.414	33.784	753	21	58	455	493	70	72	263.918
2007	230.605	5.512	34.476	881	22	64	488	531	71	74	272.724
2008	238.222	5.610	35.266	1.108	22	62	546	540	71	74	281.521
2009	244.308	5.730	36.170	1.198	22	63	596	570	71	76	288.804
2010	252.195	5.925	36.969	1.217	23	62	638	616	72	79	297.796
2011	260.421	6.188	38.214	1.291	26	66	692	657	74	81	307.710
2012	266.883	6.368	39.224	1.335	25	69	738	715	74	81	315.512
2013	276.091	6.473	40.105	1.411	27	74	774	773	75	83	325.886
2014	285.770	6.628	40.989	1.471	27	73	812	823	78	81	336.752
2015	296.841	6.774	42.158	1.545	29	77	833	871	80	83	349.291
2016	303.805	6.866	42.769	1.622	30	77	854	907	81	81	357.092
2017	313.084	6.913	43.234	1.644	31	77	886	956	82	87	366.994
2018	320.866	7.068	43.619	1.663	32	79	849	1.001	82	88	375.347
2019	328.685	7.193	43.790	1.669	30	80	847	1.045	85	95	383.519
2020	337.182	7.320	44.392	1.659	32	80	900	1.056	88	93	392.802
2021	347.172	7.456	45.642	1.681	35	82	942	1.089	88	94	404.281
2005-2020	*3,00%*	*2,32%*	*2,06%*	*6,14%*	*3,91%*	*2,29%*	*5,68%*	*5,77%*	*1,63%*	*1,82%*	**2,90%**
2016-2021	*2,70%*	*1,66%*	*1,31%*	*0,72%*	*3,13%*	*1,27%*	*1,98%*	*3,73%*	*1,67%*	*3,02%*	**2,51%**

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

En lo que respecta a los clientes de peaje, dada su menor escala y la poca variabilidad observada, se optó por mantener el número de clientes constante e igual al valor del último año. La tabla debajo presenta al total de usuarios de peaje según categoría tarifaria.

Tabla 8 - Serie Histórica de Clientes - Peaje

Número de Clientes (#)						
Año	PEAAT	PEAMT33	PEAMT13	PEABT	Total Peajes	TOTAL C/P
2005	2	3	9	13	27	255.991
2006	2	3	10	10	25	263.943
2007	2	4	10	10	26	272.750
2008	2	5	13	10	30	281.551
2009	2	5	11	10	28	288.832
2010	2	5	12	10	29	297.825
2011	2	5	14	10	31	307.741
2012	2	8	17	12	39	315.551
2013	2	6	14	10	32	325.918
2014	2	6	15	11	34	336.786
2015	2	6	15	11	34	349.325
2016	2	6	14	11	33	357.125
2017	2	6	14	11	33	367.027
2018	2	6	14	12	34	375.381
2019	2	6	14	12	34	383.553
2020	2	6	14	12	34	392.836
2021	2	6	14	12	34	404.315
2005-2020	*0,00%*	*4,73%*	*2,99%*	*-0,53%*	*1,55%*	*2,90%*
2016-2021	*0,00%*	*0,00%*	*0,00%*	*1,76%*	*0,60%*	*2,51%*

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

3.3.2. Definición de las Variables Explicativas

De manera similar al caso anterior, se propusieron las siguientes variables explicativas exógenas:

- **Población de la Provincia de Entre Ríos**, en cantidad de habitantes, provenientes de las Proyecciones Provinciales de Población 2010-2040, e información de los Censos Nacionales del año 2001 y 2010, disponibles en el sitio web del INDEC.
- **Producto Interno Bruto Real** (PIB) (Millones de $ del 2004), disponible en el sitio web del INDEC para los años 2005-2019. Se completó el período de proyección (2021-2031), considerando las estimaciones de crecimiento económico anual previamente presentadas (ver Tabla 5), provenientes del Fondo Monetario Internacional (FMI) hasta el año 2026.
- Se recuerda que, además de estas variables, se consideró la posibilidad de existencia de tendencia determinística, al igual que se incluyeron rezagos de la propia variable dependiente en el modelo.

Sin embargo, cabe destacar que ninguno de los modelos que alcanzó el mejor grado de ajuste incluyó al PIB entre sus variables explicativas.

3.3.3. Modelos de Proyección

Para la selección de los modelos se mantuvo la metodología aplicada en el caso de la demanda. Se probaron distintas especificaciones de las cuales se eligió la mejor de acuerdo a la significatividad y ajuste de las variables.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 62
ENTRE RÍOS

A modo de ejemplo, se presenta a continuación el modelo utilizado para la proyección del número de clientes de la categoría T1R. Para este caso, se encontró que la mejor especificación era aquella que consideraba la población como única variable explicativa:

$$C_t = \beta_0 + \beta_1 * POB_t + \varepsilon_t$$

Dónde:

- C_t representa la variable explicada por el modelo. En este caso, el total de clientes de categoría T1R, en logaritmos naturales, durante el periodo t (año).
- β_0 es la constante del modelo.
- POB_t es el valor en t de la variable explicativa (en este caso población) y β_1 es su parámetro asociado que indica el efecto parcial de la misma sobre la variable explicada.
- ε_t es el término de error aleatorio (componente irregular).

Los valores coeficientes asociados a cada una de los términos, así como los resultados de las pruebas de significatividad y otros estadísticos se pueden observar en la tabla de salida del software E-Views (ver tabla debajo):

Tabla 9 - Modelo de Número de Clientes: Residencial

Dependent Variable: LOG(T1R)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(POB)	3.094043	0.033372	92.71293	0.0000
C	-31.01761	0.469529	-66.06109	0.0000

R-squared	0.998374	Mean dependent var	12.51360
Adjusted R-squared	0.998258	S.D. dependent var	0.143338
S.E. of regression	0.005983	Akaike info criterion	-7.283347
Sum squared resid	0.000501	Schwarz criterion	-7.186773
Log likelihood	60.26677	Hannan-Quinn criter.	-7.278401
F-statistic	8595.688	Durbin-Watson stat	0.648957
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tal como era esperado, se encontró que el número de clientes residenciales de la empresa ENERSA guarda una relación significativa con la evolución de la población en la provincia. El elevado R^2, así como la significatividad individual y global dan señales del correcto ajuste del modelo.

El resto de los modelos estimados se encuentran en la sección de anexos.

3.4. Demanda Máxima y Demanda Máxima Operada

En cuanto a la proyección de la Demanda Máxima y Demanda Máxima Operada, las mismas fueron calculadas a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía de ENERSA (con y sin peajes), la información histórica de compras de energía y, la información histórica de demanda máxima.

3.4.1. Demanda Máxima

La metodología consistió en la aplicación de los siguientes pasos:

a) Se calculó un coeficiente de pérdidas de energía del **13,91%**, a partir de la relación entre las ventas totales de energía sin peajes y las compras de energía, para el año 2021. Dicho coeficiente se mantuvo constante durante el período de proyección.
b) A partir del factor de pérdidas estimado y las proyecciones de ventas de energía, se calculó el monto total de compras de energía para el período proyectado.
c) Se realizó un análisis de la evolución histórica del factor de carga de la empresa, el cual arribó a la conclusión de que existe una tendencia decreciente del mismo (ver sección de Anexos N°2). En tal sentido, se estimó un modelo de tendencia decreciente para el cálculo del mismo, el cual va de **45,53%** para el año 2021 hasta **37,77%** para el año 2031.
d) Finalmente, a partir del factor de carga y las proyecciones de compras de energía se calculó la demanda máxima para el período proyectado.

La tabla debajo presenta de manera resumida la información suministrada por ENERSA:

Tabla 10 – Serie Histórica de Compras de Energía y Demanda Máxima

Año	Ventas totales de Energía S/P (GWh)	Pérdidas de Energía (%)	Compras de Energía (GWh)	Factor de Carga Anual (%)	Demanda Máxima (MW)
2005	1.392	13,45%	1.608	60,98%	301
2006	1.523	12,93%	1.749	60,15%	332
2007	1.642	13,03%	1.888	59,83%	360
2008	1.756	12,58%	2.009	59,38%	386
2009	1.790	12,78%	2.052	57,66%	406
2010	1.916	12,95%	2.201	53,60%	469
2011	2.043	12,75%	2.341	54,31%	492
2012	2.133	12,86%	2.448	51,04%	548
2013	2.168	13,51%	2.506	46,37%	617
2014	2.237	13,38%	2.583	46,87%	629
2015	2.398	13,23%	2.763	48,30%	653
2016	2.482	13,64%	2.874	49,80%	659
2017	2.439	13,58%	2.822	47,32%	681
2018	2.459	14,12%	2.864	47,38%	690
2019	2.318	13,98%	2.695	46,37%	663
2020	2.375	14,06%	2.763	48,02%	657
2021	2.506	13,91%	2.911	45,53%	730

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

3.4.2. Demanda Máxima Operada

Para el caso de la demanda máxima operada se siguió una metodología similar.

a) Se calculó un coeficiente de pérdidas de energía operadas del **10,70%**, a partir de la relación entre las ventas totales de energía con peajes y la energía operada (compras más peajes), para el año 2021. Dicho coeficiente se mantuvo constante durante el período de proyección.
b) A partir del factor de pérdidas operadas estimado y las proyecciones de ventas de energía,

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 63
ENTRE RÍOS

se calculó la energía operada para el período proyectado.

c) Se realizó un análisis de la evolución histórica del factor de carga operado de la empresa, el cual también arribó a la conclusión de que existe una tendencia decreciente (ver sección de Anexos N°2). Se procedió a estimar un modelo de tendencia decreciente para el cálculo del mismo, el cual va de **48,74%** para el año 2021 hasta **40,58%** para el año 2031.
d) Finalmente, a partir del factor de carga operado y las proyecciones de energía operada se calculó la demanda máxima operada para el período proyectado.

La tabla debajo presenta de manera resumida la información suministrada por ENERSA:

Tabla 11 – Serie Histórica de Energía Operada y Demanda Máxima Operada

Año	Ventas totales de Energía C/P (GWh)	Pérdidas de Energía Operada (%)	Energía Operada (GWh)	Factor de Carga Operado Anual (%)	Demanda Máxima Operada (MW)
2005	1.942	10,02%	2.159	63,56%	388
2006	2.117	9,65%	2.343	63,01%	424
2007	2.267	9,79%	2.513	62,84%	456
2008	2.415	9,48%	2.667	62,62%	486
2009	2.457	9,64%	2.719	60,21%	516
2010	2.616	9,82%	2.901	57,45%	576
2011	2.793	9,65%	3.092	57,17%	617
2012	2.948	9,65%	3.263	54,50%	683
2013	3.034	10,04%	3.372	50,51%	762
2014	3.084	10,08%	3.430	50,13%	781
2015	3.268	10,07%	3.633	53,18%	780
2016	3.373	10,41%	3.765	52,65%	816
2017	3.306	10,38%	3.689	52,49%	802
2018	3.325	10,84%	3.730	49,88%	854
2019	3.140	10,71%	3.517	49,21%	816
2020	3.194	10,85%	3.582	49,81%	821
2021	3.377	10,70%	3.782	48,74%	886

Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

4. RESULTADOS

4.1. Demanda de Energía

4.1.1. Usuarios Regulados

En la tabla presentada a continuación se exhiben los resultados correspondientes a la proyección de demanda de energía a usuarios regulados, resumidos en valores anuales[7]:

[7] Se recuerda que la proyección de la demanda de energía fue realizada bajo periodicidad mensual (considerándose la corrección por estacionalidad en todos los casos). Se presentan los resultados en términos anuales para facilitar su lectura.

Tabla 12 - Proyección de Ventas de Energía – Regulados

Ventas de Energía Anuales (GWh)											
Año	T1R	T1RU	T1G	T2	T3MT33	T3MT13	T3BT	T4	T5	USO	TOTAL S/P
2019	743	23	240	108	137	281	213	108	462	3	2.318
2020	794	26	222	99	147	285	210	106	483	4	2.375
2021	825	27	247	104	153	290	238	104	516	4	2.506
2022	882	28	259	113	161	303	246	103	550	4	2.650
2023	909	29	263	118	170	312	249	103	574	4	2.729
2024	943	30	268	122	178	321	256	103	604	4	2.828
2025	978	30	274	126	186	330	264	102	634	4	2.929
2026	1.014	31	280	130	195	339	272	102	665	4	3.031
2027	1.050	32	285	134	204	348	280	102	698	4	3.137
2028	1.087	33	291	139	213	358	288	102	731	4	3.246
2029	1.123	34	297	143	223	368	295	102	764	4	3.352
2030	1.159	34	302	147	233	378	303	102	797	4	3.459
2031	1.193	35	307	150	244	389	309	102	830	4	3.563
2005-2020	3,92%	3,22%	1,33%	3,77%	4,34%	3,02%	3,44%	2,31%	5,22%	0,11%	3,63%
2016-2021	-0,74%	0,55%	-2,40%	-1,22%	4,42%	2,10%	0,37%	-1,65%	1,60%	-0,68%	0,19%
2021-2026	4,22%	3,29%	2,48%	4,67%	4,97%	3,13%	2,70%	-0,20%	5,24%	0,19%	3,88%
2026-2031	3,31%	2,41%	1,86%	2,90%	4,63%	2,78%	2,63%	-0,01%	4,51%	0,00%	3,28%

Fuente: elaboración propia

El resultado final se desprende de la suma de los siguientes efectos individuales, ordenados de acuerdo a su relevancia:

- **T1R:** es el grupo de mayor con participación en la demanda total de usuarios regulados, representando el 32,91% del total para el año 2020. Se compone de usuarios de tipo residencial y se le proyecta una tasa de crecimiento anual acumulativa del 4,22% para el primer tramo (período 2021-2026) y del 3,31% para el segundo tramo (período 2026-2031). En este caso, los resultados obtenidos se encuentran directamente relacionados con la evolución esperada de la cantidad de habitantes de la provincia de Entre Ríos para los próximos diez años y las expectativas de crecimiento económico[8] (variables explicativas del modelo).

- **T3MT33 – T3MT13 – T3BT:** las categorías de grandes demandas representan el 27,17% de la demanda total de usuarios regulados para el año 2021. Para este tipo de usuarios se estimaron modelos individuales considerando la existencia de una tendencia determinística (para 33 y 13,2 Kv) o al EMAE (para BT) como principales variables explicativas. Para el primer tramo (período 2021-2026) se proyectan tasas de crecimiento anuales acumulativas del orden del 4,97%, 3,13% y 2,70% respectivamente. Para el segundo tramo (período 2026-2031), las tasas de crecimiento esperadas varían levemente

[8] La mayoría de los modelos que consideran al EMAE como variable explicativa suelen arrojar como resultado final una desaceleración en las tasas de crecimiento de la demanda de energía para el segundo tramo proyectado (2026-2031). Dicha desaceleración se encuentra asociada a las expectativas de crecimiento económico del país. Se entiende que se trata de un resultado razonable, tomando en cuenta que durante el correr de los próximos años se esperan tasas de crecimiento superiores a las habituales, asociadas a la recuperación económica posterior al contexto de pandemia COVID-19.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 64
ENTRE RÍOS

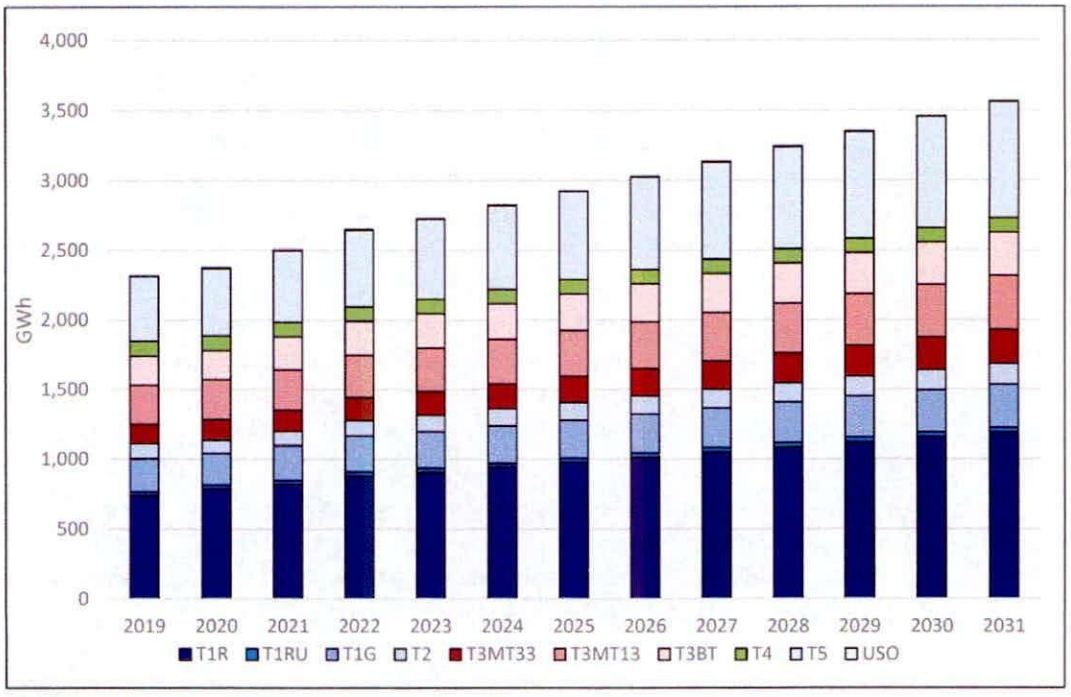
a 4,63%, 2,78% y 2,63% respectivamente.

- **T5:** la demanda de la categoría T5 representa al año 2021 el 20,57% del total de las ventas reguladas. La misma, corresponde a la de otros distribuidores provinciales, motivo por el cual se optó por ensayar modelos considerando a la población provincial y el crecimiento económico (EMAE) como variables explicativas. Siguiendo lo observado a lo largo del período histórico, se proyecta que dicha demanda crezca a una tasa anual acumulativa del 5,24% para los próximos años (2021-2026) y luego se desacelere hasta alcanzar una tasa anual acumulativa del 4,51% para la segunda parte del período de proyección (2026-2031).
- **T1G:** la demanda de la categoría T1 General representa al año 2020 el 9,87% de la demanda total de ENERSA. Su crecimiento se proyectó tomando al EMAE como variable explicativa y se espera que en los próximos años (2021-2026) se alcance una tasa anual acumulativa del 2,48%. Se espera una reducción de esta tasa al 1,86% para el siguiente tramo (2026-2031).
- **T2:** las medianas demandas representan el 4,14% de la demanda total al año 2020. Al igual que para el caso anterior el modelo de mejor ajuste resultó ser aquel que consideraba al EMAE como variable explicativa. Se espera una tasa de crecimiento anual acumulativa del 4,67% para el período 2021-2026 y otra del 2,90% para el 2026-2031.
- **T4 – USO:** corresponden a la demanda de alumbrado público y uso propio. Se agrupan dado que en ambos casos los modelos estimados arrojaron un crecimiento prácticamente nulo para los próximos años[9].
- **T1RU:** Se trata de una categoría menor (1,06% de la demanda de ENERSA al año 2021), la cual agrupa a los usuarios rurales. El modelo de mejor ajuste resultó ser aquel que consideraba a la población y el EMAE como variables explicativas. Se espera una tasa de crecimiento anual acumulativa del 3,29% para el período 2021-2026 y del 2,41% para el 2026-2031

A partir de la suma de las demandas individuales de cada grupo, se proyecta una tasa de crecimiento anual acumulativa de la demanda total regulada del 3,88% para el primer tramo (período 2021-2026), la cual se desacelera al 3,28% para el segundo tramo (período 2026-2031).

[9] De hecho, se espera una leve reducción en la demanda de T4.

Figura 5 - Proyección de Demanda de Energía - Regulados



Fuente: elaboración propia

4.1.2. Peajes y Demanda Total

En la tabla presentada a continuación se exhiben los resultados correspondientes a la proyección de demanda de energía a Peajes, resumidos en valores anuales:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 65
ENTRE RÍOS

Tabla 13 - Proyección de Ventas de Energía – Peajes

Ventas de Energía Anuales (GWh)												
Año	p_con	p_gua	p_mas	p_sad	p_pap	p_mol	p_soy	p_uni	p_wal	p_res	Total Peajes	TOTAL C/P
2019	333	241	122	16	13	7	29	9	5	48	822	3.140
2020	337	240	115	17	12	7	30	10	5	45	819	3.194
2021	356	261	126	20	13	7	27	11	4	47	872	3.377
2022	372	270	125	19	13	7	23	11	4	48	892	3.542
2023	382	277	125	20	13	7	24	11	4	47	909	3.638
2024	394	285	125	20	13	7	25	11	4	46	930	3.758
2025	406	293	125	21	13	7	25	11	4	46	951	3.880
2026	418	302	125	21	14	7	26	11	4	45	973	4.004
2027	430	310	125	22	14	7	27	11	4	45	994	4.131
2028	443	319	125	22	14	7	27	11	4	45	1.016	4.262
2029	455	327	125	23	14	7	28	11	4	44	1.037	4.389
2030	467	335	125	23	14	7	29	11	4	44	1.058	4.517
2031	478	343	125	23	14	7	30	11	4	43	1.078	4.640
2005-2020	2,91%	2,53%	-0,99%	-	0,88%	-	-	-	-1,82%	7,07%	2,68%	3,37%
2016-2021	-0,72%	-0,52%	0,78%	-3,03%	0,28%	-2,25%	0,13%	0,75%	-2,58%	0,10%	-0,43%	0,03%
2021-2026	3,27%	2,98%	-0,17%	0,84%	1,14%	-0,09%	-1,04%	0,58%	-1,50%	-0,62%	2,22%	3,46%
2026-2031	2,72%	2,59%	0,00%	1,96%	1,20%	0,00%	2,69%	0,00%	-1,14%	-1,07%	2,08%	2,99%

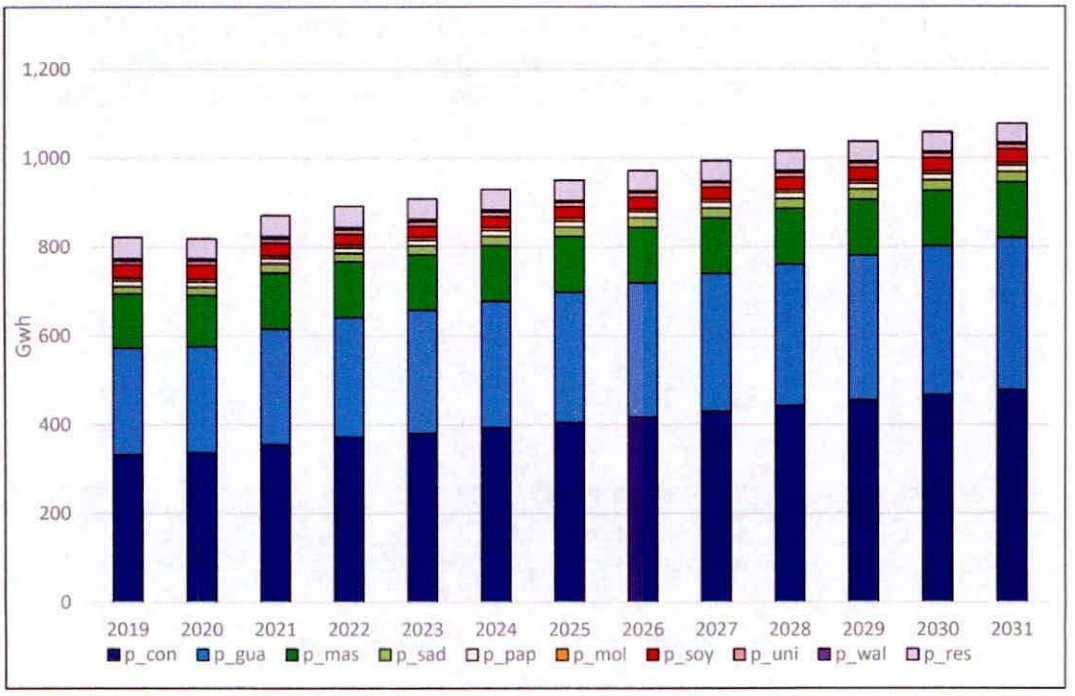
Fuente: elaboración propia

En la tabla, se puede observar que se espera una tasa de crecimiento anual acumulativa del 2,22% para la demanda de peajes durante los próximos cinco años. Esta tasa se reduce en el período 2026-2031 a un 2,08%.

Si bien se ensayaron modelos de proyección para cada gran usuario o grupo de usuarios, existen tres que merecen especial atención:

- **Peaje Concordia:** corresponde a la demanda de la empresa distribuidora de Concordia, la cual representa el 40,85% de la demanda de peajes. Su demanda fue estimada a partir de un modelo similar al considerado para el grupo regulado T5 (otros distribuidores). En tal sentido incorpora al EMAE y la población provincial como variables explicativas. Se espera una tasa de crecimiento del 3,27% para el tramo 2021-2026 y del 2,72% para el 2026-2031.
- **Peaje Gualeguaychú:** al igual que el caso anterior corresponde a la demanda de una empresa distribuidora, en este caso, de Gualeguaychú. Representa el 29,90% de la demanda de peajes de ENERSA al año 2021 y se proyectó su crecimiento considerando al EMAE y la población provincial como variables explicativas. Se espera una tasa de crecimiento levemente inferior a la de Concordia, siendo igual al 2,98% para el tramo 2021-2026 y de 2,59% para el 2026-2031.
- **Peaje Masisa:** la empresa Masisa representa el 14,41% de la demanda de energía de peajes al 2021. De acuerdo al modelo que arrojó el mejor ajuste (únicamente rezagos de la variable dependiente), se espera un crecimiento casi nulo de la demanda de energía durante el período proyectado. De contarse con información de encuestas, la tasa de crecimiento de este gran usuario podrá ajustarse en el futuro de forma extra-tendencial.

Figura 6 - Proyección de Demanda de Energía - Peaje



Fuente: elaboración propia

Finalmente, a partir de la demanda de usuarios regulados y la demanda de peajes es posible calcular la demanda total de ENERSA. De acuerdo a los resultados obtenidos, se espera una tasa de crecimiento anual acumulativa del 3,46% para el período 2021-2026 y del 2,99% para el período 2026-2031.

4.2. Clientes

Las tablas presentadas a continuación exhiben los resultados correspondientes a la proyección de número de clientes. Se recuerda que, para el caso particular de los clientes de peaje, se optó por mantener los valores constantes (iguales a los del año 2021).

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 66
ENTRE RÍOS

Tabla 14 - Proyección del Número de Clientes

Número de Clientes (#)											
Año	T1R	T1RU	T1G	T2	T3MT33	T3MT13	T3BT	T4	T5	USO	TOTAL S/P
2019	328.685	7.193	43.790	1.669	30	80	847	1.045	85	95	383.519
2020	337.182	7.320	44.392	1.659	32	80	900	1.056	88	93	392.802
2021	347.172	7.456	45.642	1.681	35	82	942	1.089	88	94	404.281
2022	356.783	7.613	46.622	1.778	36	84	992	1.155	89	96	415.249
2023	366.438	7.770	47.622	1.880	38	86	1.045	1.226	91	97	426.292
2024	376.116	7.926	48.644	1.988	39	88	1.101	1.301	92	99	437.394
2025	385.801	8.081	49.688	2.103	40	90	1.160	1.380	94	101	448.538
2026	395.486	8.236	50.755	2.224	42	93	1.221	1.464	95	102	459.717
2027	405.169	8.389	51.844	2.352	43	95	1.287	1.553	97	104	470.932
2028	414.838	8.541	52.957	2.487	45	97	1.355	1.648	98	106	482.173
2029	424.479	8.693	54.093	2.630	46	99	1.428	1.749	100	108	493.425
2030	434.077	8.842	55.254	2.781	48	102	1.504	1.855	101	110	504.674
2031	443.620	8.990	56.440	2.941	50	104	1.584	1.968	103	112	515.912
2005-2020	3,00%	2,32%	2,06%	6,14%	3,91%	2,29%	5,68%	5,77%	1,63%	1,82%	2,90%
2016-2021	2,70%	1,66%	1,31%	0,72%	3,13%	1,27%	1,98%	3,73%	1,67%	3,02%	2,51%
2021-2026	2,64%	2,01%	2,15%	5,75%	3,59%	2,44%	5,33%	6,10%	1,58%	1,74%	2,60%
2026-2031	2,32%	1,77%	2,15%	5,75%	3,59%	2,44%	5,33%	6,10%	1,58%	1,74%	2,33%

Número de Clientes (#)					
PEAAT	PEAMT33	PEAMT13	PEABT	Total Peajes	TOTAL C/P
2	6	14	12	34	383.553
2	6	14	12	34	392.836
2	6	14	12	34	404.315
2	6	14	12	34	415.283
2	6	14	12	34	426.326
2	6	14	12	34	437.428
2	6	14	12	34	448.572
2	6	14	12	34	459.751
2	6	14	12	34	470.966
2	6	14	12	34	482.207
2	6	14	12	34	493.459
2	6	14	12	34	504.708
2	6	14	12	34	515.946
0,00%	4,73%	2,99%	-0,53%	1,55%	2,90%
0,00%	0,00%	0,00%	1,76%	0,60%	2,51%
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,60%
0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,33%

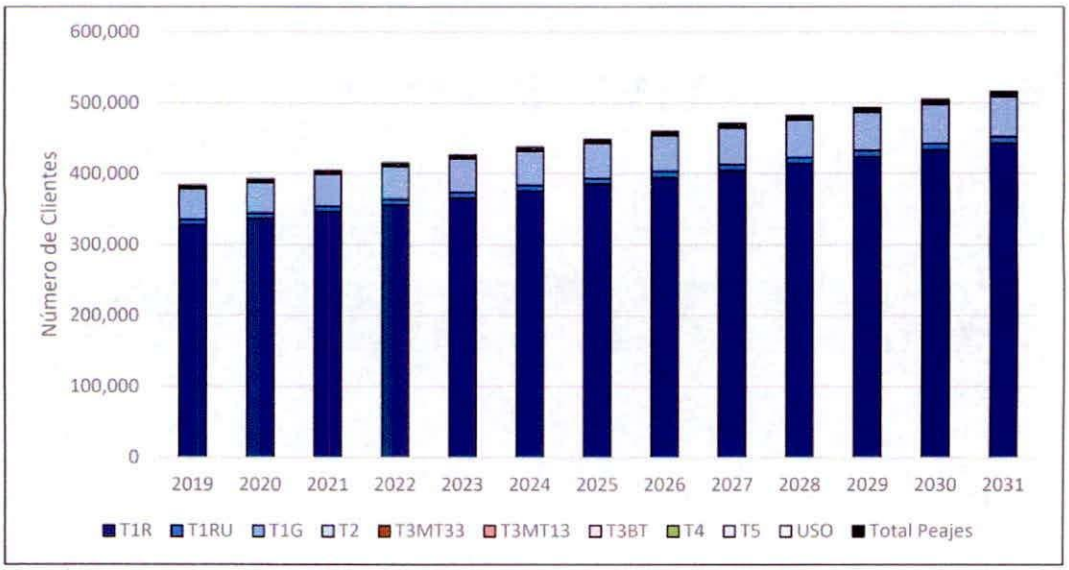
Fuente: elaboración propia

En lo que respecta al crecimiento del número total de clientes de ENERSA, se espera que el mismo crezca a una tasa anual acumulativa 2,60% para el primer tramo (período 2021-2026) y otra del 2,33% para el segundo tramo (período 2026-2031). Al igual que el caso anterior, los resultados obtenidos se desprenden de la suma de las proyecciones de cada uno de los grupos previamente definidos.

Sin embargo, cabe destacar que el crecimiento proyectado para la cantidad total de clientes, se explica prácticamente por proyecciones estimadas para el número de clientes de la categoría **T1R** (la cual representa el 85,99% del total de clientes para el año 2021). Para éste, se proyectaron tasas de crecimiento anual acumulativas del 2,64% para el primer tramo (período 2021-2026) y del 2,32% para el segundo tramo (período 2026-2031). En este caso se contempló a la población de la provincia de Entre Ríos como variable explicativa.

La otra categoría que también resulta de relevancia para determinar el número total de clientes de ENERSA es la **T1G** (10,94% del total en 2021). Se proyecta una tasa de crecimiento anual acumulativa del 2,15% para ambos períodos (que surge de la aplicación de un modelo tendencial).

Figura 7 - Proyección del Número de Clientes



Fuente: elaboración propia

4.3. Demanda Máxima y Demanda Máxima Operada

4.3.1. Demanda Máxima

La tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de compras de energía y la demanda máxima para ENERSA. Se recuerda que la misma fue calculada a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía (sin peajes), la información histórica de compras de energía más generación propia y la información histórica de demanda máxima[10].

[10] Para el año 2022 se considera que la demanda máxima registrada en enero corresponde a la máxima anual.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 67
ENTRE RIOS

Tabla 15 – Proyección de Compras de Energía y Demanda Máxima

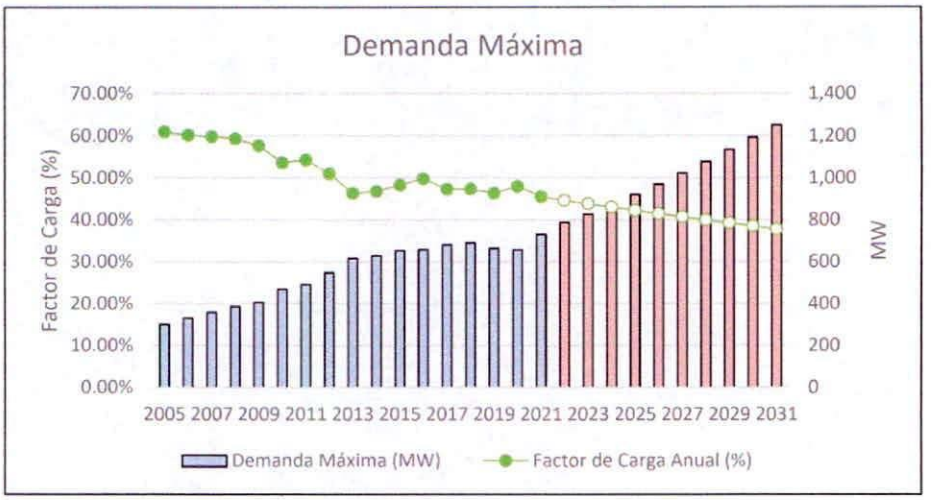
Año	Ventas totales de Energía S/P (GWh)	Pérdidas de Energía (%)	Compras de Energía (GWh)	Factor de Carga Anual (%)	Demanda Máxima (MW)
2005	1.392	13,45%	1.608	60,98%	301
2006	1.523	12,93%	1.749	60,15%	332
2007	1.642	13,03%	1.888	59,83%	360
2008	1.756	12,58%	2.009	59,38%	386
2009	1.790	12,78%	2.052	57,66%	406
2010	1.916	12,95%	2.201	53,60%	469
2011	2.043	12,75%	2.341	54,31%	492
2012	2.133	12,86%	2.448	51,04%	548
2013	2.168	13,51%	2.506	46,37%	617
2014	2.237	13,38%	2.583	46,87%	629
2015	2.398	13,23%	2.763	48,30%	653
2016	2.482	13,64%	2.874	49,80%	659
2017	2.439	13,58%	2.822	47,32%	681
2018	2.459	14,12%	2.864	47,38%	690
2019	2.318	13,98%	2.695	46,37%	663
2020	2.375	14,06%	2.763	48,02%	657
2021	2.506	13,91%	2.911	45,53%	730
2022	2.650	13,91%	3.078	44,59%	788
2023	2.729	13,91%	3.170	43,77%	827
2024	2.828	13,91%	3.285	42,97%	873
2025	2.929	13,91%	3.402	42,19%	920
2026	3.031	13,91%	3.521	41,42%	971
2027	3.137	13,91%	3.644	40,66%	1.023
2028	3.246	13,91%	3.770	39,92%	1.078
2029	3.352	13,91%	3.893	39,19%	1.134
2030	3.459	13,91%	4.018	38,47%	1.192
2031	3.563	13,91%	4.138	37,77%	1.251
2005-2020	*3,63%*	*0,30%*	*3,68%*	*-1,58%*	*5,34%*
2016-2021	*0,19%*	*0,39%*	*0,25%*	*-1,78%*	*2,07%*
2021-2026	*3,88%*	*0,00%*	*3,88%*	*-1,88%*	*5,87%*
2026-2031	*3,28%*	*0,00%*	*3,28%*	*-1,83%*	*5,21%*

**Se utiliza el valor registrado durante enero para el año 2022*

Fuente: elaboración propia

Cabe destacar que, en lo que respecta al factor de carga, de acuerdo al análisis estadístico llevado a cabo en el Anexo N°2, se observó la presencia de una tendencia decreciente del mismo, la cual fue considerada para la estimación de la demanda máxima.

Figura 8 - Proyección de la Demanda Máxima



Fuente: elaboración propia

4.3.2. Demanda Máxima Operada

De manera similar al caso anterior, la tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de energía operada y la demanda máxima operada de ENERSA[11].

Tabla 16 – Proyección de Energía Operada y Demanda Máxima Operada

Año	Ventas totales de Energía C/P (GWh)	Pérdidas de Energía Operada (%)	Energía Operada (GWh)	Factor de Carga Operado Anual (%)	Demanda Máxima Operada (MW)
2005	1.942	10,02%	2.159	63,56%	388
2006	2.117	9,65%	2.343	63,01%	424
2007	2.267	9,79%	2.513	62,84%	456
2008	2.415	9,48%	2.667	62,62%	486
2009	2.457	9,64%	2.719	60,21%	516
2010	2.616	9,82%	2.901	57,45%	576
2011	2.793	9,65%	3.092	57,17%	617
2012	2.948	9,65%	3.263	54,50%	683
2013	3.034	10,04%	3.372	50,51%	762
2014	3.084	10,08%	3.430	50,13%	781
2015	3.268	10,07%	3.633	53,18%	780
2016	3.373	10,41%	3.765	52,65%	816
2017	3.306	10,38%	3.689	52,49%	802
2018	3.325	10,84%	3.730	49,88%	854
2019	3.140	10,71%	3.517	49,21%	816
2020	3.194	10,85%	3.582	49,81%	821
2021	3.377	10,70%	3.782	48,74%	886

[11] Para el año 2022 se considera que la demanda máxima operada registrada en enero corresponde a la máxima anual.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 68
ENTRE RÍOS

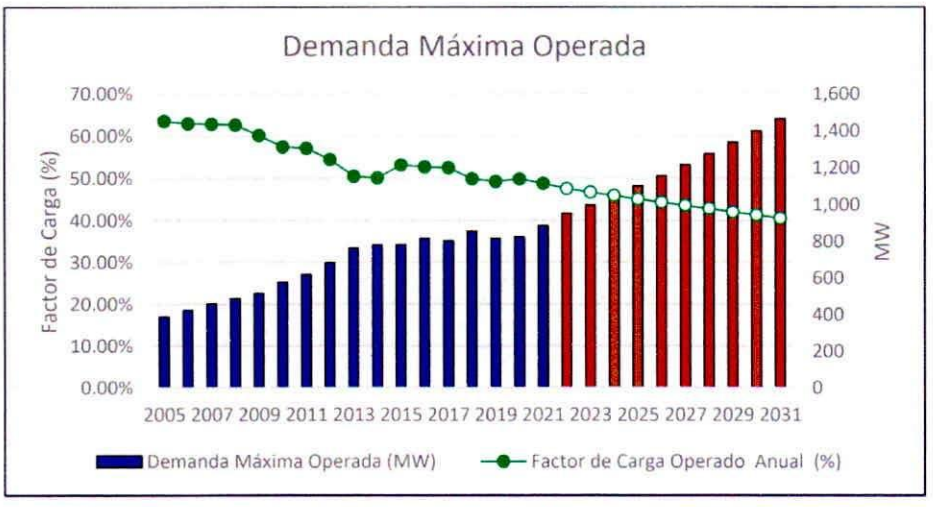
Año	Ventas totales de Energía C/P (GWh)	Pérdidas de Energía Operada (%)	Energía Operada (GWh)	Factor de Carga Operado Anual (%)	Demanda Máxima Operada (MW)
2022	3.542	10,70%	3.966	47,56%	952
2023	3.638	10,70%	4.074	46,73%	995
2024	3.758	10,70%	4.209	45,91%	1.046
2025	3.880	10,70%	4.345	45,11%	1.100
2026	4.004	10,70%	4.484	44,32%	1.155
2027	4.131	10,70%	4.627	43,55%	1.213
2028	4.262	10,70%	4.773	42,79%	1.273
2029	4.389	10,70%	4.915	42,04%	1.335
2030	4.517	10,70%	5.059	41,30%	1.398
2031	4.640	10,70%	5.197	40,58%	1.462
2005-2020	3,37%	0,53%	3,43%	-1,61%	5,13%
2016-2021	0,03%	0,55%	0,09%	-1,53%	1,65%
2021-2026	3,46%	0,00%	3,46%	-1,88%	5,45%
2026-2031	2,99%	0,00%	2,99%	-1,75%	4,83%

**Se utiliza el valor registrado durante enero para el año 2022*

Fuente: elaboración propia

Nuevamente, se estimó un modelo tendencial para proyectar la evolución del factor de carga operado.

Figura 9 - Proyección de la Demanda Máxima Operada



Fuente: elaboración propia

ANEXOS

1. MODELOS ECONOMÉTRICOS

1.1. Demanda de Energía

Las tablas debajo presentan los modelos econométricos estimados para la proyección de demanda de energía de cada una de las categorías de usuarios o grandes usuarios.

Tabla 17 - Modelo de Demanda de Energía: T1R

Dependent Variable: LOG(T1R)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:25
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.386344	0.076458	5.053013	0.0000
LOG(POB)	0.969827	0.187486	5.172811	0.0000
LOG(T1R(-1))	0.592076	0.056857	10.41335	0.0000
@SEAS(2)	-0.231481	0.022299	-10.38085	0.0000
@SEAS(3)	-0.255162	0.022830	-11.17658	0.0000
@SEAS(4)	-0.373238	0.025539	-14.61470	0.0000
@SEAS(5)	-0.261430	0.035336	-7.398325	0.0000
@SEAS(6)	-0.180392	0.030530	-5.908654	0.0000
@SEAS(7)	-0.158730	0.025304	-6.272873	0.0000
@SEAS(8)	-0.278440	0.023263	-11.96930	0.0000
@SEAS(9)	-0.349544	0.025617	-13.64504	0.0000
@SEAS(10)	-0.245968	0.031023	-7.928661	0.0000
@SEAS(11)	-0.169637	0.029877	-5.677806	0.0000
@SEAS(12)	0.005950	0.025998	0.228848	0.8192
C	-10.87171	2.246658	-4.839057	0.0000

R-squared	0.939218	Mean dependent var	10.94052
Adjusted R-squared	0.934594	S.D. dependent var	0.235320
S.E. of regression	0.060182	Akaike info criterion	-2.710492
Sum squared resid	0.666432	Schwarz criterion	-2.462253
Log likelihood	284.6939	Hannan-Quinn criter.	-2.610023
F-statistic	203.0879	Durbin-Watson stat	2.130466
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 69
ENTRE RÍOS

Tabla 18 - Modelo de Demanda de Energía: T1RU

Dependent Variable: LOG(T1RU)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:25
Sample (adjusted): 2005M03 2021M08
Included observations: 198 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.246327	0.069050	3.567373	0.0005
LOG(POB)	0.605397	0.168054	3.602399	0.0004
LOG(T1RU(-1))	0.442856	0.072389	6.117694	0.0000
LOG(T1RU(-2))	0.205102	0.072379	2.833711	0.0051
@SEAS(2)	-0.216831	0.022145	-9.791385	0.0000
@SEAS(3)	-0.227652	0.028273	-8.051938	0.0000
@SEAS(4)	-0.308891	0.023629	-13.07263	0.0000
@SEAS(5)	-0.249791	0.030668	-8.145026	0.0000
@SEAS(6)	-0.170578	0.025797	-6.612408	0.0000
@SEAS(7)	-0.131595	0.022476	-5.854881	0.0000
@SEAS(8)	-0.219364	0.020977	-10.45754	0.0000
@SEAS(9)	-0.301552	0.024373	-12.37215	0.0000
@SEAS(10)	-0.220311	0.027941	-7.884995	0.0000
@SEAS(11)	-0.160207	0.024741	-6.475367	0.0000
@SEAS(12)	-0.013254	0.022661	-0.584889	0.5593
C	-6.894027	2.057825	-3.350152	0.0010

R-squared	0.913529	Mean dependent var	7.522847
Adjusted R-squared	0.906402	S.D. dependent var	0.176579
S.E. of regression	0.054022	Akaike info criterion	-2.921494
Sum squared resid	0.531145	Schwarz criterion	-2.655776
Log likelihood	305.2279	Hannan-Quinn criter.	-2.813940
F-statistic	128.1837	Durbin-Watson stat	2.031849
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 19 - Modelo de Demanda de Energía: T1G

Dependent Variable: LOG(T1G)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:21
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.512314	0.072865	7.030997	0.0000
LOG(T1G(-1))	0.569984	0.052283	10.90191	0.0000
@SEAS(2)	-0.189465	0.019804	-9.566856	0.0000
@SEAS(3)	-0.208913	0.020945	-9.974493	0.0000
@SEAS(4)	-0.346048	0.022817	-15.16649	0.0000
@SEAS(5)	-0.292538	0.032234	-9.075480	0.0000
@SEAS(6)	-0.224328	0.029056	-7.720435	0.0000
@SEAS(7)	-0.173755	0.025116	-6.918124	0.0000
@SEAS(8)	-0.244044	0.022853	-10.67904	0.0000
@SEAS(9)	-0.287897	0.024005	-11.99338	0.0000
@SEAS(10)	-0.188201	0.027375	-6.874998	0.0000
@SEAS(11)	-0.142122	0.025278	-5.622409	0.0000
@SEAS(12)	-0.006971	0.022330	-0.312201	0.7552
C	1.920637	0.309831	6.198977	0.0000

R-squared	0.908793	Mean dependent var	9.877750
Adjusted R-squared	0.902384	S.D. dependent var	0.173268
S.E. of regression	0.054135	Akaike info criterion	-2.926913
Sum squared resid	0.542163	Schwarz criterion	-2.695223
Log likelihood	305.2278	Hannan-Quinn criter.	-2.833142
F-statistic	141.7966	Durbin-Watson stat	2.275452
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 20 - Modelo de Demanda de Energía: T2

Dependent Variable: LOG(T2)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 18:06
Sample (adjusted): 2005M04 2021M08
Included observations: 197 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.208923	0.053771	3.885410	0.0001
LOG(T2(-1))	0.495775	0.072696	6.819835	0.0000
LOG(T2(-2))	0.243631	0.078794	3.092014	0.0023
LOG(T2(-3))	0.142806	0.069150	2.065161	0.0403
@SEAS(2)	-0.187797	0.014370	-13.06830	0.0000
@SEAS(3)	-0.181185	0.022025	-8.226423	0.0000
@SEAS(4)	-0.277502	0.023164	-11.97963	0.0000
@SEAS(5)	-0.267882	0.025729	-10.41187	0.0000
@SEAS(6)	-0.224183	0.026279	-8.530997	0.0000
@SEAS(7)	-0.143188	0.021594	-6.630849	0.0000
@SEAS(8)	-0.144373	0.018159	-7.950328	0.0000
@SEAS(9)	-0.193141	0.017765	-10.87186	0.0000
@SEAS(10)	-0.122126	0.020952	-5.828793	0.0000
@SEAS(11)	-0.064442	0.018523	-3.478978	0.0006
@SEAS(12)	0.008839	0.014787	0.597726	0.5508
C	0.180002	0.151202	1.190477	0.2354

R-squared	0.972114	Mean dependent var	8.945474
Adjusted R-squared	0.969803	S.D. dependent var	0.222094
S.E. of regression	0.038594	Akaike info criterion	-3.593701
Sum squared resid	0.269601	Schwarz criterion	-3.327045
Log likelihood	369.9796	Hannan-Quinn criter.	-3.485757
F-statistic	420.6405	Durbin-Watson stat	2.062597
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 21 - Modelo de Demanda de Energía: T3MT33

Dependent Variable: LOG(T3MT33)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:31
Sample (adjusted): 2005M03 2021M08
Included observations: 198 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(T3MT33(-1))	0.668123	0.071807	9.304392	0.0000
LOG(T3MT33(-2))	0.226589	0.071813	3.155271	0.0019
@TREND	0.000397	0.000150	2.642105	0.0090
@SEAS(2)	-0.092131	0.017680	-5.211031	0.0000
@SEAS(3)	0.037881	0.018435	2.054836	0.0413
@SEAS(4)	-0.100681	0.018082	-5.568051	0.0000
@SEAS(5)	-0.076174	0.019409	-3.924678	0.0001
@SEAS(6)	-0.101151	0.017652	-5.730300	0.0000
@SEAS(7)	-0.036990	0.018329	-2.018094	0.0450
@SEAS(8)	-0.084983	0.017354	-4.897009	0.0000
@SEAS(9)	-0.093852	0.018438	-5.090251	0.0000
@SEAS(10)	-0.029983	0.018235	-1.644233	0.1018
@SEAS(11)	-0.047657	0.017665	-2.697809	0.0076
@SEAS(12)	-0.018944	0.017806	-1.063914	0.2888
C	0.970042	0.324686	2.987632	0.0032

R-squared	0.958652	Mean dependent var	9.045061
Adjusted R-squared	0.955488	S.D. dependent var	0.236047
S.E. of regression	0.049801	Akaike info criterion	-3.088836
Sum squared resid	0.453862	Schwarz criterion	-2.839725
Log likelihood	320.7948	Hannan-Quinn criter.	-2.988004
F-statistic	303.0570	Durbin-Watson stat	2.065994
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 70
ENTRE RÍOS

Tabla 22 - Modelo de Demanda de Energía: T3MT13

Dependent Variable: LOG(T3MT13)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:28
Sample (adjusted): 2005M03 2021M08
Included observations: 198 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(T3MT13(-1))	0.598529	0.073225	8.173823	0.0000
LOG(T3MT13(-2))	0.135559	0.072514	1.869418	0.0632
@TREND	0.000607	0.000140	4.332845	0.0000
@SEAS(2)	-0.096156	0.012387	-7.762657	0.0000
@SEAS(3)	0.048871	0.013551	3.606344	0.0004
@SEAS(4)	-0.049171	0.013501	-3.642085	0.0004
@SEAS(5)	-0.040044	0.012884	-3.108147	0.0022
@SEAS(6)	-0.069867	0.012192	-5.730403	0.0000
@SEAS(7)	-0.020007	0.012697	-1.575660	0.1168
@SEAS(8)	-0.033346	0.012263	-2.719124	0.0072
@SEAS(9)	-0.051623	0.012393	-4.165461	0.0000
@SEAS(10)	-0.008505	0.012575	-0.676304	0.4997
@SEAS(11)	-0.028879	0.012423	-2.324625	0.0212
@SEAS(12)	-0.018086	0.012363	-1.462951	0.1452
C	2.602531	0.549053	4.740034	0.0000

R-squared	0.945496	Mean dependent var	9.893760
Adjusted R-squared	0.941327	S.D. dependent var	0.143737
S.E. of regression	0.034817	Akaike info criterion	-3.804707
Sum squared resid	0.221833	Schwarz criterion	-3.555596
Log likelihood	391.6660	Hannan-Quinn criter.	-3.703875
F-statistic	226.7556	Durbin-Watson stat	2.027299
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 23 - Modelo de Demanda de Energía: T3BT

Dependent Variable: LOG(T3BT)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:27
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.475614	0.080581	5.902276	0.0000
LOG(T3BT(-1))	0.715465	0.040944	17.47437	0.0000
@SEAS(2)	-0.167014	0.021353	-7.821498	0.0000
@SEAS(3)	-0.208403	0.022244	-9.368800	0.0000
@SEAS(4)	-0.334254	0.024040	-13.90418	0.0000
@SEAS(5)	-0.271097	0.032317	-8.388777	0.0000
@SEAS(6)	-0.269779	0.029738	-9.071826	0.0000
@SEAS(7)	-0.181187	0.028248	-6.414057	0.0000
@SEAS(8)	-0.206779	0.026465	-7.813232	0.0000
@SEAS(9)	-0.238870	0.026527	-9.004896	0.0000
@SEAS(10)	-0.168024	0.028196	-5.959255	0.0000
@SEAS(11)	-0.082147	0.026991	-3.043481	0.0027
@SEAS(12)	0.043590	0.023804	1.831183	0.0687
C	0.590926	0.237694	2.486084	0.0138

R-squared	0.938226	Mean dependent var	9.678760
Adjusted R-squared	0.933885	S.D. dependent var	0.231822
S.E. of regression	0.059608	Akaike info criterion	-2.734309
Sum squared resid	0.657320	Schwarz criterion	-2.502619
Log likelihood	286.0637	Hannan-Quinn criter.	-2.640538
F-statistic	216.1386	Durbin-Watson stat	2.056678
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 24 - Modelo de Demanda de Energía: T4

Dependent Variable: LOG(T4)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:40
Sample (adjusted): 2019M01 2021M08
Included observations: 32 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(T4(-1))	0.463860	0.210135	2.207439	0.0405
LOG(T4(-2))	0.458886	0.204870	2.239888	0.0380
@SEAS(2)	0.002221	0.014502	0.153179	0.8800
@SEAS(3)	0.132970	0.010989	12.10056	0.0000
@SEAS(4)	0.119127	0.037434	3.182287	0.0052
@SEAS(5)	0.107557	0.027459	3.916986	0.0010
@SEAS(6)	0.056845	0.035923	1.582395	0.1310
@SEAS(7)	0.031153	0.033269	0.936413	0.3615
@SEAS(8)	-0.031487	0.034779	-0.905353	0.3772
@SEAS(9)	-0.105637	0.032936	-3.207306	0.0049
@SEAS(10)	-0.096279	0.028108	-3.425312	0.0030
@SEAS(11)	-0.150380	0.019273	-7.802740	0.0000
@SEAS(12)	-0.095135	0.021706	-4.382920	0.0004
C	0.700650	0.942482	0.743409	0.4668

R-squared	0.995447	Mean dependent var	9.089265
Adjusted R-squared	0.992158	S.D. dependent var	0.123676
S.E. of regression	0.010952	Akaike info criterion	-5.890929
Sum squared resid	0.002159	Schwarz criterion	-5.249670
Log likelihood	108.2549	Hannan-Quinn criter.	-5.678370
F-statistic	302.6999	Durbin-Watson stat	2.294787
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 25 - Modelo de Demanda de Energía: T5

Dependent Variable: LOG(T5)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:40
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.377909	0.064708	5.840207	0.0000
LOG(POB)	1.363307	0.222426	6.129261	0.0000
LOG(T5(-1))	0.634182	0.051372	12.34479	0.0000
@SEAS(2)	-0.200692	0.016858	-11.90513	0.0000
@SEAS(3)	-0.173746	0.017806	-9.757697	0.0000
@SEAS(4)	-0.295265	0.019028	-15.51713	0.0000
@SEAS(5)	-0.231019	0.026834	-8.609066	0.0000
@SEAS(6)	-0.200467	0.023879	-8.395012	0.0000
@SEAS(7)	-0.146428	0.021283	-6.880175	0.0000
@SEAS(8)	-0.207598	0.019266	-10.77544	0.0000
@SEAS(9)	-0.262307	0.020138	-13.02530	0.0000
@SEAS(10)	-0.175567	0.023518	-7.465192	0.0000
@SEAS(11)	-0.130821	0.022186	-5.896541	0.0000
@SEAS(12)	0.008604	0.019532	0.440519	0.6601
C	-17.07948	2.804891	-6.089180	0.0000

R-squared	0.974208	Mean dependent var	10.35677
Adjusted R-squared	0.972246	S.D. dependent var	0.272901
S.E. of regression	0.045464	Akaike info criterion	-3.271387
Sum squared resid	0.380331	Schwarz criterion	-3.023148
Log likelihood	340.5030	Hannan-Quinn criter.	-3.170918
F-statistic	496.4280	Durbin-Watson stat	2.112559
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 71
ENTRE RÍOS

Tabla 26 - Modelo de Demanda de Energía: USO

Dependent Variable: LOG(USO)
Method: Least Squares
Date: 10/28/21 Time: 12:22
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(USO(-1))	0.391674	0.071315	5.492186	0.0000
@SEAS(2)	-0.171123	0.025560	-6.694854	0.0000
@SEAS(3)	-0.167867	0.024707	-6.794356	0.0000
@SEAS(4)	-0.306364	0.025259	-12.12873	0.0000
@SEAS(5)	-0.196653	0.029879	-6.581583	0.0000
@SEAS(6)	-0.195109	0.028073	-6.950069	0.0000
@SEAS(7)	-0.141984	0.027401	-5.181615	0.0000
@SEAS(8)	-0.228728	0.025779	-8.872728	0.0000
@SEAS(9)	-0.317090	0.027217	-11.65063	0.0000
@SEAS(10)	-0.178905	0.031816	-5.623148	0.0000
@SEAS(11)	-0.142460	0.028309	-5.032236	0.0000
@SEAS(12)	-0.054742	0.026294	-2.081965	0.0387
C	3.671703	0.419080	8.761341	0.0000

R-squared	0.701635	Mean dependent var	5.748158
Adjusted R-squared	0.682386	S.D. dependent var	0.125295
S.E. of regression	0.070613	Akaike info criterion	-2.400121
Sum squared resid	0.927423	Schwarz criterion	-2.184980
Log likelihood	251.8120	Hannan-Quinn criter.	-2.313048
F-statistic	36.44982	Durbin-Watson stat	1.862539
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 27 - Modelo de Demanda de Energía: P_CON

Dependent Variable: LOG(P_CON)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 10:53
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.421458	0.063939	6.591535	0.0000
LOG(POB)	0.837165	0.146901	5.698848	0.0000
LOG(P_CON(-1))	0.522986	0.056502	9.256084	0.0000
@SEAS(2)	-0.165546	0.017975	-9.209690	0.0000
@SEAS(3)	-0.157270	0.019120	-8.225415	0.0000
@SEAS(4)	-0.289668	0.020042	-14.45337	0.0000
@SEAS(5)	-0.214812	0.027797	-7.727991	0.0000
@SEAS(6)	-0.143128	0.023935	-5.979783	0.0000
@SEAS(7)	-0.097705	0.019994	-4.886827	0.0000
@SEAS(8)	-0.190250	0.018223	-10.44003	0.0000
@SEAS(9)	-0.254149	0.019588	-12.97465	0.0000
@SEAS(10)	-0.183216	0.023325	-7.854892	0.0000
@SEAS(11)	-0.129146	0.022601	-5.714160	0.0000
@SEAS(12)	-0.011654	0.020157	-0.578176	0.5639
C	-8.855053	1.712561	-5.170651	0.0000

R-squared	0.930406	Mean dependent var	10.14984
Adjusted R-squared	0.925110	S.D. dependent var	0.180535
S.E. of regression	0.049405	Akaike info criterion	-3.105136
Sum squared resid	0.449121	Schwarz criterion	-2.856897
Log likelihood	323.9610	Hannan-Quinn criter.	-3.004667
F-statistic	175.7066	Durbin-Watson stat	2.010611
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 28 - Modelo de Demanda de Energía: P_GUA

Dependent Variable: LOG(P_GUA)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 10:53
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.363289	0.059190	6.137669	0.0000
LOG(POB)	0.668269	0.130990	5.101663	0.0000
LOG(P_GUA(-1))	0.583124	0.053008	11.00067	0.0000
@SEAS(2)	-0.145023	0.016982	-8.539963	0.0000
@SEAS(3)	-0.173694	0.016872	-10.29467	0.0000
@SEAS(4)	-0.257056	0.018119	-14.18704	0.0000
@SEAS(5)	-0.145607	0.023950	-6.079501	0.0000
@SEAS(6)	-0.111909	0.019409	-5.765948	0.0000
@SEAS(7)	-0.072835	0.016891	-4.312165	0.0000
@SEAS(8)	-0.147018	0.016162	-9.096651	0.0000
@SEAS(9)	-0.218312	0.016600	-13.15146	0.0000
@SEAS(10)	-0.169640	0.018710	-9.066971	0.0000
@SEAS(11)	-0.139000	0.018913	-7.349462	0.0000
@SEAS(12)	-0.036994	0.017966	-2.059106	0.0409
C	-6.955676	1.529187	-4.548611	0.0000

R-squared	0.929617	Mean dependent var	9.827595
Adjusted R-squared	0.924261	S.D. dependent var	0.166929
S.E. of regression	0.045940	Akaike info criterion	-3.250582
Sum squared resid	0.388327	Schwarz criterion	-3.002343
Log likelihood	338.4329	Hannan-Quinn criter.	-3.150113
F-statistic	173.5897	Durbin-Watson stat	2.042713
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 29 - Modelo de Demanda de Energía: P_MAS

Dependent Variable: LOG(P_MAS)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:11
Sample (adjusted): 2005M04 2021M08
Included observations: 197 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_MAS(-1))	0.884642	0.072829	12.14690	0.0000
LOG(P_MAS(-2))	-0.313829	0.095283	-3.293653	0.0012
LOG(P_MAS(-3))	0.181351	0.072614	2.497454	0.0134
@SEAS(2)	-0.090043	0.024142	-3.729686	0.0003
@SEAS(3)	0.054589	0.024703	2.209857	0.0284
@SEAS(4)	-0.060958	0.024670	-2.470953	0.0144
@SEAS(5)	0.078013	0.025115	3.106280	0.0022
@SEAS(6)	-0.031169	0.024674	-1.263231	0.2081
@SEAS(7)	0.068335	0.024959	2.737897	0.0068
@SEAS(8)	-0.018009	0.024391	-0.738330	0.4613
@SEAS(9)	-0.012815	0.024856	-0.515573	0.6068
@SEAS(10)	0.036345	0.024005	1.514062	0.1317
@SEAS(11)	-0.047302	0.024459	-1.933922	0.0547
@SEAS(12)	-0.022805	0.024544	-0.929147	0.3540
C	2.292815	0.516687	4.437528	0.0000

R-squared	0.639133	Mean dependent var	9.237669
Adjusted R-squared	0.611374	S.D. dependent var	0.108467
S.E. of regression	0.067618	Akaike info criterion	-2.476794
Sum squared resid	0.832142	Schwarz criterion	-2.226804
Log likelihood	258.9642	Hannan-Quinn criter.	-2.375596
F-statistic	23.02434	Durbin-Watson stat	1.956765
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 72
ENTRE RÍOS

Tabla 30 - Modelo de Demanda de Energía: P_SAD

Dependent Variable: LOG(P_SAD)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:15
Sample (adjusted): 2010M01 2021M08
Included observations: 140 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	-0.002392	0.000714	-3.348370	0.0011
LOG(EMAE)	2.862068	0.593765	4.820208	0.0000
LOG(P_SAD(-1))	0.217232	0.083435	2.603597	0.0103
@SEAS(2)	0.136704	0.126493	1.080725	0.2819
@SEAS(3)	-0.132731	0.132418	-1.002362	0.3181
@SEAS(4)	-0.252403	0.134242	-1.880217	0.0624
@SEAS(5)	-0.624024	0.157238	-3.968649	0.0001
@SEAS(6)	-0.194987	0.143187	-1.361769	0.1757
@SEAS(7)	-0.070549	0.131915	-0.534804	0.5937
@SEAS(8)	-0.050675	0.130460	-0.388430	0.6984
@SEAS(9)	-0.048016	0.131312	-0.365663	0.7152
@SEAS(10)	-0.021344	0.132461	-0.161133	0.8722
@SEAS(11)	-0.038050	0.133323	-0.285398	0.7758
@SEAS(12)	-0.427881	0.131875	-3.244592	0.0015
C	-7.877843	2.731789	-2.883768	0.0046

R-squared	0.488400	Mean dependent var	7.515690
Adjusted R-squared	0.431101	S.D. dependent var	0.402330
S.E. of regression	0.303459	Akaike info criterion	0.553815
Sum squared resid	11.51090	Schwarz criterion	0.868991
Log likelihood	-23.76703	Hannan-Quinn criter.	0.681893
F-statistic	8.523682	Durbin-Watson stat	2.000563
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 31 - Modelo de Demanda de Energía: P_PAP

Dependent Variable: LOG(P_PAP)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:18
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(EMAE)	0.301824	0.101558	2.971936	0.0034
@TREND	0.000454	0.000162	2.804912	0.0056
LOG(P_PAP(-1))	0.156947	0.073986	2.121288	0.0352
@SEAS(2)	-0.085722	0.036254	-2.364468	0.0191
@SEAS(3)	-0.021790	0.036025	-0.604851	0.5460
@SEAS(4)	-0.097344	0.036669	-2.654694	0.0086
@SEAS(5)	-0.052420	0.039052	-1.342306	0.1812
@SEAS(6)	-0.084734	0.037214	-2.276926	0.0239
@SEAS(7)	-0.055128	0.035898	-1.535698	0.1263
@SEAS(8)	-0.423635	0.035729	-11.85677	0.0000
@SEAS(9)	0.092547	0.042579	2.173538	0.0310
@SEAS(10)	0.002716	0.037426	0.072567	0.9422
@SEAS(11)	0.010290	0.037132	0.277114	0.7820
@SEAS(12)	-0.127891	0.037163	-3.441361	0.0007
C	4.351571	0.588736	7.391385	0.0000

R-squared	0.644477	Mean dependent var	6.891954
Adjusted R-squared	0.617426	S.D. dependent var	0.163579
S.E. of regression	0.101178	Akaike info criterion	-1.671492
Sum squared resid	1.883595	Schwarz criterion	-1.423253
Log likelihood	181.3134	Hannan-Quinn criter.	-1.571023
F-statistic	23.82482	Durbin-Watson stat	1.988306
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 32 - Modelo de Demanda de Energía: P_MOL

Dependent Variable: LOG(P_MOL)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:19
Sample (adjusted): 2013M01 2021M08
Included observations: 104 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_MOL(-1))	0.178613	0.103085	1.732681	0.0865
@SEAS(2)	0.420156	0.071910	5.842814	0.0000
@SEAS(3)	0.761365	0.072118	10.55723	0.0000
@SEAS(4)	0.543744	0.093300	5.827914	0.0000
@SEAS(5)	0.359611	0.084048	4.278642	0.0000
@SEAS(6)	0.266802	0.073947	3.608004	0.0005
@SEAS(7)	0.201583	0.070347	2.865550	0.0052
@SEAS(8)	0.273448	0.069294	3.946208	0.0002
@SEAS(9)	0.244546	0.071910	3.400722	0.0010
@SEAS(10)	0.259702	0.071707	3.621694	0.0005
@SEAS(11)	0.288518	0.071845	4.015854	0.0001
@SEAS(12)	0.163294	0.072294	2.258751	0.0263
C	4.930468	0.644422	7.650990	0.0000

R-squared	0.692824	Mean dependent var	6.389838
Adjusted R-squared	0.652318	S.D. dependent var	0.248975
S.E. of regression	0.146807	Akaike info criterion	-0.882926
Sum squared resid	1.961262	Schwarz criterion	-0.552377
Log likelihood	58.91213	Hannan-Quinn criter.	-0.749011
F-statistic	17.10396	Durbin-Watson stat	1.846690
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 33 - Modelo de Demanda de Energía: P_SOY

Dependent Variable: LOG(P_MOL)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:19
Sample (adjusted): 2013M01 2021M08
Included observations: 104 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_MOL(-1))	0.178613	0.103085	1.732681	0.0865
@SEAS(2)	0.420156	0.071910	5.842814	0.0000
@SEAS(3)	0.761365	0.072118	10.55723	0.0000
@SEAS(4)	0.543744	0.093300	5.827914	0.0000
@SEAS(5)	0.359611	0.084048	4.278642	0.0000
@SEAS(6)	0.266802	0.073947	3.608004	0.0005
@SEAS(7)	0.201583	0.070347	2.865550	0.0052
@SEAS(8)	0.273448	0.069294	3.946208	0.0002
@SEAS(9)	0.244546	0.071910	3.400722	0.0010
@SEAS(10)	0.259702	0.071707	3.621694	0.0005
@SEAS(11)	0.288518	0.071845	4.015854	0.0001
@SEAS(12)	0.163294	0.072294	2.258751	0.0263
C	4.930468	0.644422	7.650990	0.0000

R-squared	0.692824	Mean dependent var	6.389838
Adjusted R-squared	0.652318	S.D. dependent var	0.248975
S.E. of regression	0.146807	Akaike info criterion	-0.882926
Sum squared resid	1.961262	Schwarz criterion	-0.552377
Log likelihood	58.91213	Hannan-Quinn criter.	-0.749011
F-statistic	17.10396	Durbin-Watson stat	1.846690
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 73
ENTRE RÍOS

Tabla 34 - Modelo de Demanda de Energía: P_UNI

Dependent Variable: LOG(P_UNI)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:23
Sample (adjusted): 2008M01 2021M08
Included observations: 164 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_UNI(-1))	0.581321	0.066236	8.776468	0.0000
@SEAS(2)	-0.165066	0.049651	-3.324556	0.0011
@SEAS(3)	-0.067472	0.048984	-1.377427	0.1704
@SEAS(4)	-0.162499	0.050463	-3.220136	0.0016
@SEAS(5)	-0.068902	0.049421	-1.394189	0.1653
@SEAS(6)	-0.172676	0.050766	-3.401417	0.0009
@SEAS(7)	-0.084375	0.049375	-1.708867	0.0895
@SEAS(8)	-0.207887	0.050379	-4.126480	0.0001
@SEAS(9)	-0.084521	0.049252	-1.716081	0.0882
@SEAS(10)	-0.117040	0.050458	-2.319557	0.0217
@SEAS(11)	-0.177971	0.050692	-3.510853	0.0006
@SEAS(12)	-0.341569	0.049740	-6.867052	0.0000
C	2.941280	0.431832	6.811170	0.0000

R-squared	0.463941	Mean dependent var	6.697846
Adjusted R-squared	0.421340	S.D. dependent var	0.165088
S.E. of regression	0.125582	Akaike info criterion	-1.235767
Sum squared resid	2.381394	Schwarz criterion	-0.990046
Log likelihood	114.3329	Hannan-Quinn criter.	-1.136013
F-statistic	10.89046	Durbin-Watson stat	2.045324
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 35 - Modelo de Demanda de Energía: P_WAL

Dependent Variable: LOG(P_WAL)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:24
Sample (adjusted): 2005M02 2021M08
Included observations: 199 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_WAL(-1))	0.671661	0.054186	12.39550	0.0000
@TREND	-0.000313	9.85E-05	-3.173311	0.0018
@SEAS(2)	-0.140726	0.023390	-6.016492	0.0000
@SEAS(3)	-0.028203	0.024115	-1.169545	0.2437
@SEAS(4)	-0.171183	0.023826	-7.184660	0.0000
@SEAS(5)	-0.198586	0.026070	-7.617511	0.0000
@SEAS(6)	-0.257955	0.029296	-8.805142	0.0000
@SEAS(7)	-0.153753	0.034213	-4.493922	0.0000
@SEAS(8)	-0.115527	0.033682	-3.429926	0.0007
@SEAS(9)	-0.050513	0.032097	-1.573743	0.1173
@SEAS(10)	0.013545	0.028838	0.469700	0.6391
@SEAS(11)	-0.005109	0.025519	-0.200205	0.8415
@SEAS(12)	0.055657	0.024399	2.281160	0.0237
C	2.097269	0.344372	6.090133	0.0000

R-squared	0.886412	Mean dependent var	6.025780
Adjusted R-squared	0.878430	S.D. dependent var	0.192324
S.E. of regression	0.067057	Akaike info criterion	-2.498779
Sum squared resid	0.831890	Schwarz criterion	-2.267089
Log likelihood	262.6285	Hannan-Quinn criter.	-2.405008
F-statistic	111.0530	Durbin-Watson stat	2.058136
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 36 - Modelo de Demanda de Energía: P_RES

Dependent Variable: LOG(P_RES)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 11:26
Sample (adjusted): 2015M01 2021M08
Included observations: 80 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(P_RES(-1))	0.518959	0.104879	4.948171	0.0000
@TREND	-0.000433	0.000191	-2.262750	0.0269
@SEAS(2)	-0.118036	0.018970	-6.222126	0.0000
@SEAS(3)	-0.034838	0.019178	-1.816539	0.0738
@SEAS(4)	-0.129559	0.018502	-7.002488	0.0000
@SEAS(5)	-0.101595	0.020929	-4.854323	0.0000
@SEAS(6)	-0.139047	0.021567	-6.447137	0.0000
@SEAS(7)	-0.099732	0.024278	-4.107927	0.0001
@SEAS(8)	-0.120894	0.023190	-5.213292	0.0000
@SEAS(9)	-0.170444	0.024895	-6.846378	0.0000
@SEAS(10)	-0.081721	0.028818	-2.835784	0.0061
@SEAS(11)	-0.061200	0.024424	-2.505702	0.0147
@SEAS(12)	0.010076	0.021475	0.469190	0.6405
C	4.133200	0.892020	4.633530	0.0000

R-squared	0.855256	Mean dependent var	8.268037
Adjusted R-squared	0.826745	S.D. dependent var	0.082712
S.E. of regression	0.034428	Akaike info criterion	-3.742259
Sum squared resid	0.078229	Schwarz criterion	-3.325405
Log likelihood	163.6904	Hannan-Quinn criter.	-3.575130
F-statistic	29.99815	Durbin-Watson stat	1.979359
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

1.2. Clientes

Las tablas debajo presentan los modelos econométricos estimados para la proyección del número de clientes.

Tabla 37 - Modelo de Número de Clientes: T1R

Dependent Variable: LOG(T1R)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(POB)	3.094043	0.033372	92.71293	0.0000
C	-31.01761	0.469529	-66.06109	0.0000

R-squared	0.998374	Mean dependent var	12.51360
Adjusted R-squared	0.998258	S.D. dependent var	0.143338
S.E. of regression	0.005983	Akaike info criterion	-7.283347
Sum squared resid	0.000501	Schwarz criterion	-7.186773
Log likelihood	60.26677	Hannan-Quinn criter.	-7.278401
F-statistic	8595.688	Durbin-Watson stat	0.648957
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 74
ENTRE RÍOS

Tabla 38 - Modelo de Número de Clientes: T1RU

Dependent Variable: LOG(T1RU)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(POB)	2.361585	0.090025	26.23262	0.0000
C	-24.47965	1.266597	-19.32710	0.0000

R-squared	0.980061	Mean dependent var	8.746337
Adjusted R-squared	0.978637	S.D. dependent var	0.110423
S.E. of regression	0.016139	Akaike info criterion	-5.298630
Sum squared resid	0.003647	Schwarz criterion	-5.202056
Log likelihood	44.38904	Hannan-Quinn criter.	-5.293684
F-statistic	688.1504	Durbin-Watson stat	0.396808
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 39 - Modelo de Número de Clientes: T1G

Dependent Variable: LOG(T1G)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:09
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.021235	0.000890	23.86287	0.0000
C	10.41337	0.007834	1329.244	0.0000

R-squared	0.976004	Mean dependent var	10.57263
Adjusted R-squared	0.974290	S.D. dependent var	0.102335
S.E. of regression	0.016409	Akaike info criterion	-5.265537
Sum squared resid	0.003769	Schwarz criterion	-5.168964
Log likelihood	44.12430	Hannan-Quinn criter.	-5.260592
F-statistic	569.4366	Durbin-Watson stat	0.272596
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 40 - Modelo de Número de Clientes: T2

Dependent Variable: LOG(T2)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.055953	0.006100	9.172454	0.0000
C	6.731830	0.053702	125.3559	0.0000

R-squared	0.857338	Mean dependent var	7.151477
Adjusted R-squared	0.847148	S.D. dependent var	0.287701
S.E. of regression	0.112480	Akaike info criterion	-1.415607
Sum squared resid	0.177126	Schwarz criterion	-1.319033
Log likelihood	13.32485	Hannan-Quinn criter.	-1.410662
F-statistic	84.13392	Durbin-Watson stat	0.314951
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 41 - Modelo de Número de Clientes: T3MT33

Dependent Variable: LOG(T3MT33)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.035288	0.002450	14.40372	0.0000
C	2.982049	0.021567	138.2659	0.0000

R-squared	0.936785	Mean dependent var	3.246707
Adjusted R-squared	0.932270	S.D. dependent var	0.173579
S.E. of regression	0.045174	Akaike info criterion	-3.240123
Sum squared resid	0.028570	Schwarz criterion	-3.143549
Log likelihood	27.92098	Hannan-Quinn criter.	-3.235177
F-statistic	207.4671	Durbin-Watson stat	1.579865
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 42 - Modelo de Número de Clientes: T3MT13

Dependent Variable: LOG(T3MT13)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.024106	0.001687	14.28937	0.0000
C	4.059394	0.014851	273.3400	0.0000

R-squared	0.935835	Mean dependent var	4.240187
Adjusted R-squared	0.931251	S.D. dependent var	0.118635
S.E. of regression	0.031106	Akaike info criterion	-3.986352
Sum squared resid	0.013546	Schwarz criterion	-3.889778
Log likelihood	33.89082	Hannan-Quinn criter.	-3.981407
F-statistic	204.1860	Durbin-Watson stat	1.366596
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 43 - Modelo de Número de Clientes: T3BT

Dependent Variable: LOG(T3BT)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.051961	0.004962	10.47259	0.0000
C	6.140293	0.043680	140.5760	0.0000

R-squared	0.886800	Mean dependent var	6.530004
Adjusted R-squared	0.878714	S.D. dependent var	0.262701
S.E. of regression	0.091488	Akaike info criterion	-1.828738
Sum squared resid	0.117182	Schwarz criterion	-1.732165
Log likelihood	16.62991	Hannan-Quinn criter.	-1.823793
F-statistic	109.6751	Durbin-Watson stat	0.248517
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 75
ENTRE RÍOS

Tabla 44 - Modelo de Número de Clientes: T4

Dependent Variable: LOG(T4)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.059188	0.001611	36.75092	0.0000
C	6.140127	0.014178	433.0760	0.0000

R-squared	0.989741	Mean dependent var	6.584033
Adjusted R-squared	0.989008	S.D. dependent var	0.283246
S.E. of regression	0.029696	Akaike info criterion	-4.079122
Sum squared resid	0.012346	Schwarz criterion	-3.982549
Log likelihood	34.63298	Hannan-Quinn criter.	-4.074177
F-statistic	1350.630	Durbin-Watson stat	0.573242
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 45 - Modelo de Número de Clientes: T5

Dependent Variable: LOG(T5)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:10
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.015697	0.000861	18.22481	0.0000
C	4.215995	0.007582	556.0344	0.0000

R-squared	0.959554	Mean dependent var	4.333721
Adjusted R-squared	0.956665	S.D. dependent var	0.076290
S.E. of regression	0.015881	Akaike info criterion	-5.330876
Sum squared resid	0.003531	Schwarz criterion	-5.234302
Log likelihood	44.64701	Hannan-Quinn criter.	-5.325930
F-statistic	332.1438	Durbin-Watson stat	0.728690
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Tabla 46 - Modelo de Número de Clientes: USO

Dependent Variable: LOG(USO)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:11
Sample (adjusted): 2005 2020
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	0.017254	0.001351	12.76680	0.0000
C	4.263901	0.011897	358.3914	0.0000

R-squared	0.920900	Mean dependent var	4.393304
Adjusted R-squared	0.915250	S.D. dependent var	0.085599
S.E. of regression	0.024919	Akaike info criterion	-4.429869
Sum squared resid	0.008694	Schwarz criterion	-4.333295
Log likelihood	37.43895	Hannan-Quinn criter.	-4.424924
F-statistic	162.9912	Durbin-Watson stat	1.479279
Prob(F-statistic)	0.000000		

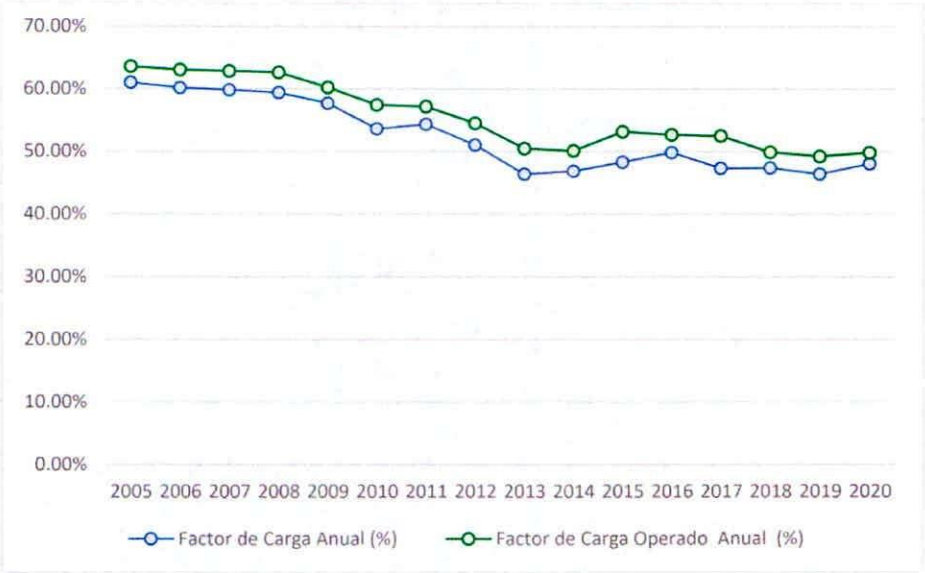
Fuente: elaboración propia

2. ANÁLISIS DEL FACTOR DE CARGA

Tal como se explica en el apartado 3.4., para poder proyectar la demanda máxima y la demanda máxima operada de ENERSA, resulta necesario contar con un escenario de proyección del factor de carga anual y factor de carga operado anual.

Como se puede observar en la figura debajo, en ambos casos, el factor de carga y factor de carga operado han variado negativamente a lo largo del tiempo.

Figura 10 – Factor de Carga y Factor de Carga Operado



Fuente: elaboración propia en base a datos de ENERSA

En tal sentido, resulta de interés analizar la existencia de una relación de largo plazo entre dicho factor y su propia historia (tendencia determinística o rezagos de la propia variable) y/o ante variables explicativas exógenas, tales como la temperatura máxima registrada.

Se procedió entonces a estimar modelos econométricos a partir de información de periodicidad mensual y diaria suministrada por ENERSA. Sin embargo, los resultados de dichos modelos no contaron con el correcto grado de ajuste, alcanzándose coeficientes de R^2 menores a 0,35 en todos los casos.

A pesar de ello, fue posible corroborar que, de acuerdo a los modelos de mejor grado de ajuste, la variable temperatura no resultaba significativa estadísticamente o no poseía el signo esperado (negativo). En cambio, si fue posible observar una tendencia negativa significativa en ambas variables (FC y FCO mensual).

Por este motivo se procedió a estimar un modelo tendencial a fines de explicar la evolución del factor de carga y factor de carga operado anual. Las tablas debajo resumen las salidas de los modelos econométricos.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 76
ENTRE RIOS

Tabla 47 - Modelo de Factor de Carga Anual

Dependent Variable: LOG(FC)
Method: Least Squares
Date: 11/19/21 Time: 16:53
Sample (adjusted): 2005 2021
Included observations: 17 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	-0.018457	0.002362	-7.812930	0.0000
C	-0.510217	0.022161	-23.02371	0.0000

R-squared	0.802740	Mean dependent var	-0.657870
Adjusted R-squared	0.789590	S.D. dependent var	0.104024
S.E. of regression	0.047717	Akaike info criterion	-3.136948
Sum squared resid	0.034153	Schwarz criterion	-3.038923
Log likelihood	28.66406	Hannan-Quinn criter.	-3.127204
F-statistic	61.04188	Durbin-Watson stat	0.655451
Prob(F-statistic)	0.000001		

Fuente: elaboración propia

Tabla 48 - Modelo de Factor de Carga Operado Anual

Dependent Variable: LOG(FCO)
Method: Least Squares
Date: 11/03/21 Time: 13:09
Sample (adjusted): 2005 2021
Included observations: 17 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
@TREND	-0.017633	0.001826	-9.658742	0.0000
C	-0.456562	0.017126	-26.65909	0.0000

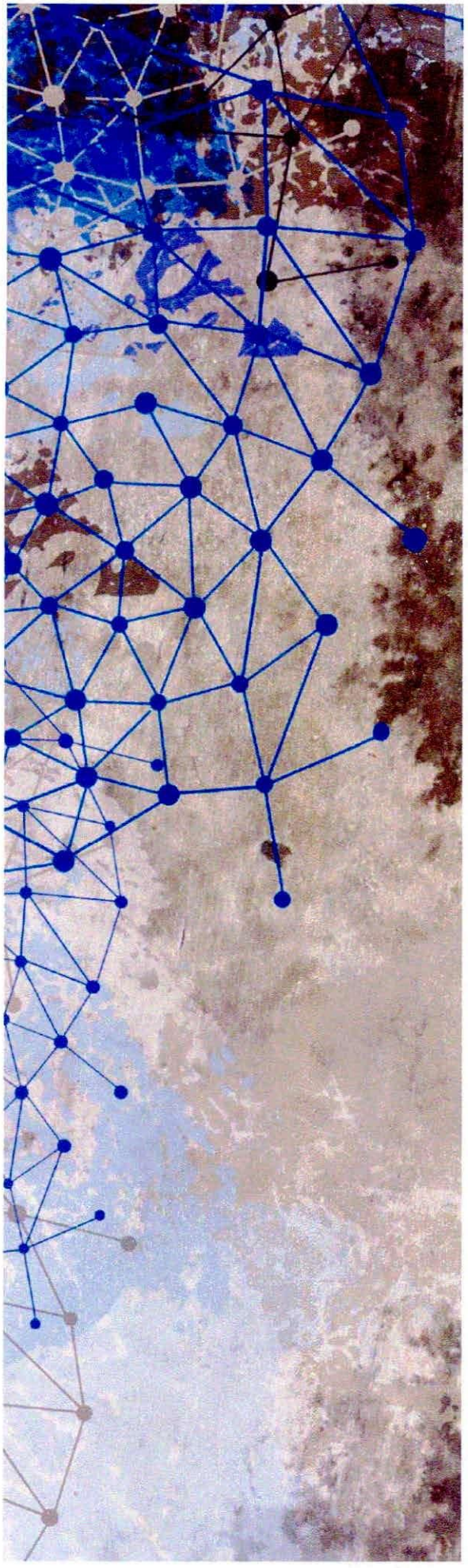
R-squared	0.861485	Mean dependent var	-0.597628
Adjusted R-squared	0.852250	S.D. dependent var	0.095936
S.E. of regression	0.036876	Akaike info criterion	-3.652384
Sum squared resid	0.020398	Schwarz criterion	-3.554359
Log likelihood	33.04526	Hannan-Quinn criter.	-3.642640
F-statistic	93.29129	Durbin-Watson stat	0.742315
Prob(F-statistic)	0.000000		

Fuente: elaboración propia

Se observa que en ambos casos el coeficiente asociado a la tendencia determinística posee signo negativo y resulta estadísticamente significativo. Ello implica que, de mantenerse la tendencia histórica, se esperará una reducción en el factor de carga a lo largo del tiempo.

Finalmente, cabe destacar que, como toda variable explicativa exógena, de haber incluido a la temperatura máxima en el modelo, se hubiera precisado incorporar una proyección de la misma para el período futuro (2022-2031). Esto, elevaría el grado de dificultad de realizar un pronóstico preciso, ya que requeriría de una proyección específica de la variable temperatura que cuente con la mayor precisión y objetividad posible.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 77
ENTRE RIOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo II – Informe Determinación de la Tasa de Reinversión

Enersa

Mayo 2022

M 2102 - 21

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 3
2. DESARROLLO METODOLÓGICO 4
3. COSTO DE CAPITAL PROPIO 6
3.1. Tasa Libre de Riesgo 7
3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País 7
3.3. Riesgo Sistemático de la Industria 9
3.4. Determinación del Premio por Riesgo 11
3.5. Costo del Capital Propio 11
4. COSTO DE ENDEUDAMIENTO 12
5. ESTRUCTURA DE CAPITAL 14
6. COSTO REAL PROMEDIO DE CAPITAL 15
7. CONCLUSIONES 16

Índice de Tablas y Figuras

Tabla 1 Betas de *Utilities* – EUA 10
Tabla 2 Costo de Capital Propio 12
Tabla 3 Costo de Capital de Terceros 14
Tabla 4 Estructura de capital ENERSA (2020) 15
Tabla 5 Costo de Capital Nominal 15
Tabla 6 Costo de Capital Real 16

Figura 1 Riesgo País Argentina 9

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 78
ENTRE RÍOS

1. INTRODUCCIÓN

El objeto general de este estudio de consultoría es desarrollar una propuesta tarifaria para la empresa Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima (ENERSA) a ser presentada y evaluada por el Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE), así como la asistencia a la empresa en la etapa posterior a la presentación en la disolución de consultas y discusiones asociadas a las discrepancias de criterios metodológicos e información utilizada que puedan aparecer durante dicha evaluación.

En particular, este informe tiene como objeto presentar los resultados del análisis de la tasa de reinversión requerida sobre el capital para la actividad de distribución de energía eléctrica en Argentina.

Una de las premisas fundamentales de un marco regulatorio que sea sostenible en el tiempo es la suficiencia financiera del sector. Para ello es preciso proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con los costos económicos eficientes que tiene un inversor y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, tanto en mercados nacionales como internacionales.

Como suele ocurrir en la mayoría de las experiencias regulatorias en materia de tasa de retorno al capital, el régimen económico bajo el cual opera la actividad de distribución de electricidad promueve, para las empresas del sector, un retorno sobre el capital invertido razonable de acuerdo con el riesgo que asuman en sus actividades.

En Argentina, la Ley 24.065 de 1991, que regula las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, establece:

> *"**ARTICULO 41**. Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa; b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente."*

Por su parte, la Ley Provincial N°8916/95, que establece el marco regulador del sector eléctrico de Entre Ríos, establece en su Capítulo VII referido a la tarifa, lo siguiente:

> *"**ARTÍCULO 30**. Los servicios prestados por los distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:*
>
> *a) Proveerán a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes, por la prestación de un servicio eficiente, los ingresos necesarios para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 31 de esta ley;*
>
> *b) Deberá tenerse en cuenta las diferencias de costos que existan entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, modalidad de consumo y cualquier otra característica que el Ente Provincial Regulador de la Energía califique como relevante;*
>
> *c) El precio de venta de electricidad a los usuarios finales, incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad, ya sea a otro distribuidor o directamente del Mercado Eléctrico Mayorista creado por Ley Nº 24065.*

d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios; compatible con la seguridad del abastecimiento."

*"**ARTÍCULO 31**. Las tarifas que apliquen los distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, en la medida que operen con eficiencia. Asimismo la tasa deberá ser similar a la de otras actividades de riesgo, comparables nacional e internacionalmente."*

La discusión medular en materia regulatoria se centra en el grado de discrecionalidad en la fijación del nivel del costo de capital o costo de reinversión. Es claro que, si el método de estimación de la tasa de retorno es excesivamente discrecional, el riesgo regulatorio es alto y eso afecta la capacidad para atraer capital al sector y por lo tanto su sustentabilidad.

Las prácticas regulatorias intentan utilizar enfoques lo menos discrecionales posibles, existiendo cada vez mayor consenso en el uso de métodos estandarizados como los más adecuados. Por el contrario, la determinación de la tasa de manera discrecional es cada vez menos utilizada.

Los métodos estandarizados, en la búsqueda por fortalecer las buenas prácticas regulatorias, promueven la transparencia y ofrecen mayor certidumbre sobre cuáles son los elementos determinantes de la tasa de retorno reconocida. De esta manera, mediante la observación de reglas estándar, claras y transparentes, se pretende elevar la competencia por los flujos de inversión, así como la certidumbre al interior de la industria. Entre los métodos estandarizados, el que mayor consenso ha adquirido es el CAPM/WACC, tanto en su uso estrictamente financiero como regulatorio.

El CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) permite determinar el costo del capital propio, esto es, el rendimiento solicitado por los accionistas; y efectuar la comparación del caso bajo análisis con empresas que pertenecen a la misma industria y desarrollan actividades en condiciones similares de riesgo.

Por otra parte, y considerando que la expansión, operación y mantenimiento de redes se financia con capital propio y endeudamiento, en la mayoría de las prácticas regulatorias se prefiere la estimación de la tasa de retorno a través del cálculo de la WACC (*Weighted Average Cost Of Capital*). Así, el método adiciona al costo del capital propio, previamente calculado por CAPM, el costo marginal de endeudamiento, y pondera ambos componentes en función del endeudamiento óptimo para la actividad. De este modo se transfiere a los usuarios los beneficios resultantes de una gestión financiera óptima, dado que el grado de endeudamiento y el costo del mismo no corresponden con los presentes en las empresas, sino con los que resultan adecuados en función de un análisis de *benchmarking* financiero.

2. DESARROLLO METODOLÓGICO

El modelo CAPM, utilizado en el presente estudio para determinar el costo esperado del capital propio, calcula la tasa de retorno como la suma de la tasa libre de riesgo para el país donde la empresa desarrolla la actividad, más el producto del riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica y del premio por riesgo del mercado. Este último riesgo corresponde a la diferencia entre la rentabilidad de una cartera diversificada de inversiones y la tasa libre de riesgo.

Existen dos tipos básicos de inversiones de las que se ocupa el modelo: un valor libre de riesgo cuyo rendimiento durante el período de retención se conoce con certeza; y un portafolio de acciones comunes, compuesto por todos los valores disponibles en manos del público, ponderadas

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 79
ENTRE RÍOS

de acuerdo con sus valores de mercado.

La idea principal detrás del CAPM es que, dado que el inversionista es averso al riesgo, existe una relación de equilibrio entre el riesgo y el rendimiento esperado. En el equilibrio del mercado, se espera que una determinada inversión proporcione un rendimiento proporcional a su *riesgo sistemático* (riesgo que no se puede evitar mediante la diversificación: factores externos y macroeconómicos diversos que afectan el funcionamiento de todas las empresas por igual). Mientras mayor sea el riesgo sistemático, mayor deberá ser el rendimiento que los inversionistas esperarán de ese valor. El modelo asume que existe una tasa libre de riesgo que puede ser ganada en una inversión hipotética cuyo retorno no varía período a período. Entonces, una inversión con riesgo, deberá proveer al inversor un premio por dicho riesgo, adicional a la tasa libre de riesgo. En este marco, el tamaño de ese premio por riesgo es proporcional al riesgo sistemático que ha tomado el inversor.

El CAPM usa el término *beta* para referirse a esta asociación, implícita en el concepto de riesgo sistemático, entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto.

Por otro lado, el *riesgo no sistemático* resulta la otra porción del riesgo total que puede evitarse diversificando la cartera, y, por lo tanto, dado que depende del inversionista, no deberá ser premiado.

Entonces, el modelo postula que el rendimiento esperado de una inversión deberá estar relacionado con su grado de riesgo sistemático, no con su riesgo total, dado que en definitiva es el que le importa a un inversionista que posee un portafolio bien diversificado.

La variante más usada de modelo CAPM para estimar el costo del capital propio descansa sobre el supuesto de que los mercados de capitales están completamente segregados. Por lo tanto, los insumos usados para estimar el CAPM están basados en los mercados locales en vez de los mercados globales. Este abordaje es discutible, en especial cuando las economías son pequeñas e integradas con los mercados globales. En este contexto, para el caso de la actividad de distribución eléctrica en Argentina se optó por aplicar un modelo *global* de CAPM. Considerando que Argentina es un país emergente, los inversores consideran otras variables al momento de tomar una decisión de inversión, como el ambiente político y financiero, la estabilidad económica, la seguridad jurídica, etc. Para reflejar el riesgo que implica invertir en una economía donde influyen estas variables se adiciona un término de *spread* que intenta reflejar el mayor retorno que solicita un inversionista por invertir en una economía emergente. La estimación de este riesgo local se explicará más adelante en este informe.

En el esquema CAPM global, la tasa de retorno basada en los conceptos antes indicados, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_L + \beta_L \times (r_M - r_F) \qquad (1)$$

Donde:

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

β_L es el riesgo sistemático de la industria en cuestión.

r_M es el retorno de una cartera diversificada.

En términos simplificados, la ecuación (1) expresa que el rendimiento esperado de un valor con riesgo es una combinación de la tasa libre de riesgo más una prima por el riesgo. El paréntesis (r_m - r_f) es el premio de mercado o por riesgo. En otras palabras, es el rendimiento en exceso, esto es, el rendimiento esperado menos el rendimiento libre de riesgo. Esta prima por el riesgo es necesaria para inducir a los inversionistas aversos al riesgo a que compren un valor con riesgo.

El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más el costo del capital propio o *equity*.

La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D+E} \times r_D \times (1-t) + \frac{E}{D+E} \times r_E \qquad (2)$$

Donde:

$WACC$ es la tasa de costo de capital (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

El criterio adoptado en el presente informe consiste en la optimización de la utilización de financiamiento externo y el impacto del mismo en los costos empresarios, por lo cual se procederá a calcular la tasa de costo de capital como promedio de las fuentes de capital, estimado por el WACC.

3. COSTO DE CAPITAL PROPIO

La determinación de los parámetros necesarios para el cálculo es el mayor problema del método CAPM.

En Argentina, como en la mayoría de los países latinoamericanos, el mercado accionario no posee gran dinamismo en materia de transacciones de empresas eléctricas. Por ello, el mercado accionario carece de una historia lo suficientemente extensa como para poder ofrecer rendimientos históricos de los títulos con suficiente confiabilidad. Por esta razón se ha decidido utilizar estadísticas internacionales para determinar el premio por riesgo y el riesgo sistemático de la industria, antes definido. Ésta es una práctica usual en los cálculos regulatorios de los países con mercados de capitales no suficientemente desarrollados.

Otro aspecto que puede poseer un impacto relevante en los resultados es el del período considerado a la hora de determinar los parámetros. En general, se suelen utilizar promedios de períodos -para evitar la volatilidad que pueden tener los valores *spot*, afectados por condiciones coyunturales que no necesariamente se mantienen en el largo plazo.

Por ese motivo, para este estudio en particular se ha optado considerar para las principales variables que determinar el costo de capital un promedio de los valores observados en los últimos

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 80
ENTRE RÍOS

5 años.

3.1. Tasa Libre de Riesgo

En general, para determinar la tasa libre de riesgo se utilizan los rendimientos de instrumentos soberanos emitidos por países con baja probabilidad de cesación de pagos y mínimo riesgo de insolvencia. En este sentido, el rendimiento nominal de un bono del tesoro de Estados Unidos (EUA) suele ser la opción más comúnmente utilizada en los países que utilizan el dólar estadounidense como moneda, directa o indirectamente, en su función de reserva de valor.

Teóricamente, el rendimiento de las letras del Tesoro de EUA (US T-bills) a 90 días se encuentra libre de riesgo de cesación de pagos. Pero su tasa fluctúa mucho, por lo que la estimación del rendimiento del capital propio resultaría muy volátil y poco confiable. Por otro lado, el rendimiento de los bonos de largo plazo del Tesoro de EUA (US T-bonds) se aproxima más al rendimiento de las acciones y es más estable. Para inversores con un horizonte de largo plazo (como en el caso de las inversiones en el sector de energía), este tipo de bonos es una referencia de tasa libre de riesgo, y es lo más utilizado en la práctica.

En cuanto a los valores del bono que se utilizan, dado que el CAPM es un método *forward looking*, puede considerarse que el valor *spot* es la mejor valuación para utilizar en la estimación, ya que se descuentan las expectativas de todos los agentes. Sin embargo, la volatilidad de las expectativas de los agentes puede llevar a ciertas distorsiones, por lo que en la práctica se suelen utilizar promedios, evitándose así las crisis cíclicas propias de los mercados financieros. Dado que la actividad de distribución de energía eléctrica se caracteriza por ser un emprendimiento de largo plazo, la utilización de promedios puede ser más representativa de esa realidad. El rendimiento promedio de un período extenso proporcionaría así una base estadística más amplia, ya que se atenúa cualquier situación coyuntural que distorsione temporalmente los rendimientos.

En el presente cálculo se utiliza como tasa libre de riesgo la media aritmética de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de EUA a 20 años (UST20) de los últimos cinco años (período noviembre 2016 – octubre 2021), el cual dio como resultado **2,31%**[1].

Cabe mencionar que se utiliza la tasa de rendimiento nominal como base para la estimación de la tasa libre de riesgo nominal, ajustándose luego a términos reales una vez calculada la tasa promedio ponderada total nominal. Se utiliza una tasa nominal porque guarda consistencia con el cálculo de otros componentes de la tasa total, los que inevitablemente son nominales (por ejemplo, para estimar la prima de riesgo de mercado se necesita la tasa libre de riesgo en forma nominal, pues los rendimientos del mercado de acciones están expresados en forma nominal).

3.2. Determinación de la Prima por Riesgo País

Al estimar el costo del capital en un país emergente, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suelen ser más riesgosas que en economías más desarrolladas y estables económicamente. Los mercados emergentes

[1] Fuente: https://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15.

están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político-institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

De esta manera, los factores económicos, financieros y político-institucionales que intervienen en la determinación de la prima por riesgo país son, en su mayoría, difíciles de cuantificar. El riesgo político-institucional es probablemente el menos cuantificable y se refiere al riesgo de exposición inherente al contexto político en que se desarrolla la actividad. Los factores que afectan esta variable son la amenaza de guerra, la inestabilidad social, las transferencias desordenadas de poder político, la violencia política, las disputas internacionales, los cambios de régimen y la volatilidad institucional. También pueden considerarse la calidad profesional del aparato burocrático, la transparencia y justicia del sistema político, los niveles de corrupción y la criminalidad.

Debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de *spread* por riesgo país (*country spread model*), que consiste en calcular un *spread* específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. Más específicamente, este *spread* es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA utilizado para estimar la tasa libre de riesgo.

Otra forma de determinar esta prima por el riesgo sistemático del país es mediante la utilización de un indicador denominado EMBI + País (*Emerging Market Bond Index Plus*) que mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país determinado por endeudarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos. Este indicador, estimado por *JP Morgan*, es de amplia utilización y reconocimiento en el ámbito de las finanzas; y está compuesto por una canasta de bonos nominados en dólares de los Estados Unidos, de distinta vida promedio.

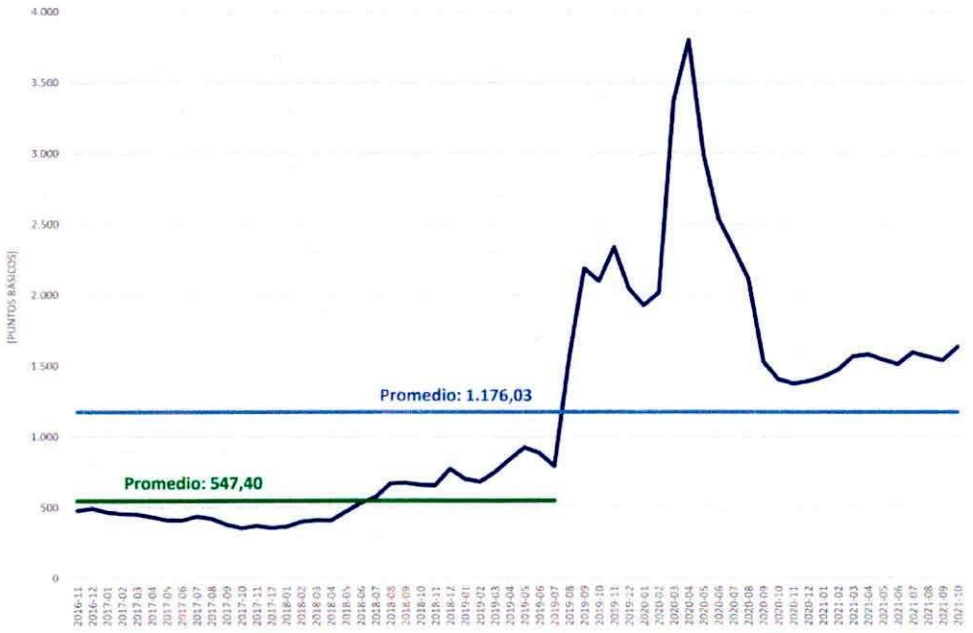
En el caso de los países latinoamericanos, el riesgo país es una variable de elevada volatilidad, que fluctúa entre valores extremos en un mismo país en cortos períodos de tiempo. En un contexto macroeconómico estable, el *spread* tiende a reducirse, mientras que durante un período en el que el ciclo económico o político no es favorable, se incrementa.

Para estimar la prima por riesgo país en Argentina se optó por determinar el *spread* considerando el EMBI+ de Argentina[2]. Si consideramos para su estimación datos de los últimos cinco años (período noviembre 2016 – octubre 2021, en consistencia con el utilizado para la determinación de la tasa libre de riesgo), se obtiene una prima de 1.176,03 puntos básicos. Sin embargo, como se observa en la gráfica debajo, en dicho período se observaron valores muy elevados a partir de agosto de 2019 (cuando se evidenciaron los problemas de financiamiento y endeudamiento que enfrentaba el país), con un máximo de 4.269 puntos básicos el 20 de marzo de 2020 (primer día del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio decretado por el gobierno nacional con motivo de la pandemia de COVID-19).

[2] Fuente: Bloomberg.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 81
ENTRE RIOS

Figura 1 Riesgo País Argentina



Fuente: JP Morgan

Considerando que el período a partir de agosto de 2019 (que incluye la crisis de confianza en la economía argentina y los efectos de la pandemia de COVID-19) puede ser valorado como coyuntural, se optó por considerar el período noviembre 2016 – julio 2019 para determinar el premio por riesgo país, por lo que el valor obtenido es de **547,40 puntos básicos**.

3.3. Riesgo Sistemático de la Industria

La metodología CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo sistemático de una acción o una cartera en comparación con el mercado.

Para estimar el beta de una empresa se deben medir los cambios que ha experimentado el precio de la acción con respecto a los movimientos del mercado global de acciones. Hay numerosas empresas de reconocido prestigio internacional que realizan este tipo de análisis. Entre las más importantes pueden citarse *Merrill Lynch*, *Ibbotson Associates*, *Value Line*, *Bloomberg*, *Standard & Poor`s* y *Compustat* entre otras. Típicamente, beta es estimado econométricamente utilizando modelos de regresión. Esto es, el rendimiento en exceso de una acción individual se regresa en el tiempo contra el rendimiento en exceso de un portafolio de mercado (el rendimiento en exceso es, en este caso, igual al retorno total menos la tasa libre de riesgo para el período en cuestión). La pendiente de la ecuación de regresión es el beta, que expresa la sensibilidad del rendimiento en exceso del valor del portafolio del mercado. Si la inclinación de la recta dada por la ecuación es uno, significa que los rendimientos en exceso para la acción varían proporcionalmente con los rendimientos en exceso del portafolio de mercado (la acción tiene el mismo riesgo sistemático que el mercado como un todo).

Nuevamente, debido a la corta historia que posee el mercado accionario local, el cálculo del riesgo sistemático o 'beta' (ß) se ha realizado considerando estadísticas internacionales correspondientes al mercado de Estados Unidos. A partir de las mismas, para poder aplicarlas al caso local se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado estadounidense y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento empresario propuesto y la alícuota impositiva en Argentina.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la ecuación de Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_E}{1 + (1 - t) \times \left({}^{D}/_{E}\right)} \qquad (3)$$

Donde:

β_U es el Beta del activo o desapalancada

β_E es el Beta del patrimonio o apalancada

D es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo

E es el Patrimonio Neto

t es la tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

La importancia de la ecuación (3) estriba en que permite separar el riesgo del negocio, imbuido en el beta desapalancando, β_U, del beta apalancando, β_E, el cual contiene el riesgo financiero de la estructura de capital. El $\beta_E$crece en forma lineal con la estructura de deuda.

En el presente estudio se tomó como referencia el coeficiente beta desapalancado estimado por *Damodaran* para distintas *utilities* de Estados Unidos. Dicho valor, de acuerdo a la publicación más reciente (enero de 2021) resultó igual a 0,48.

En las tablas siguientes se muestran los datos correspondientes al mencionado período:

Tabla 1 Betas de *Utilities* – EUA

BETA	2021
Valor apalancado	0,74
Valor desapalancado	0,48

Fuente: Damodaran, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

Para el cálculo de los coeficientes beta del patrimonio ajustado por el apalancamiento asociado a empresas de distribución de energía eléctrica en Argentina, se consideró la tasa impositiva de 35% y una estructura de capital óptima ($D/(D+E)$) de 23% (ver capítulo 5). El resultado de esta beta es **0.57.**

Los valores de beta desapalancados utilizados en el apartado anterior corresponden al mercado de los Estados Unidos, donde la regulación se basa en el enfoque *cost plus*. Sin embargo, en Argentina el marco regulatorio establece un sistema de incentivos a través de la fijación de un precio máximo periódico (*price cap*). Teóricamente este método de regulación podría implicar un riesgo superior para las concesionarias reguladas, diferencia que se ve reflejada al examinar comparativamente los betas que se pueden llegar a obtener en países con mercados de capitales

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 82
ENTRE RÍOS

desarrollados y regulación por price cap, como el caso inglés. Para estimar este riesgo se suele incorporar al cálculo de riesgo sistemático un suplemento por riesgo regulatorio utilizando el beta desapalancado del Reino Unido como una aproximación al mayor riesgo sistemático de un régimen de regulación por precio tope.

Sin embargo, durante los últimos años, la diferencia entre los coeficientes de USA y Reino Unido han mostrado ser despreciables o hasta incluso negativas. Por dicho motivo, para este estudio se ha optado por no considerar un ajuste por riesgo regulatorio.

3.4. Determinación del Premio por Riesgo

El premio por riesgo es el adicional que exige un inversor averso al riesgo por invertir en un activo riesgoso en lugar de en un activo libre de riesgo. Es importante recordar que este premio por riesgo viene ponderado por el beta y está relacionado positivamente, mediante la ecuación del CAPM, con la tasa de retorno esperada. De este modo, si aumenta en una unidad el premio por riesgo, la tasa de retorno esperada aumenta en beta, es decir, en el parámetro que vincula el exceso de rendimiento esperado de la empresa para la cual se está calculando la tasa de retorno y el exceso de rendimiento esperado del mercado.

En general se suelen utilizar promedios de series históricas. En este contexto, el debate se centra en dos aspectos: (i) cuál es el período histórico que se debe tomar como referencia; y (ii) si corresponde usar el promedio geométrico o el aritmético.

Con relación al primer punto, existe consenso en que se debe tomar un período lo suficientemente largo que elimine las anomalías propias del ciclo económico.

En relación a la forma de calcular los promedios, el promedio geométrico consiste en la tasa de retorno compuesta que iguala los valores de inicio y fin. De este modo, refleja mejor los retornos ocurridos en el pasado. Sin embargo, el promedio aritmético es un estimador insesgado del parámetro, es decir que, en promedio, es igual al verdadero valor que toma el parámetro. La confusión entre los dos criterios estriba en la diferencia entre "expectativas" y "resultados posibles". El CAPM trabaja con expectativas y en ese sentido el criterio más válido es usar el promedio aritmético.

En el presente cálculo se utilizan promedios aritméticos considerando como fuente de información el estudio realizado por *Ibbotson Associates* sobre el mercado norteamericano, que mide resultados históricos basándose en una cartera sumamente líquida y diversificada como es el Indice Compuesto de *Standard & Poor's 500*. La ponderación de cada acción en el índice corresponde al precio de bolsa multiplicado por el número de acciones en circulación. *Ibbotson Associates* estima el premio por riesgo como la diferencia entre el retorno total del índice y el rendimiento del bono UST-10.

El período analizado abarca desde 1928-2020 y está fundamentado en datos de retornos mensuales. El premio por riesgo de mercado para el período considerado es **6,43%**[3].

3.5. Costo del Capital Propio

Sobre la base de las consideraciones realizadas, la siguiente tabla presenta el rendimiento

[3] Fuente: Damodaran, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

requerido para el capital propio en términos nominales después de impuestos. Según el modelo de CAPM: el valor estimado ubica dicho retorno en el valor de **11,45%.**

Tabla 2 Costo de Capital Propio

Componentes		Formula	Características	Escenario 5 Años
Tasa Libre de Riesgo en USD	r_f		Rendimiento del UST20 - Promedio mensual últimos 5 años	2,31
Adicional por riesgo local en USD	r_c		EMBI+ Argentina - Promedio mensual Nov. 16 – Jul. 19	5,47
Beta sin apalancamiento [adimensional]	$\beta_{USA\ unl}$		*Beta (Value Line) de utilities eléctricas de US*	*0,48*
Beta ajustado por apalancamiento [adimensional]	$\beta_{USA\ lev}$	$\beta_{USA\ unl}$*[1+(1-t)*D/E]	*Beta ajustado por el apalancamiento*	*0,57*
Premio por riesgo	p_m	r_m-r_f	Estimado sobre el mercado de EUA como spread entre el rendimiento del UST-10 y el rendimiento del S&P500 para un horizonte de 92 años - [%]	6,43
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos, en USD	r_e	rf+rc+β*p_m	**Aplicación CAPM [%]**	**11,45**

4. COSTO DE ENDEUDAMIENTO

Como ya ha sido mencionado, el costo de capital promedio, es decir aquel que considera las distintas fuentes de capital, básicamente la propia y el endeudamiento exógeno, se calcula a través del WACC, que como su sigla lo indica es un promedio ponderado de los costos de las distintas fuentes.

El costo de la deuda, por su parte, es el retorno que los poseedores de deuda de la firma demandan al realizar nuevos préstamos. Al contrario del costo del capital propio, el costo de la deuda puede ser directa o indirectamente observado en los mercados financieros.

Para el caso del CAPM, el costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa.

En este estudio, se estimó el costo marginal de endeudamiento por medio de la metodología CAPM, la cual resulta consistente con el cálculo del costo del capital propio.

Según este método, el costo marginal de endeudamiento se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_F + r_L + SS \qquad (4)$$

Donde:

r_d es la tasa marginal de endeudamiento.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 83
ENTRE RÍOS

r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo.

r_L es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión.

SS es el *spread* adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio.

Por lo tanto, para la estimación del costo de capital de terceros mediante la utilización de un CAPM de deuda se requiere definir los siguientes parámetros:

- Tasa libre de riesgo en moneda de EUA: en consistencia con la determinación del costo de capital propio, se utiliza se utiliza el rendimiento del bono del Tesoro de EUA a 20 años considerando el promedio de los rendimientos mensuales de los últimos cinco años (período noviembre 2016 – octubre 2021), el cual dio como resultado **2,31%**.
- Adicional por riesgo local: spread del EMBI+ de Argentina, considerando el promedio de los rendimientos mensuales de los últimos cinco años (período noviembre 2016 – julio 2019), el cual resulta en **547,40** puntos básicos.
- Adicional por riesgo corporativo: esta prima está asociada al riesgo crediticio de la empresa (riesgo del negocio, volatilidad del mismo, estabilidad de los ingresos, etc.) y refleja el mayor riesgo de prestarle a una empresa respecto el riesgo de comprar bonos del gobierno. Normalmente la prima por riesgo corporativo ha sido calculada como la diferencia entre los retornos de bonos soberanos y aquellos de bonos corporativos con calificación *investment grade*. Se utiliza entonces como riesgo del negocio el promedio de los *spreads* estimados por Damodaran para una calificación AAA. Este valor resulta en **0,69%**[4].
- Tasa del impuesto a la renta: debido a que la WACC se estima después de impuesto, se debe evaluar el impacto generado por el pago de intereses. Para ello se utiliza la alícuota del **35%**.

El costo marginal de endeudamiento considerando la ecuación (4) da como resultado una tasa de interés de 8,47%. Dado que esta es una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, lo que equivale a **5,51%** después de impuestos.

[4] Fuente: Damodaran, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/

Tabla 3 Costo de Capital de Terceros

Componentes		Formula	Características	Valor
Tasa Libre de Riesgo en USD	r_f		Rendimiento del UST20 - Promedio mensual últimos 5 años	2,31
Adicional por riesgo local en USD	r_c		EMBI+ Argentina - Promedio mensual últimos 5 años	5,47
Adicional por riesgo crediticio	r_s		Spread Calificación Baa2 Damodaran	0,69
Costo Nominal de la Deuda antes de impuestos , en USD	r_d	$r_F + r_C + r_S$	**Aplicación CAPM de Deuda [%]**	**8,47**
Tasa impositiva	t		Alícuota Impuesto a las Ganancias [%]	35,00
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos, en USD	r'_d	$r_d*(1-t)$	**Aplicación CAPM de Deuda [%]**	**5,51**

5. ESTRUCTURA DE CAPITAL

La definición de la estructura de capital a los efectos del cálculo de la remuneración de capital a ser incluida en las tarifas se debe basar en el hecho de que, en el mundo real, las empresas están permanentemente intentando reducir sus costos de financiación mediante una composición adecuada de capital propio y deudas, en el capital total. Por lo tanto, buscan encontrar el grado ideal de apalancamiento, dado que el costo del capital de terceros es más barato que el costo del capital propio; sin embargo existe una restricción por el riesgo de *default* asociado a los elevados grados de apalancamiento, por lo cual existe un óptimo en la toma de capital de terceros que está básicamente asociado a los riesgos específicos de cada tipo de negocio (más allá de características coyunturales de los mercados de créditos locales o internacionales).

En términos generales existen dos grandes caminos alternativos para determinar la estructura de capital:

- ***Benchmarking* financiero**: esta comparación puede hacerse sobre el mercado local o sobre el mercado de EUA. Una u otra alternativa tiene sus ventajas y desventajas. Utilizar información basada en el mercado de EUA podría implicar obtener un parámetro con baja comparabilidad dadas las diferencias existentes entre los dos países, como por ejemplo la existencia de condiciones del entorno macroeconómico de los países donde las empresas operan que no permita que las mismas puedan posicionarse en los mismos niveles de apalancamiento.
- **Definición endógena**: constituye un método de despeje del porcentaje de participación a partir de la definición de los niveles de cobertura de intereses de deuda en el flujo de caja de cada empresa. Este método resulta interesante y financieramente muy consistente y realista (pues es uno de los indicadores fundamentales que observan las instituciones financieras para continuar prestando).

En el presente estudio se optó por considerar la estructura de capital observada de ENERSA, toda vez que debido al contexto macroeconómico general de Argentina y al contexto particular del sector de distribución eléctrica, la empresa distribuidora no tiene muchas posibilidades de financiarse en

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 84
ENTRE RIOS

el mercado bancario nacional o internacional.

En la tabla siguiente se presenta la estructura de capital de ENERSA de acuerdo al Estado Financiero de ENERSA al 31 de diciembre de 2020.

Tabla 4 Estructura de capital ENERSA (2020)

Componente	Miles de $
Activo no corriente (A)	20.939.805
Pasivo no corriente (D)	4.782.112
Estructura de Capital – Deuda/Activo (D/A)	**0,23**

Fuente: Estados Financieros separados al 31 de diciembre de 2020

Del análisis efectuado surge que la estructura de capital a considerar en el cálculo del WACC es **0,23**.

6. COSTO REAL PROMEDIO DE CAPITAL

La siguiente tabla presenta la tasa de reinversión del capital, en términos nominales después de impuestos para el caso de una empresa de distribución eléctrica operando en Argentina.

Tabla 5 Costo de Reinversión en Términos Nominales

Componentes		Formula	Características	Valor
Costo Nominal del Capital Propio después de impuestos , en USD	r_e	$r_F+r_L+\beta_L*r_M$	**Aplicación CAPM [%]**	**11,45**
Costo Nominal de la Deuda después de impuestos , en USD	r'_d	$r_d*(1-t)$	**Resultado [%]**	**5,51**
Estructura de capital	D/(D+E)		*EEFF ENERSA 2019*	0,23
Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD	**WACC**	$r_E*(1-W_D)+r_D'*W_D$	**Aplicación WACC [%]**	**10,09**

La tasa arriba obtenida es una tasa nominal ya que en su cálculo se consideraron rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados.

La tasa nominal se puede utilizar para realizar análisis de rentabilidad si los flujos de fondos coinciden con el tipo de tasa que se aplica, sin embargo, para el cálculo de la remuneración anual requerida por gastos de capital se requiere una tasa real, pues los costos que se deducen de este ejercicio son ajustados posteriormente por la inflación pertinente, de no ser así se estaría considerando doblemente la inflación, generando un costo adicional a los usuarios finales.

Para estimar el costo real del costo del capital es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, ya que la WACC se calculó en moneda norteamericana.

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, se considera el *spread* entre los bonos del Tesoro de EUA indexados por inflación a 20 años (TIPS) y los bonos sin indexación (UST-20 *bonds*). La diferencia existente entre estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el

cupón y el principal de los TIPS se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Actualmente, considerando la media aritmética de los rendimientos promedio mensuales de los últimos cinco años (período noviembre 2016 – octubre 2021), la diferencia es de **1,95%**, por lo tanto, este valor representa la inflación a largo plazo en el mercado de EUA[5].

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el costo promedio del capital en términos reales después de impuestos se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6 Costo de Reinversión en Términos Reales

Componentes		Formula	Características	Valor
Costo Nominal del Capital después de impuestos, en USD	**WACC**	$r_e*(1-W_d)+r_d'*W_d$	**Aplicación WACC [%]**	**10,09**
Inflación en USD	π_{USA}		Spread del rendimientos de los bonos del tesoro de EUA no indexados e indexados (UST y TIPS) a 20 años - Promedio mensual	1,95
Costo Real del Capital después de impuestos, en USD	**$WACC_R$**	**$[(1+WACC)/(1+\pi_{USA})]-1$**	**Resultado [%]**	**7,99**
Tasa impositiva	t		Alícuota Impuesto a las Ganancias [%]	35,00
Costo Real del Capital antes de impuestos, en USD	**$WACC'_R$**	**$WACC_R/(1-t)$**	**Resultado [%]**	**12,29**

7. CONCLUSIONES

El método CAPM/WACC está teóricamente reconocido y su uso difundido en análisis regulatorios. La estimación de los parámetros en mercados emergentes no es una tarea sencilla y debe recurrirse a los mercados desarrollados para obtener los valores comparables necesarios. No obstante, existe una vasta experiencia en el uso del método y el rango de discrecionalidad está bastante acotado.

El resultado obtenido con la metodología aplicada indica que la tasa mínima esperada de reinversión real después de impuestos alcanza un valor de 7,99% real después de impuestos, equivalente a **12,29% real antes de impuestos.**

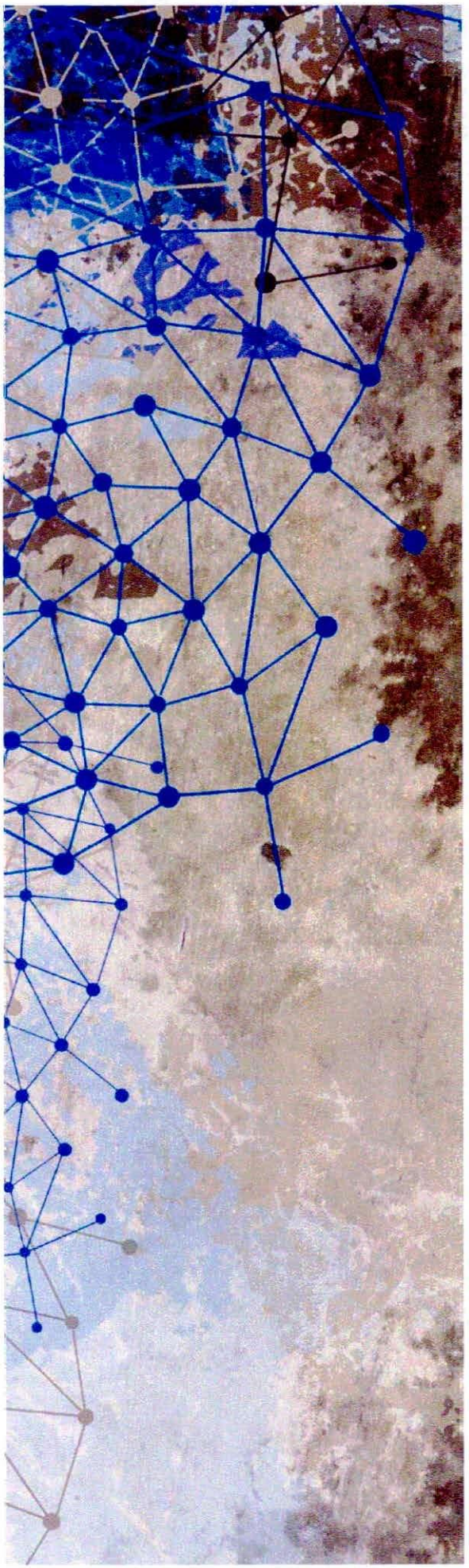
Esta tasa refleja las condiciones actuales y esperadas con las que se enfrenta un inversor en Argentina en el negocio de distribución de energía eléctrica.

Por último, cabe indicar que esta tasa esta expresada en términos reales y en dólares, por lo que, a efectos de preservar el equilibrio económico financiero de la distribuidora, dentro de la fórmula periódica de ajuste tarifario (indexación) se deberían incluir como variables la variación del tipo de

[5] Fuente: https://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 85
ENTRE RIOS

cambio (aplicada sobre la porción transable de los costos totales) y algún o algunos índices que reflejen la variación de otros costos (precios de insumos y servicios, precios de consumidor/productor, costo de mano de obra, etc.).



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 86
ENTRE RÍOS

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo III – Informe: Determinación del Valor Nuevo de Reemplazo

Enersa

Mayo - 2022

M 2102 - 21

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO 8
2. ALCANCE DEL INFORME 8
3. METODOLOGÍA Y CRITERIOS 9
3.1. Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis 9
3.2. Metodologías específicas para la definición y valorización de la red eficiente. 9
3.2.1. Sistema de Alta Tensión 9
3.2.1. Sistema de transformación de MT/MT y CD. 9
3.2.1. Sistema de Media y Baja Tensión (MT y BT) 10
3.2.2. Sistemas de Servicio técnico al cliente. 11
3.1. Valorización a precios de mercado eficiente. 11
4. SISTEMA DE ALTA TENSION 11
4.1. Red de alta tensión 12
4.1.1. Criterios adoptados para la valorización de la Red de Alta tensión 12
4.1.2. Cálculo del VNR de la Red de alta tensión 12
4.2. Estaciones AT/MT 14
4.2.1. Criterios adoptados para la valorización de Estaciones AT/MT 14
4.2.2. Cálculo del VNR de las Estaciones Transformadoras AT/MT 15
4.3. VNR total del Sistema de Alta Tensión 17
5. SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE MT/MT Y CD. 17
5.1. Estaciones MT/MT y Reguladores 17
5.2. Centros de Distribución 18
5.3. Alimentadores de Centros de Distribución 20
5.4. VNR Total de Transformación MT/MT y CD 21
6. SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN 21
6.1. Red No Uniforme 21
6.1.1. Red de MT 21
6.1.1. Equipos de Maniobra y Protección 23
6.1.2. Centros MT/BT 24
6.1.3. Red BT 25
6.2. Red Uniforme 26
6.2.1. Resultado de la zonificación 26
6.2.2. Modelo de red uniforme 29

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 87
ENTRE RÍOS

6.3. VNR Total del sistema de MT y BT 32
7. SISTEMA DE SERVICIO TÉCNICO AL CLIENTE 32
7.1. Resultados de Acometidas 32
7.2. Resultados de Medidores 33
8. RESULTADOS DEL VNR ELÉCTRICO ENERSA 34
8.1. VNR optimizado 34
8.2. Valor de Reemplazo Real 34
ANEXO 1 – ZONIFICACIÓN 37
1. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA 37
2. ÁREAS ZONIFICADAS 38
3. PARÁMETROS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA 39
4. METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA DENSIDAD DE CARGA 40
4.1. Criterios de apropiación de la carga a cada área unitaria 40
4.2. Determinación de las áreas de densidad 41
ANEXO 2 – SISTEMA DE ALTA TENSION 44
1. INTRODUCCIÓN 44
2. VNR DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN 44
2.1. Costos de unidades constructivas 44
2.2. Resultados del VNR de Líneas de Alta tensión 45
3. VNR DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT/MT 46
3.1. Costos de unidades constructivas 48
3.1.1. Costos unitarios de Celdas de 33 kV 49
3.1.2. Costos unitarios de Celdas de 13,2 kV 49
3.1.3. Costos unitarios adoptados para celdas de media tensión 49
3.2. Resultados del VNR de Estaciones Transformadoras AT/MT 50
3.2.1. VNR Estación Transformadora Nogoyá 132/33/13,2 kV 50
3.2.2. VNR Estación Transformadora Masisa 132/33/13,2 kV 51
3.2.3. VNR Estación Transformadora Crespo 132/33/13,2 kV 51
3.2.4. VNR Estación Transformadora El Pingo 132/33/13,2 kV 52
3.2.5. VNR Estación Transformadora Gualeguay 132/33/13,2 kV 52
3.2.6. VNR Estación Transformadora Gran Paraná 500/132/33 kV 53
3.2.7. VNR Estación Transformadora Gualeguaychú 132/33/13,2 kV 53
3.2.8. VNR Estación Transformadora Los Conquistadores 132/33/13,2 kV 54
3.2.9. VNR Estación Transformadora Concordia 132/33/13,2 kV 54

3.2.10. VNR Estación Transformadora Colonia Elía 132/33/13,2 kV 55
3.2.11. VNR Estación Transformadora Chajarí 132/33/13,2 kV 55
3.2.12. VNR Estación Transformadora Colón 132/33/13,2 kV 56
3.2.13. VNR Estación Transformadora Villa Elisa 132/33/13,2 kV 56
3.2.14. VNR Estación Transformadora Villaguay 132/33/13,2 kV 57
3.2.15. VNR Estación Transformadora Federal 132/33/13,2 kV 57
3.2.16. VNR Estación Transformadora Paraná Norte 132/33/13,2 kV 58
3.2.17. VNR Estación Transformadora Paraná Este 132/33/13,2 kV 58
3.2.18. VNR Estación Transformadora Paraná Oeste 132/33/13,2 kV 59
3.2.19. VNR Estación Transformadora Paraná Sur 132/33/13,2 kV 59
3.2.20. VNR Estación Transformadora San José 132/33/13,2 kV 60
3.2.21. VNR Estación Transformadora San Salvador 132/33/13,2 kV 60
3.2.22. VNR Estación Transformadora Uruguay Sur 132/33/13,2 kV 61
3.2.23. VNR Estación Transformadora Santa Elena 132/33/13,2 kV 61
3.2.24. VNR Estación Transformadora Uruguay 132/33/13,2 kV 62
3.2.25. VNR Estación Transformadora Victoria 132/33/13,2 kV 62
3.2.26. VNR Estación Transformadora Basavilbaso 132/33/13,2 kV 63
ANEXO 3 – MODELO DE RED UNIFORME 64
1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO GEOMÉTRICO 64
2. MUY ALTA DENSIDAD (MAD) 64
2.1.2. Costo de pérdidas 71
3. ALTA DENSIDAD 1 Y 2, MEDIA DENSIDAD Y BAJA DENSIDAD 73
4. EQUIPAMIENTO DE MT 82
ANEXO 4 – MODELO DE RED NO UNIFORME 83
1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE RED REAL 83
2. ESTACIONES TRANSFORMADORAS MT/MT 83
2.1. Criterios adoptados para la valorización de Estaciones MT/MT 84
2.1.1. Costo de obras civiles 84
2.1.2. Campo de entrada de línea de 33 kV 84
2.1.3. Campo de transformación lado 33 kV (sin barra y c/fusible) 84
2.1.4. Campo de transformación lado 33 kV (con barra /sin barra y c/reconectador) 84
2.1.5. Campo de transformación de 13,2 kV 84
2.1.6. Campo de salida de 13,2 kV 84

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 88
ENTRE RÍOS

2.1.7. Barra de 33 kV 85
2.1.8. Barra de 13,2 kV 85
2.1.9. Banco de capacitores 85
2.1.10. Obra Electromecánica 85
2.1.11. Telemando 85
2.2. Costos unitarios de campos de conexión 85
2.3. Costos unitarios de transformadores 85
2.4. VNR de Estaciones Transformadoras MT/MT 87
2.4.1. VNR de Transformadores 87
2.4.2. VNR de campos de 33 kV 87
2.4.3. VNR de campos de 13,2 kV 88
3. RED MT 88
3.1. Metodología 88
4. EQUIPAMIENTO P&D 91
4.1.1. Reconectadores 92
4.1.2. Seccionamiento trifásico 92
4.1.3. Seccionador fusible de 3 etapas 93
5. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN MT/BT 93
6. RED BT 94
ANEXO 5 – VALOR DE REEMPLAZO REAL 96
1. INTRODUCCIÓN 96
2. METODOLOGÍA Y CRITERIOS 96
3. INVENTARIO DE ACTIVOS 98

Índice de Tablas

Tabla 1 Resultados de VNR líneas de alta tensión 14
Tabla 2 Resultados detallados del VNR líneas de alta tensión 14
Tabla 3 Resultados de VNR estaciones transformadoras AT/MT 16
Tabla 4 Resultados de VNR total del sistema de alta tensión 17
Tabla 5 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT 18
Tabla 6 Resultados de VNR de Reguladores de tensión 18
Tabla 7 Circuitos asociados a los centros de distribución 19
Tabla 8 Resultados de VNR de centros de distribución 20
Tabla 9 Resultados de VNR Alimentadores de Centro de Distribución 20
Tabla 10 Resultados de VNR red de 13,2 kV 22
Tabla 11 Resultados de VNR red de 33 kV 23
Tabla 12 Resultados de VNR total Red No Uniforme 23
Tabla 13 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona No Uniforme 24
Tabla 14 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona No Uniforme 25
Tabla 15 Resultados de VNR redes de BT-Zona No Uniforme 26
Tabla 16 Zonificación zona Uniforme de ENERSA 28
Tabla 17 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -13. 2 kV 30
Tabla 18 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -33 kV 30
Tabla 19 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -13. 2 kV 31
Tabla 20 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -33 kV 31
Tabla 21 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV 31
Tabla 22 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -33 kV 31
Tabla 23 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV 32
Tabla 24 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -33 kV 32
Tabla 25 Resultados de VNR de Acometidas 33
Tabla 26 Resultados de VNR de Medidores 33
Tabla 27 Resultados de VNR Optimizado de ENERSA 34
Tabla 28 Resultados de Reemplazo Real de ENERSA 35
Tabla 29 Comparación Reemplazo Real vs VNR Optimizado de ENERSA 35
Tabla 30 Rango de densidad por tipo de zona 38
Tabla 31 Factor de caracterización de la demanda 39

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 89
ENTRE RÍOS

Índice de Figuras

Figura 1 Damero en zona uniforme 10
Figura 2 Zonificación Ciudad de Paraná y localidades cercanas 27
Figura 3 Zonificación sobre Gualeguay y Nogoyá 27
Figura 4 Zonificación sobre Victoria y Villaguay 28
Figura 5 Zonificación sobre Chajarí y Federal 28
Figura 6 Identificación de bloques con carga 40
Figura 7 Georreferenciación de bloques de carga 41
Figura 8 Asignación de bloques de MAD 42
Figura 9 Asignación de bloques de AD1 42
Figura 10 Asignación de bloques de AD2, MD y BD 43
Figura 11 Modelo Geométrico topología red de MT 67
Figura 12 Modelo Geométrico topología red de BT 69

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO

El Estudio Tarifario Quinquenal de la empresa Energía de Entre Ríos, Sociedad Anónima (ENERSA), quinquenio 2021 – 2026, requiere la determinación de los costos de capital de las instalaciones eficientes necesarias para la prestación del servicio eléctrico.

La metodología utilizada para la determinación de los costos de las instalaciones se basa en el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo o VNR, que establece el costo óptimo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para prestar el servicio de distribución eléctrica.

Los cálculos presentados en este informe están dirigidos a determinar los cargos de distribución y el cuadro tarifario, para lo cual se han observado y respetado las normas y premisas establecidas en la Ley que fija el marco regulatorio, y su reglamento. Por otra parte, se siguieron las pautas, criterios, procedimientos y demás aspectos según las reglas del arte para estos estudios, de acuerdo con el conocimiento y experiencia del grupo consultor.

El objetivo específico de este informe es presentar los resultados del cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo adaptado a la demanda, la metodología, los criterios empleados, y los datos utilizados a efectos de ser utilizados en la determinación de las tarifas correspondientes al período 2021-2026.

El VNR de la red adaptada técnica y económicamente a la demanda corresponde a la valorización óptima de aquellas instalaciones de distribución que permiten atender los requerimientos del mercado real de una empresa alcanzando los niveles de calidad requeridos, y considerando la seguridad pública y ambiental. El mercado considerado para el presente estudio corresponde al área de concesión de ENERSA, donde presta el servicio de Distribución de energía eléctrica. Luego, el resultado de mínimo costo asociado al desarrollo de la red adaptada determina la opción que resulta óptima desde el punto de vista técnico- económico para el abastecimiento del mercado.

2. ALCANCE DEL INFORME

El alcance de este informe comprende la totalidad de las tareas y actividades para el cálculo del VNR Eléctrico que comprende:

1. Metodología y criterios: se describen las metodologías y criterios utilizados en el estudio para el cálculo del VNR Eléctrico.
2. Información utilizada: se presenta un resumen de la información utilizada para la aplicación de las metodologías.
3. Aplicación de la metodología a cada sistema eléctrico, definición de criterios específicos y análisis de los resultados parciales por sistema.
    a. Alta tensión
    b. Transformación de MT/MT y CD
    c. Media y baja tensión
    d. Servicio técnico a clientes (acometidas y medidores)
4. Cálculo del VNR Eléctrico total de ENESA mediante la integración de los resultados parciales señalados en el punto 3).

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 90
ENTRE RÍOS

3. METODOLOGÍA Y CRITERIOS

Para determinar las instalaciones adaptadas a la demanda (VNR eléctrico) se consideró el siguiente procedimiento.

1. Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis en función del nivel de tensión y las metodologías aplicables.
2. Definición de las metodologías específicas y criterios para cada grupo de análisis para la determinación de la red eficiente
3. Valorización a precios de mercado eficientes.

En los puntos que siguen se presenta el procedimiento seguido para cada una de las etapas anteriormente descriptas.

3.1. Desagregación de las instalaciones en grupos de análisis

En primera instancia se desagregaron las instalaciones en los siguientes grupos de análisis considerando el nivel de tensión[1] y las metodologías aplicables:

- Sistema de Alta Tensión
  - Red de Alta Tensión
  - Estaciones transformadoras AT/MT
- Sistema de transformación de MT/MT y CD.
  - Estaciones transformadoras MT/MT
  - Centros de Distribución - CD
- Sistema de Media y Baja Tensión
  - Red de media tensión (MT)
  - Transformación media tensión a baja tensión (MT/BT)
  - Red de baja tensión (BT)
- Sistemas de servicio técnico al cliente: acometidas y medidores

3.2. Metodologías específicas para la definición y valorización de la red eficiente.

Para la determinación y valorización con precios eficientes de los diferentes sistemas se emplearon las siguientes metodologías y criterios para cada sistema definido en el punto anterior.

3.2.1. Sistema de Alta Tensión

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales correspondientes a la red en alta tensión y las estaciones transformadoras AT/MT.

3.2.1. Sistema de transformación de MT/MT y CD.

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales de las estaciones MT/MT y Centros de Distribución, y de los calibres en circuitos alimentadores de los CD.

[1] Nivel de tensión: AT: red de 132 kV, MT: red de 13. 2 y 33 kV, AT/MT: 132/33/13.2 kV, MT/MT: 33/13.2 kV, MT/BT 13.2/BT, 33/BT y BT: tension inferior a 1 kV

3.2.1. Sistema de Media y Baja Tensión (MT y BT)

Para las instalaciones correspondiente a la red de media tensión, transformación MT/BT y red de baja tensión se emplearon los siguientes dos modelos de red: modelo geométrico y optimización de la red real en función de las características de cada zona abastecida por la distribuidora.

Se clasificaron las zonas según el siguiente criterio:

- Zonas uniformes: Indicador de $\frac{Clientes}{km_{MT}} \geq 50$
- Zonas no uniformes: Indicador de $\frac{Clientes}{km_{MT}} < 50$

Para determinar el indicador $\frac{Clientes}{km_{MT}}$ correspondiente a cada circuito se utilizó información de la empresa correspondiente a la base de comercial y el padrón de instalaciones con el detalle de la vinculación cliente-red. La información correspondiente a los clientes de la empresa fue obtenida de la base de datos comercial correspondiente al año 2020-2021, tarifas y coordenadas georreferenciadas, y el padrón de instalaciones corresponde a las existentes en operación.

A partir de la aplicación del procedimiento anterior se obtuvieron los siguientes resultados:

- 165 circuitos en MT con clientes distribuidos Uniforme.
- 256 circuitos en MT con clientes distribuidos de manera No Uniforme, que incluye aquellos circuitos que alimentan CD existentes en la Ciudad de Paraná.

A continuación, se describen los modelos utilizados la optimización de los circuitos que abastecen las zonas uniformes (modelo geométrico) y no uniformes (optimización de la red real).

a) Modelo geométrico (Circuitos que abastecen zona uniforme)

Se utilizó para determinar el sistema de MT y BT adaptado en zonas "uniformes" que presentan características de damero regular como el que se muestra en la siguiente figura:

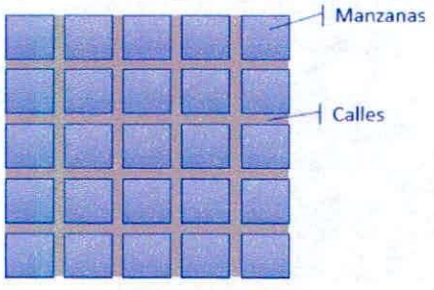


Figura 1 Damero en zona uniforme

En zona uniforme el modelo geométrico permite realizar una optimización conjunta de las redes de MT, equipamiento de maniobra y protecciones en MT, transformación MT/BT, y redes de BT en zonas Uniformes (zonas de alta densidad de carga y de usuarios).

El modelo utiliza información georreferenciada de los clientes y sus consumos y construye una zonificación que permite obtener áreas de densidad de consumo: muy alta densidad, alta densidad, media densidad, y baja densidad.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 91
ENTRE RÍOS

Luego se construye una red adaptada a la demanda para cada área de densidad considerando diferentes módulos constructivos y tecnologías, en función de los requerimientos.

b) Optimización de la red real (Circuitos que abastecen zonas no uniformes)

Para el resto de las *zonas ("no uniformes)* que no tienen una configuración regular como la mostrada en el gráfico anterior (típicamente zonas semi rurales y rurales) se utilizó la metodología de la optimización de la red real.

En zona no uniforme el modelo de red real considera la red existente en cuanto cantidades y topología, y se optimizan los calibres o capacidades, considerando la información de consumo y la vinculación cliente-red de la base de SGD. Para ello, se consideraron los siguientes análisis en función de la etapa de las instalaciones:

- Red de MT, circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV, se realizó un análisis de clúster para el muestro y estratificación de los circuitos MT, basado en la información disponible de los circuitos acerca de: cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, cantidad de cliente por circuito y demanda máxima registrada. Luego se modelaron los circuitos de MT representativos en herramienta de estudios eléctricos CYME, se corrió flujo de carga y a partir de estos resultados se realizó la adaptación de los calibres en cada tramo según sus secciones económicas.
- Equipos MT, a partir de los circuitos MT se diseñó una arquitectura de equipos de protección y maniobra en función de la longitud del circuito, nivel de tensión, porcentaje de troncal, y consumo abastecido.
- Subestaciones MT/BT, a partir de la información de clientes y demanda asociada (consumo y parámetros de caracterización de la demanda) se adaptó la capacidad de diseño de la subestación.
- Red BT, a partir de la información referida a la capacidad del transformador, la cantidad de salidas y los consumos por subestación se realizó una distribución de demanda y se optimizaron las secciones de red.

3.2.2. Sistemas de Servicio técnico al cliente.

Este sistema constituido por las acometidas y medidores se consideró la información real suministrada por la empresa de los grupos tarifarios en la base comercial y para cada uno se asoció tipos de medidores estándares y tipo de acometidas (aérea/subterránea y monofásica/trifásica).

3.1. Valorización a precios de mercado eficiente.

Sobre la base de las cantidades físicas de la red obtenida aplicando la metodología descripta en puntos anteriores y los costos unitarios eficientes de las unidades constructivas se determinó el VNR eléctrico.

4. SISTEMA DE ALTA TENSION

El sistema de alta tensión de ENERSA se encuentra formado por dos grandes grupos de activos:

1. Líneas aéreas en 132 kV cuyos parámetros más representativos se encuentran informados en la guía de referencia de la propia empresa, actualizada en diciembre del año 2020.

2. Estaciones transformadoras AT/MT, cuyas configuraciones de barras, cantidad de campos y niveles de tensión de operación se encuentran informados en los diagramas unifilares de la guía de referencia.

A lo largo de este capítulo se indican los criterios adoptados para la valorización tanto de las líneas de alta tensión como de las estaciones transformadoras para el posterior cálculo del VNR total del sistema de alta tensión. Para mantener un orden metodológico, se realiza por separado el cálculo del VNR para líneas como para estaciones transformadoras, ya que presentan modelos diferentes para su cálculo.

4.1. Red de alta tensión

Tal como se mencionó anteriormente, la red de alta tensión se encuentra formada por las líneas de 132 kV, sin embargo, únicamente se encuentran valorizadas las líneas de alta tensión que forman parte de la empresa ENERSA.

4.1.1. Criterios adoptados para la valorización de la Red de Alta tensión

A continuación, se describen los principales criterios adoptados por el consultor para la definición del inventario físico de las líneas como así también para su posterior valorización:

1) **Criterio para la determinación del tipo de zona (Urbana o Rural).**

Debido a que no se encuentra detallado dentro de la guía de referencia si las trazas de las líneas atraviesan zonas urbanas o rurales, para la valorización de las mismas se consideró el siguiente criterio:

- Si la longitud de la línea es menor a 10 km, se consideró que el 80% de la longitud de la línea atraviesa una zona urbana y el 20% restante pasa por una zona rural.
- Por el contrario, si la longitud de la línea tiene una longitud mayor a los 10 km, se consideró que el 80% de la longitud de la línea atraviesa una zona rural y el 20% restante por una zona urbana.

2) **Criterio para la determinación del tipo de aislador (Suspensión o line-post).**

Dado que no encuentra detallado si las líneas tienen cadenas de aisladores en suspensión (normalmente aisladores de porcelana) o bien se trata de aisladores del tipo line-post, adoptó el siguiente criterio para la valorización de las líneas:

- Si la línea se encuentra en una zona urbana, se considera que se tienen estructuras soportes del tipo line-post en la totalidad del tramo de línea.
- Si la línea se encuentra en una zona rural, se considera que el 90% de la longitud del tramo de línea posee cadena de aisladores de suspensión para soportar los conductores, mientras que el 10% restante de la longitud del tramo de línea posee line-post.

4.1.2. Cálculo del VNR de la Red de alta tensión

En esta sección, se presentan los principales parámetros adoptados por el modelo para el cálculo del VNR de las líneas de alta tensión, como así también el resultado obtenido.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 92
ENTRE RÍOS

El modelo consiste en asignarle a cada una de las líneas una o más unidades constructivas que permita la valorización de las mismas. Cada una de las unidades constructivas presenta un costo por unidad de longitud, cuyos valores fueron informados por la empresa ENERSA, por lo que se adoptaron como valores representativos de las instalaciones existentes. Una vez asignadas las unidades constructivas a cada tramo de línea, y siguiendo los criterios mencionados en el inciso anterior, se calculó el VNR eléctrico como el producto de la longitud por el costo unitario correspondiente.

Finalmente, para determinar el VNR total se realizó la suma del VNR eléctrico y los costos de servidumbres asociados a las líneas. Es importante aclarar que únicamente se tienen costos de servidumbres para los tramos de líneas que atraviesen zonas rurales. El procedimiento se desarrolla de forma detalla en el Anexo 2 del informe, donde además se indican los costos unitarios de cada una de las unidades constructivas utilizadas para el cálculo del VNR.

A continuación, se describen los principales campos característicos de las líneas, tal como se encuentra informado en la guía de referencia:

- **E.T de origen:** Corresponde a la estación transformadora desde donde parte la línea.
- **E.T de destino:** Corresponde a la estación transformadora donde arriba la línea.
- **Fecha de puesta en servicio:** Corresponde al año de puesta en operación de la línea.
- **Porcentaje de tramo urbano:** Corresponde al porcentaje de la longitud de la línea que atraviesa una zona urbana.
- **Porcentaje de tramo rural:** Corresponde al porcentaje de la longitud de la línea que atraviesa una zona rural.
- **Nivel de tensión:** Es la tensión de servicio de la línea expresada en kV.
- **Longitud:** Corresponde a la longitud total de la línea en km.
- **Cantidad de circuitos:** Se indica cuantos circuitos tiene cada línea, es decir si es simple o doble terna.
- **Propietario:** Se indica quien tiene a su carga la línea de alta tension.
- **Sección de conductor:** Se indica la sección del conductor de línea en milímetros cuadrados.
- **Material de conductor:** Se indica el material del conductor de línea.
- **Conductores por fase:** Se indica la cantidad de conductores por fase que tiene cada línea.
- **Material del hilo de guardia:** Corresponde al material del conductor de guardia (Acero o OPWG).
- **Sección cable de guardia:** Se indica la sección del cable de guardia.
- **Estructura:** Corresponde a la estructura soporte de las líneas (postación).
- **VNR Eléctrico:** Corresponde al costo total de la línea excluyendo los costos de servidumbres.
- **Terrenos:** Corresponde al costo de servidumbre de la línea.
- **VNR Total:** Es la suma del VNR Eléctrico y los costos de los terrenos.

Una vez definido el inventario y asignadas las unidades constructivas a cada una de las líneas, se obtiene el VNR total de la red de alta tensión. Tener en cuenta que los valores indicados en la siguiente tabla se encuentran expresados en pesos, considerando una tasa de cambio de 84,15 pesos por dólar, fijada al 31 de diciembre del año 2020, según lo acordado con la empresa ENERSA:

Tabla 1 Resultados de VNR líneas de alta tensión

Tipo de zona	Longitud [km]	Porcentaje de km	VNR Total [$AR]
Urbana	256.4	22%	$ 4,245,429,549
Rural	889.5	78%	$ 14,727,125,387
Total [$AR]	**1,145.9**	**100%**	**$ 18,972,554,936**

Es importante tener en cuenta que únicamente se valorizaron los costos de servidumbres asociados a las líneas que atraviesan zonas rurales, ya que en el caso de zonas urbanas no hay costos de expropiación. Además de los costos de servidumbres, en el caso de zonas rurales se valorizaron los costos de estudios y relevamiento de traza.

En la siguiente tabla, se muestra en detalle la participación de cada uno de los costos en el VNR total tanto para líneas urbanas como rurales.

Tabla 2 Resultados detallados del VNR líneas de alta tensión

Tipo de costo	Participación	VNR Total [$AR]
VNR Eléctrico	95%	$ 17,930,264,643
Servidumbres	5%	$ 1,021,388,096
Estudio y Relv. de Traza	0%	$ 1,005,470
Estudio de Suelo	0%	$ 19,896,727
VNR Total	**100%**	**$ 18,972,554,936**

En este caso, el VNR eléctrico representa el costo tanto de las líneas rurales como urbanas pertenecientes a ENERSA. Por otro lado, los costos de servidumbres, estudios de traza, etc., están asociados únicamente a las líneas rurales.

Los costos unitarios de las unidades constructivas como así también la valorización de cada una de las líneas se muestran en detalle a partir del Anexo 2 del informe.

4.2. Estaciones AT/MT

Las estaciones transformadoras AT/MT forman parte del sistema de alta tensión de ENERSA. Para poder realizar un inventario de equipos de cada una de las estaciones se tomaron como fuente de información los diagramas unifilares que se encuentran en la guía de referencia de ENERSA. En los mismos se identificaron esquemas de conexión en los distintos niveles de tensión (132 kV, 33 kV y 13,2 kV), como así también la cantidad de equipos que forman parte de cada estación tales como celdas, equipos de compensación servicios auxiliares y transformadores de potencia. Es importante señalar que únicamente se valorizaron aquellas instalaciones que son propiedad de la empresa ENERSA.

4.2.1. Criterios adoptados para la valorización de Estaciones AT/MT

A continuación, se mencionan los criterios abordados por el consultor para la valorización de las instalaciones presentes en cada una de las estaciones transformadoras AT/MT:

1) **Criterio para la asignación de costos unitarios de campos de conexión.**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 93
ENTRE RIOS

Para poder valorizar cada una de las estaciones transformadoras se tomaron los costos de las unidades constructivas informadas por la empresa ENERSA. Sin embargo, debido a la gran variabilidad en las configuraciones de cada estación transformadora, las unidades constructivas fueron desagregadas en diferentes elementos (Celda de entrada, de transformador, acoplamiento, medición y capacitor), asignándole un porcentaje del costo total de la unidad constructiva a cada elemento. El detalle de los porcentajes de participación de cada una de las instalaciones dentro de cada unidad constructiva definida por ENERSA se encuentra detallado en el ANEXO 2 del presente informe.

2) **Criterio para la asignación de costos unitarios a unidades transformadoras.**

Por otro lado, para la valorización de los transformadores de potencia que se encuentran en cada una de las estaciones transformadoras, se tomaron los costos unitarios definidos por ENERSA. Sin embargo, debido a que únicamente se contaba con los costos de transformadores de potencia de 30 y 40 MVA, para los transformadores de potencias inferiores se realizó una aproximación lineal, teniendo en cuenta los costos unitarios informados.

3) **Criterio para la asignación de servicios complementarios de las estaciones transformadoras.**

Por último, y si bien no se encuentra mencionado en la guía de referencia, se consideró que cada estación transformadora, además del equipamiento indicado en el diagrama unifilar, cuenta con el siguiente equipamiento:

- Banco de baterías.
- Cargador de baterías.
- RTU y sistemas de comunicaciones.

4.2.2. Cálculo del VNR de las Estaciones Transformadoras AT/MT

En esta sección se indican las distintas instalaciones valorizadas en cada una de las estaciones transformadoras a partir de las unidades constructivas definidas por ENERSA. En particular, para cada estación transformadora se consideraron las siguientes instalaciones:

- Transformadores de Potencia
- Equipos de compensación
- Celdas de 33 y 13,2 kV. Estas incluyen celda de salida de línea, celda de transformación, medición o acoplamiento.
- Campos de 132 kV. Incluye campos de entrada de línea, transformación o acoplamiento.
- Transformador de servicios Auxiliares
- Reactores de neutro
- Campos de 33 y 13,2 kV del tipo intemperie.
- Banco de baterías.
- Cargador de baterías.
- RTU y sistemas de comunicaciones.

En el Anexo 2 del informe se explica con mayor detalle cada una de las unidades constructivas como así también el costo unitario en moneda local.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen del VNR total de las estaciones transformadoras

AT/MT. El detalle de la composición de los VNR de cada estación se encuentra detallado en el Anexo 2.

Tabla 3 Resultados de VNR estaciones transformadoras AT/MT

Nombre de la Estación AT/MT	Tension [kV]		VNR [$AR]
Nogoyá	132/33/13.2	$	504,591,649
Masisa	132/33/13.2	$	297,866,144
Crespo	132/33/13.2	$	776,999,940
El Pingo	132/33/13.2	$	495,828,442
Gualeguay	132/33/13.2	$	721,346,175
Gran Paraná	500/132/33	$	586,566,973
Gualeguaychú	132/33/13.2	$	805,783,859
Los Conquistadores	132/33/13.2	$	463,309,924
Concordia	132/33/13.2	$	847,482,487
Colonia Elía	500/132/33	$	436,359,636
Chajarí	132/33/13.2	$	793,264,093
Colón	132/33/13.2	$	485,374,601
Villa Elisa	132/33/13.2	$	366,577,636
Villaguay	132/33/13.2	$	614,355,740
Paraná Norte	132/33/13.2	$	795,635,080
Paraná Este	132/33/13.2	$	624,388,851
Paraná Oeste	132/33/13.2	$	628,370,530
Paraná Sur	132/33/13.2	$	821,857,897
San José	132/33/13.2	$	738,435,123
San Salvador	132/33/13.2	$	657,166,443
Uruguay Sur	132/33/13.2	$	607,056,954
Santa Elena	132/33/13.2	$	534,018,833
Uruguay	132/33/13.2	$	1,055,321,346
Victoria	132/33/13.2	$	561,559,551
Basavilbaso	132/33/13.2	$	602,618,148
Federal	132/33/13.2	$	350,611,253
Total		**$**	**16,172,747,311**

Es importante mencionar que la estación transformadora Federal, no se encuentran indicada en la guía de referencia, debido a que la misma entró en operación en el año 2021, por lo cual no está contemplada en la misma. Otra de las particularidades es la ampliación de la estación Los Conquistadores, la cual también se realizó en el año 2021. Los diagramas unifilares actualizados de estas dos estaciones fueron proporcionados por el personal de la empresa ENERSA.

Además, dentro del VNR Total de cada una de las estaciones se encuentran valorizados los terrenos asociados a cada estación. En este caso en particular, se estandarizó un terreno con una superficie de una hectárea para todas las estaciones.

Por último, resulta importante aclarar que dentro del VNR presentado en la tabla anterior se

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 94
ENTRE RÍOS

encuentra contabilizado los costos de obras civiles y mano de obra.

4.3. VNR total del Sistema de Alta Tensión

Finalmente, el VNR total asociado al sistema de alta tensión es la suma del VNR total de líneas de alta tensión y el VNR total de las estaciones transformadoras AT/MT. En la siguiente tabla, se muestra el VNR total del sistema de alta tensión

Tabla 4 Resultados de VNR total del sistema de alta tensión

Elementos	Cantidad	Porcentaje	VNR Total [$AR]
Estaciones Transformadoras AT/MT	26.0	46%	$ 16,172,747,311
Lineas de transmisión	1,146	54%	$ 18,972,554,936
Total [USD]		**100%**	**$ 35,145,302,247**

5. SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE MT/MT Y CD.

Comprende las subestaciones de MT/MT y CD (Centro de Distribución).

5.1. Estaciones MT/MT y Reguladores

En esta sección se indican los principales criterios adoptados por el consultor para la valorización de las 85 estaciones transformadoras MT/MT, como así también los reguladores de tensión.

En particular, para la valorización de las estaciones MT/MT se adoptaron los siguientes criterios:

- El primer criterio adoptado esta asociada a los costos unitarios de los transformadores. Si bien la empresa ENERSA informó costos unitarios de unidades transformadoras en función de la potencia nominal, en muchos casos resultó necesarios estimar los costos de transformadores con potencias diferentes a las informadas. Para realizar este cálculo, se realizó una aproximación polinómica para determinar los costos unitarios de las unidades transformadoras faltantes. Los resultados obtenidos de la aproximación de los costos unitarios para unidades transformadoras se encuentran detallados en el Anexo 4.
- Por otro lado, los costos unitarios de las distintas unidades constructivas utilizadas para la valorización de las estaciones MT/MT se obtuvieron a partir de la planilla "Costos red de alta tensión V2", donde se encuentran detallados los precios de cada una de las instalaciones. Tener en cuenta, que, para la valorización final de las estaciones, los mismos fueron convertidos a moneda local, adoptando como una tasa de cambio de 84,15 pesos por dólar, correspondiente al 31 de diciembre de 2020.

Para definir la cantidad de instalaciones que se encuentran presentes en cada una de las estaciones transformadoras MT/MT se tomó la información de la planilla "Listado de SETs 33-13.2". En esta planilla se considera para cada estación transformadora la potencia instalada en MVA, asociada a los transformadores, la cantidad de máquinas y los campos de 33 kV como de 13,2 kV.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen del VNR total de las estaciones transformadores, con el detalle de los costos de cada uno de los principales elementos que las componen, incluyendo el costo de los terrenos.

Tabla 5 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT

Tipo de Instalación	Participación [%]	VNR [$AR]
Obra civil	25%	$ 909,884,506
Campo entrada desde línea 33 kV	3%	$ 96,440,308
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/fusible)	1%	$ 26,477,612
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/reconectador)	3%	$ 114,821,430
Campo de Trafo lado 33 kV (con barra y c/reconectador)	2%	$ 83,565,974
Campo de Trafo lado 13,2 kV	4%	$ 141,697,819
Campo Salida 13,2 Kv	14%	$ 514,548,151
Barra de 33 kV	1%	$ 20,537,191
Barra de 13,2 kV	1%	$ 32,123,129
Banco de Capacitores	2%	$ 70,023,740
Varios Obra Electromecanica	25%	$ 900,638,513
Telemando	1%	$ 21,109,015
Transformadores	16%	$ 583,342,338
Terreno	3%	$ 101,787,840
Total		**$ 3,616,997,563**

Resulta importante aclarar que, para la valorización de los terrenos, se consideró un costo único de terreno para las estaciones transformadores MT/MT, al igual que se hizo para las estaciones transformadoras de alta tensión, cuyo valor se encuentra indicado en la planilla "Detalle Varios", en el archivo Costos red de alta tensión V2".

Finalmente, para los reguladores de tensión existentes se tiene la siguiente tabla:

Tabla 6 Resultados de VNR de Reguladores de tensión

Descripción	ud	Cu	$AR
Reguladores de Tensión 13,2 kV - 300 A (tres)	5	5,890,500	29,452,500

5.2. Centros de Distribución

Los centros de distribución en particular son instalaciones a que concentran una gran cantidad de salidas de alimentadores en media tensión, los cuales finalmente alimentan los transformadores de la red de distribución para alimentar a los usuarios finales. En el caso de ENERSA, se tienen 5 centros de distribución identificados, a partir de los cuales parten los distintos alimentadores.

Para identificar y valorizar los centros de distribución, se tomó la información de la base de datos SGD, donde se encuentra detallado cada uno de los centros de distribución con las distintas salidas de alimentadores. Adicionalmente a las salidas de línea, se incluyeron por cada centro de distribución celdas de medición y acoplamiento, en función de la cantidad de alimentadores de salida que se tengan. Como criterio, se consideró al menos una celda de medición en cada centro de distribución y en los casos en que se tengan más de 4 salidas de línea, se incluyó una celda de acoplamiento y una medición adicional para cada barra. En la siguiente tabla, se muestran los distintos alimentadores que parten desde los centros de distribución en 13,2 kV hacia la red de distribución.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 95
ENTRE RÍOS

Tabla 7 Circuitos asociados a los centros de distribución

Centro de Distribución	Código de Alimentador	Nombre del Alimentador
URANGA	1D01	ALMAFUERTE
URANGA	1D02	COTAPA
URANGA	1D03	HERNANDARIAS
URANGA	1D05	PARANATEX
URANGA	1D06	ZANNI
URANGA	1D07	PROVINCIAS UNIDAS
URANGA	1D08	SANTOS DOMINGUEZ
URANGA	1D09	MIHURA
CD - BEIRO -	1D21	BRETE
CD - BEIRO -	1D25	VILLAGUAY - E
CD - BEIRO -	1E82	LAMADRID
RAMIREZ	1D30	SOLER
RAMIREZ	1D31	URQUIZA
RAMIREZ	1D32	SAN LUIS
RAMIREZ	1D33	SAN MARTIN
RAMIREZ	1D34	SAN ROQUE
RAMIREZ	1D35	CEMENTO
RAMIREZ	1D36	COSTANERA
RAMIREZ	1D37	FRATERNIDAD
VILLAGUAY	1D40	FILTRO
VILLAGUAY	1D41	BELGRANO
VILLAGUAY	1D42	HOSPITAL
VILLAGUAY	1D43	MONTE CASEROS
VILLAGUAY	1D44	MONOBLOCK
VILLAGUAY	1D45	PELLEGRINI
VILLAGUAY	1D46	VILLAGUAY D (CD)
VILLAGUAY	1D47	VILLAGUAY E (CD)
CD - BEIRO - L	1E81	RANDISI
CD - BEIRO - L	1D20	BLAS PARERA

Finalmente, en siguiente tabla se muestra un resumen del cálculo del VNR asociado a los centros de distribución. Los costos unitarios utilizados para la valorización de los centros de distribución son los que se encuentran detallados en el ANEXO 4 y coinciden con los costos utilizados para la valorización de las estaciones AT/MT.

Tabla 8 Resultados de VNR de centros de distribución

EETT	EQUIPO	CANT	CU [$AR/ud]	VNR TOTAL [$AR]
CD - URANGA	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - URANGA	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - URANGA	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - BEIRO	Celdas 13.2 kV salida	3	$ 5,431,228.91	$ 16,293,686.72
CD - BEIRO	Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420.27	$ 1,597,420.27
CD - RAMIREZ	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - RAMIREZ	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - RAMIREZ	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - VILLAGUAY	Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,228.91	$ 43,449,831.26
CD - VILLAGUAY	Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420.27	$ 3,194,840.53
CD - VILLAGUAY	Celdas 13 .2kV acoplamiento	1	$ 3,194,840.53	$ 3,194,840.53
CD - BEIRO-L	Celdas 13.2 kV salida	2	$ 5,431,228.91	$ 10,862,457.82
CD - BEIRO-L	Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420.27	$ 1,597,420.27
Total				**$ 179,869,522**

5.3. Alimentadores de Centros de Distribución

Los alimentadores correspondientes a los centros de distribución son aquellos que vinculan las distintas barras de los centros de distribución, a partir de los cuales se tienen las salidas de las líneas de media tensión. Estos alimentadores en particular, en su enorme mayoría subterráneos, resultan críticos para el suministro eléctrico y la confiabilidad del sistema de distribución. Por tal motivo, para la valorización de los mismos se adoptó el mayor calibre que se presenta en la instalación real (ya sea en todo el tendido o un ramo del alimentador) y el mismo se extendió a la longitud total del alimentador.

Los circuitos correspondientes a estos alimentadores son los que se detallan en la Tabla 7. Para obtener la información sobre los distintos calibres de los conductores asociados a cada circuito se tomó como fuente de información la base de datos del SGD. El procedimiento en detalle de cómo se obtienen los calibres de los conductores como así también la longitud, formación y demás características, se detalla en el ANEXO 4.

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos para los alimentadores de centros de distribución:

Tabla 9 Resultados de VNR Alimentadores de Centro de Distribución

Código	Descripción	long [km]	Cu [$AR]	VNR [$AR]
XLPE1x240	1X240/35 AL/CU-XLPE 15 kV	28.19	$ 11,250,023	$ 317,160,207
XLPE1x300	1X300/35 AL/CU-XLPE 15 kV	2.77	$ 11,453,784	$ 31,685,633
Total		**30.96**		**$ 348,845,840**

En la tabla se encuentran contabilizados la cantidad total de alimentadores asociados a los centros de distribución. Se debe tener en cuenta que se adoptó todo el tramo de un circuito a la mayor

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 96
ENTRE RÍOS

sección estandarizada del circuito.

5.4. VNR Total de Transformación MT/MT y CD

Tipo de Instalación	Cantidad		VNR [$AR]
Estaciones Transformadoras MT/MT	85	$	3,616,997,563
Reguladores de Tensión	5	$	29,452,500
Centros de Distribución	5	$	179,869,522
Alimentadores	30.96 km	$	348,845,840
Total		**$**	**4,175,165,425**

6. SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

En el caso del sistema de MT y BT se agruparon los resultados en función de los dos modelos de red que fueron utilizados:

- Red en zona no uniforme: modelo simplificado de la red real y
- Red en zona uniforme: modelo geométrico.

La diferenciación entre los circuitos del sistema que identificó el tratamiento de cada uno de ellos fue establecida en el capítulo 2, Alcance del Informe.

6.1. Red No Uniforme

En base a los circuitos identificados como no uniformes se determinaron aquellas instalaciones que corresponde al sistema de MT y BT, las cuales consisten en: líneas en MT en 33 kV y 13.2 kV, equipos de maniobra y protección; subestaciones transformadoras MT/BT, y líneas en BT.

Se utilizaron diferentes modelos de red real en función del tipo de instalación (líneas o transformadores) y la información disponible. En todos los casos se toma como punto de partida el reconocimiento de las instalaciones eléctricas de acuerdo con la información contenida en la base de datos del Sistema de Gestión de Distribución (SGD) de ENERSA. La información del SGD permite obtener detalle de las características y tipo de instalaciones eléctricas e información georreferenciada que hay en la actualidad de toda la red de media y baja tensión.

Los modelos de red en zona no uniforme tienen como objetivo reconocer la red existente y la adaptación de calibres de la red conformada por: los circuitos MT de los niveles de tensión 33 kV y 13.2 kV identificados en zona no uniforme, y las estaciones MT /BT y red de BT asociadas a dichos circuitos.

Luego para valorizar las instalaciones, se utilizaron los costos unitarios que fueron suministrados por la empresa ENERSA. El detalle de los criterios y metodología utilizada para cálculo de las cantidades optimizadas de red en zona no uniforme se encuentra en el ANEXO 4 del presente documento.

6.1.1. Red de MT

En el caso de la red MT identificada como "No uniforme", se tomó información de dos fuentes diferentes de información.

Para la identificación de cada uno de los circuitos de media tensión se utilizó la información disponible en la base de datos SGD, donde se encuentran contabilizados e identificados cada uno de los circuitos que forman parte de la red de media tensión de ENERSA.

Con el fin de realizar un análisis de flujo de carga para evaluar la condición de cada alimentador, se tiene modelada en el software CYME toda la red de media tensión tanto en 33 kV como en 13,2 kV, tanto trifásico como monofásico. El procedimiento completo se encuentra detallado en el ANEXO 4 del informe.

Inicialmente, el procedimiento consiste en un análisis de clúster para el muestreo y estratificación de los circuitos MT identificados como No Uniforme, basado en la información disponible de los circuitos acerca de: cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, cantidad de cliente por circuito y demanda máxima registrada en los circuitos. Luego, una modelización de los circuitos de MT representativos en herramienta de estudios eléctricos, y posterior adaptación según sus secciones económicas de los con circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV.

La elección de las secciones económicas para red troncal y derivación en MT se realiza en un modelo en función de la corriente normalizada. Los rangos de corrientes normalizados están función de las secciones óptimas (mínimo costo) y se encuentran en el archivo de "ConductorEconómico" (modelo adjunto al informe). La elección del calibre económico considera costos de energía, tasa de retorno, vida útil, factor de carga y pérdidas típicas.

Sobre la base de la información disponible, se procede a la valorización de las instalaciones a partir de la determinación de la sección optima de cada uno de los alimentadores de la red de media tensión.

A partir del procedimiento señalado anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados para la valorización de la red de media tensión:

Tabla 10 Resultados de VNR red de 13,2 kV

Código	Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
AL1x35	1x3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,925.9	$ 389,257	$ 749,683,737
AL1x50	1x3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	2,283.6	$ 397,152	$ 906,930,001
AL1x70	1x3x70 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,051.1	$ 415,239	$ 436,460,120
AL3x35	3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,907.8	$ 1,066,193	$ 2,034,043,563
AL3x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	2,262.0	$ 1,089,876	$ 2,465,344,511
AL3x70	3x70 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,041.2	$ 1,144,138	$ 1,191,263,932
AL3x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	88.1	$ 2,662,417	$ 234,539,002
XLPE1x70	3x70 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	49.0	$ 9,706,544	$ 475,373,749
XLPE1x95	3x95 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	1.2	$ 10,040,924	$ 11,616,099
XLPE1x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	0.1	$ 10,519,594	$ 794,201
XLPE1x185	3x185 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	0.5	$ 11,046,263	$ 5,948,638
XLPE1x300	3x300 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	3.1	$ 11,453,784	$ 35,468,420
	Total	**10,614**	**$**	**8,547,465,972**

En esta tabla, se realizó un resumen de la cantidad de kilómetros de conductor para cada una de las secciones. La misma reúne la información de todos los clústeres de 13,2 kV, donde se valorizaron la totalidad de los circuitos de 13,2 kV, con excepción de los centros de distribución.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 97
ENTRE RÍOS

Por otro lado, en las tres primeras filas de la tabla se encuentran valorizados los circuitos monofásicos que forman parte de la red de ENERSA en 13,2 kV. El detalle de la valorización de cada uno de los clústeres como así también los circuitos que los componen, tanto trifásicos como monofásicos, se detallan en el ANEXO 4 del informe.

Tabla 11 Resultados de VNR red de 33 kV

Código	Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
AL1x35	1x3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	51	$ 689,463	$ 34,873,778
AL1x50	1x3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	55	$ 724,160	$ 39,481,047
AL3x35	3x35 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	567	$ 1,893,413	$ 1,073,875,278
AL3x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	611	$ 1,988,700	$ 1,215,747,868
AL3x120	3x120 mm2 - Aluminio - MT - Aéreo	1,363	$ 2,408,034	$ 3,282,485,483
XLPE1x50	3x50 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	10	$ 10,463,172	$ 106,332,690
XLPE1x95	3x95 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	3	$ 12,724,939	$ 40,213,893
XLPE1x185	3x185 mm2 - Aluminio - MT - Subterráneo	5	$ 12,947,120	$ 70,131,167
	Total	**2,665.5**		**$ 5,863,141,203**

En esta tabla, se realizó un resumen de la cantidad de kilómetros de conductor para cada una de las secciones. La misma reúne la información de todos los clústeres de 33 kV, donde se valorizaron la totalidad de los circuitos de 33 kV. En este caso, y al igual que para 13,2 kV, las dos primeras filas de la tabla corresponden a la red monofásica de 33 kV.

Finalmente, en la siguiente tabla se muestra un resumen del VNR total de la red de media tensión para los circuitos caracterizados como "No uniforme", donde se tienen tanto los circuitos de 13,2 kV como los de 33 kV, sin incluir los centros de distribución los cuales fueron valorizados por separado por los motivos ya mencionados.

Tabla 12 Resultados de VNR total Red No Uniforme

Nivel de tensión	Descripción	Long [km]	VNR $AR
33 kV	Red de Media tensión	2,665.5	$ 5,863,141,203
13,2 kV	Red de Media tensión	10,613.6	$ 8,547,465,972
Total		**13,279.02**	**$ 14,410,607,175**

6.1.1. Equipos de Maniobra y Protección

El equipamiento de protección y de maniobra se determinó en base a una distribución topológica típica que permite operar y obtener niveles de confiabilidad compatibles con los circuitos caracterizados como no uniformes. El detalle de los requerimientos de equipos se define en el ANEXO 4, donde se muestran los equipos considerados y los criterios para definir la cantidad en relación los kilómetros del circuito, la potencia del circuito, y de la cantidad de salidas o derivaciones estandarizas.

Específicamente, los equipos considerados en el esquema de protecciones y maniobras están conformado por: reconectadores, seccionamiento en función del consumo y la potencia demanda,

y seccionadores fusibles de 3 etapas en cada derivación de MT. Adicionalmente, se incluye compensación capacitiva.

Los resultados del VNR asociados a equipos son los que se muestran en el siguiente cuadro para los dos niveles de tensión de referencia, 33 kV y 13.2 kV:

Tabla 13 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona No Uniforme

Protecciones y Maniobra (MT)	kV	Ud	CU[$/km]	VNR[$ AR]
Reconectadores	13.2	204	1,128,214	230,155,563
Seccionamiento tipo XS	13.2	1,035	52,397	54,231,099
Seccionalizador fusible	13.2	4,306	50,836	218,901,749
Compensacion	13.2	48		26,525,382
Reconectadores	33	40	1,161,860	46,474,416
Seccionamiento tipo XS	33	1,098	68,314	75,008,959
Seccionalizador fusible	33	1,092	61,411	67,061,225
Compensacion	33	9		4,534,290
Total Equipos de MT		**7832**		**722,892,683**

6.1.2. Centros MT/BT

Para el cálculo del VNR se identificaron los centros de transformación MT/BT conectados a los circuitos caracterizados como no uniformes, y sobre estas cantidades se optimizaron las capacidades. Para ello, en base a la información de los centros de transformación MT/BT se asociaron los consumos a partir de la información del padrón de usuarios y la vinculación cliente - red. Luego, con los consumos y factores típicos de carga, no simultaneidad y estacionalidad, se estimó la demanda de los transformadores y se ajustó la capacidad de cada centro de transformación considerando las potencias normalizadas de acuerdo con los criterios constructivos de ENERSA. Previamente fueron eliminadas aquellos centros que son propiedad de terceros.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos desagregados por tecnología y capacidad de los centros MT/BT. Finalmente, se obtiene el VNR eléctrico resultante de los centros de transformación en zona no uniforme de ENERSA aplicando a cada tipo su precio unitario.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 98
ENTRE RÍOS

Tabla 14 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona No Uniforme

Descripción	Total kVA	Cantidad	Potencia kVA	Cu $AR	VNR $AR
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 5 kVA	22255	4451	5	93,966	418,240,703
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 10 kVA	15500	1550	10	103,463	160,368,051
SETD Aereo Rural Monofásica 13,2 kV - 16 kVA	14464	904	16	114,483	103,492,957
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 25 kVA	12100	484	25	194,652	94,211,571
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 40 kVA	8080	202	40	223,898	45,227,327
SETD 13,2 kV Aereo Rural 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 63 kVA	23499	373	63	261,404	97,503,713
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 100 kVA	30900	309	100	624,699	193,031,870
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 160 kVA	33280	208	160	688,276	143,161,430
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 250 kVA	36000	146	250	831,261	121,364,049
SETD 13,2 kV Biposte 13,2 / 0,40 - 0,231 kV - 400 kVA	36000	98	400	866,293	84,896,725
13,2 kV - 250 kVA_Niv	5500	22	250	4,604,309	101,294,797
13,2 kV - 400 kVA_Niv	6800	17	400	4,641,058	78,897,992
13,2 kV - 630 kVA_Niv	14490	23	630	4,852,753	111,613,322
13,2 kV - 1000 kVA_Niv	5000	5	1000	5,157,002	25,785,010
13,2 kV - 250 kVA_Sub	1250	5	250	4,828,118	24,140,590
13,2 kV - 400 kVA_Sub	1600	4	400	4,866,654	19,466,615
13,2 kV - 630 kVA_Sub	1890	3	630	5,088,639	15,265,916
13,2 kV - 1000 kVA_Sub	2000	2	1000	5,407,677	10,815,353
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 25 kVA	7350	294	25	577,360	169,743,717
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 40 kVA	920	23	40	784,945	18,053,725
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 63 kVA	5355	85	63	624,055	53,044,639
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 100 kVA	8200	82	100	729,585	59,825,936
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 160 kVA	8480	53	160	732,785	38,837,609
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 250 kVA	12750	51	250	827,416	42,198,220
Biposte 33 / 0,40 - 0,231 kV hasta 400 kVA - 400 kVA	16000	52	400	1,017,197	52,894,248
33 kV - 250 kVA_Niv	1250	5	250	5,199,933	25,999,666
33 kV - 400 kVA_Niv	1600	4	400	5,399,015	21,596,061
33 kV - 630 kVA_Niv	1260	2	630	5,482,495	10,964,991
33 kV - 250 kVA_Sub	250	1	250	5,452,695	5,452,695
33 kV - 400 kVA_Sub	400	1	400	5,661,454	5,661,454
33 kV - 630 kVA_Sub	630	1	630	5,748,992	5,748,992
TOTALES	**335,053**	**9,460**			**2,358,799,947**

6.1.3. Red BT

Para el cálculo del VNR se identificó la red de BT abastecida desde los circuitos de MT considerados no uniforme, y sobre estas instalaciones se optimizaron los calibres o capacidades. Para ello, con base a la información de los centros de transformación, la cantidad de salidas y la red baja tensión correspondiente, se asociaron los consumos totales por SED a partir de la información del padrón de usuarios y la vinculación cliente -red y se distribuyó proporcionalmente por cada salida de BT. Luego, con los consumos asociados a cada salida de BT y factores típicos de carga, no simultaneidad y estacionalidad, se calculó la corriente de cada salida y se ajustaron los calibres con las secciones económicas a partir de bandas de corriente económica.

Cabe mencionar que el análisis realizado para BT mantiene la cantidad de metros reales por cada SED, a partir de considerar la cantidad de metros asociados a la red de BT y optimizando los calibres uniformemente por cada salida.

A continuación, se presentan los resultados desagregados de metros y calibres económicos por tipo de red (aérea o subterránea). Finalmente, con la cantidad de kilómetros por tipo de calibre en la red de BT y los precios unitarios correspondientes se obtiene VNR eléctrico resultante de las líneas en baja tensión en zona no uniforme de ENERSA.

Tabla 15 Resultados de VNR redes de BT-Zona No Uniforme

Código	Descripción	Longitud [km]	CU[$/km]	VNR[$AR]
AL3x35-25	Red Aerea Pre, AL3x35-25	604.5	1,051,925	635,904,592
AL3x50-25	Red Aerea Pre, AL3x50-25	93.9	1,110,830	104,343,668
AL3x70-35	Red Aerea Pre, AL3x70-35	442.9	1,206,446	534,369,725
AL3x120-70	Red Aerea Pre, AL3x120-70	580.5	1,931,906	1,121,526,828
Cu4x16	Subterranea de BT, Cu4x16	0.3	6,594,807	2,269,089
Cu3X35+16	Subterranea de BT, Cu3X35+16	0.1	7,089,485	396,643
Cu3X50+25	Subterranea de BT, Cu3X50+25	0.0	7,485,675	246,914
Cu3X70+35	Subterranea de BT, Cu3X70+35	0.0	7,935,644	17,440
Al3x185/95	Subterranea de BT, Al3x185/95	0.1	9,961,052	676,181
	Total Red BT	**1,722**		**2,399,751,078**

6.2. Red Uniforme

En el cálculo de la red en zona uniforme, inicialmente, se requiere desarrollar el proceso de zonificación de toda la demanda abastecida desde los circuitos caracterizados como uniformes. Específicamente, la zonificación da como resultado para cada grupo de densidad de consumo (kVA/ km2), el consumo total, la cantidad de clientes y la superficie (km²) correspondiente a cada nivel de densidad. Estos parámetros son los principales datos de entrada del modelo geométrico, que a partir de ellos se determina la red óptima, considerando el desarrollo conjunto red de la MT, equipos de protección y maniobra, subestaciones MT/BT y red de BT.

En el próximo apartado se muestran los resultados del proceso de zonificación y luego el desarrollo de la red uniforme de ENERSA. Adicionalmente, en el Anexo 1, se describe el proceso de zonificación, y luego en el ANEXO 3 la descripción del modelo geométrico utilizado para red uniforme.

6.2.1. Resultado de la zonificación

a) Zonificación Uniforme

Con los aspectos y criterios planteados en el Anexo 1 del presente Informe, se realizó un proceso inicial de zonificación sobre la demanda asociada a los circuitos con distribución uniforme en el área de concesión de ENERSA dentro de la provincia de Entre Ríos. Para ello, se identificaron las NIS asociados a los circuitos de MT de referencia uniforme, que luego determinaron la proporción de usuarios que se ubican en estas zonas. El periodo de demanda analizado corresponde a información de facturación de consumos de los siguientes ciclos:

- Bimestral: Ciclo 5 y 6 de 2020, y ciclo 1 a 4 de 2021
- Mensual: Ciclo 9 a 12 de2020, y ciclo 1 a 8 de 2021

Luego, como se mencionó anteriormente, sobre aquellos suministros que quedan fuera del proceso de zonificación luego son tratados a través de un modelo de red real.

A continuación, se muestran en las siguientes figuras los resultados gráficos del grupo de suministros que por sus características resultan en bloques uniformes. La Figura. 2 muestra la Ciudad de Paraná, donde se observa la concentración de demanda sobre la Capital de Entre Ríos y parte de las localidades aledañas de Oro Verde, San Benito y Colonia Avellaneda.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 99
ENTRE RÍOS

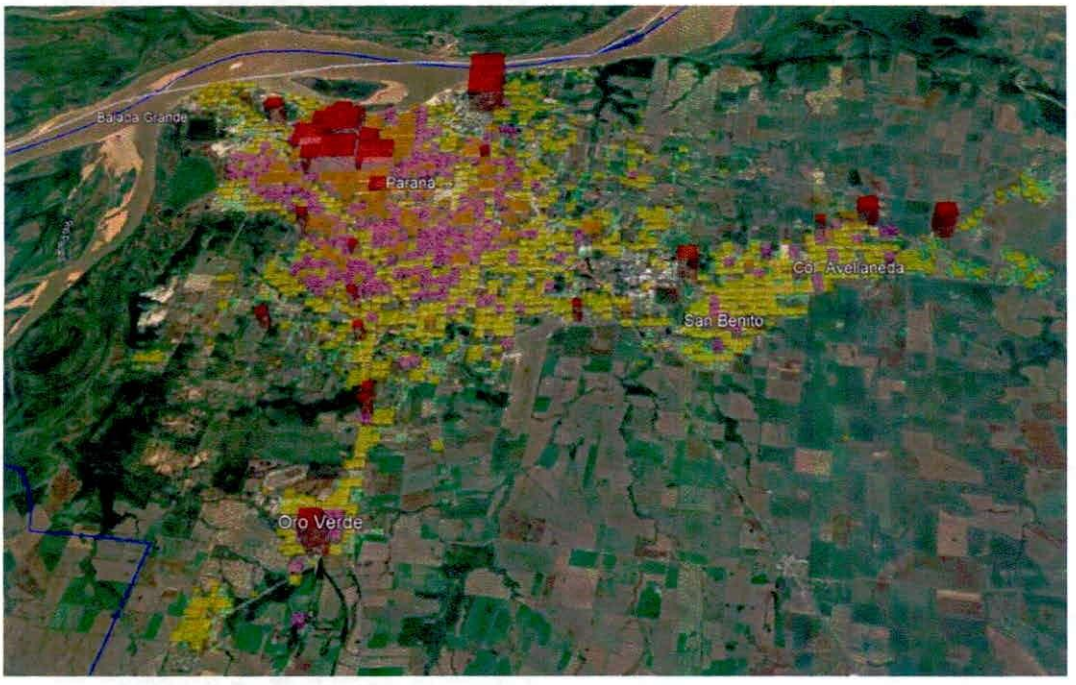


Figura 2 Zonificación Ciudad de Paraná y localidades cercanas

Al igual que la anterior, en las Figura 3, Figura 4 y Figura 5, se observan otros distritos de relevancia con bloques de densidad sobre algunos de los circuitos con cantidad de clientes uniformes: Gualeguay, Nogoyá, Victoria, Villaguay, Chajarí, y Federal.

Figura 3 Zonificación sobre Gualeguay y Nogoyá

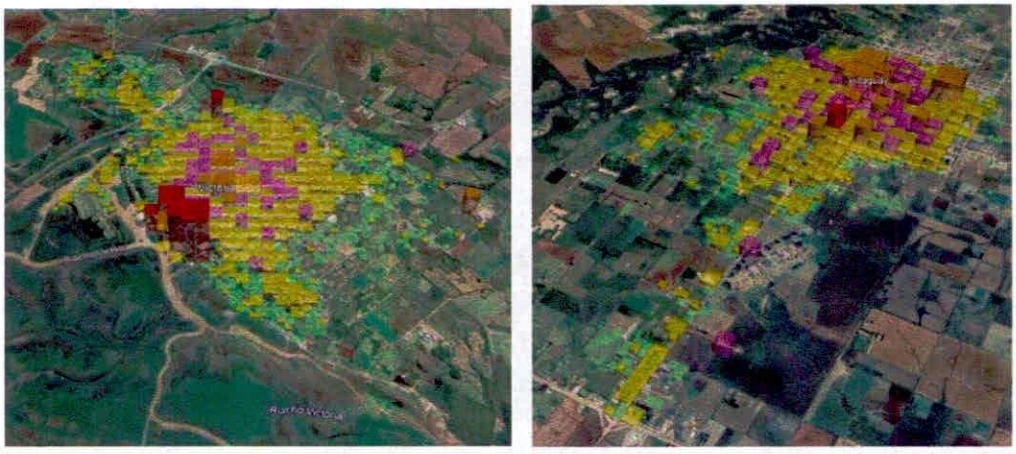


Figura 4 Zonificación sobre Victoria y Villaguay

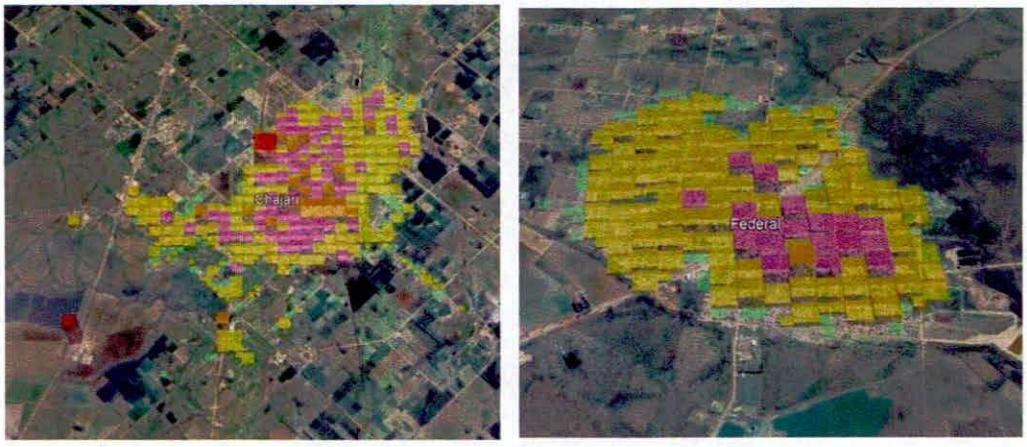


Figura 5 Zonificación sobre Chajarí y Federal

Nota: Adjuntamos al presente documento los kmz correspondientes.

b) Zonificación por zona de densidad

A continuación, en la Tabla 16 se presentan los resultados obtenidos para la zonificación propuesta para la demanda correspondiente al año 2020-2021 de la zona Uniforme.

Tabla 16 Zonificación zona Uniforme de ENERSA

Densidad	Potencia [kVA]	Área [km2]	Densidad [kVA/km2]
MAD	71,229	11.92	5.98
AD1	59,299	19.8	2.99
AD2	75,189	40.04	1.88
MD	111,937	151.16	0.74
BD	4,058	40.32	0.1
TOTAL	321,713	263.24	1.22

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 100
ENTRE RÍOS

Luego, a partir de la zonificación total se desagregó aquella demanda que corresponde a los circuitos uniformes con suministro en diferente nivel de tensión: 13.2 kV y 33 kV. Esto permitió obtener dos grupos de zonificaciones, una para cada caso, según sea el suministro con circuito de referencia en 13.2 kV o 33 kV.

Finalmente, sobre ambas zonificaciones se modelará a través del modelo geométrico la red de MT, MT/BT y BT, en función del nivel de tensión.

6.2.2. Modelo de red uniforme

Para el dimensionamiento de las instalaciones de MT y BT uniforme se realizó una optimización técnica - económica de las instalaciones del sistema eléctrico considerando la siguiente información:

- Resultados de la zonificación del mercado del apartado anterior, en 13.2 kV y 33 kV.
- Resultados de la determinación de las tecnologías para cada zona de densidad en 13.2 kV y 33 kV.
- Información del GIS y de demanda
- Costos unitarios de inversión en las instalaciones.

Sobre la base de esta información se procedió al dimensionamiento de las Instalaciones de de MT y BT y las unidades constructivas adaptadas. Para el modelado y dimensionamiento de las Instalaciones de MT, MT/BT y BT, se utilizó un modelo geométrico de desarrollo de red y se lo parametrizó con información característica de las zonas bajo estudio: superficie, demanda por etapa, densidad de carga, cantidad de clientes, etc.

La optimización de las instalaciones de se efectuó mediante dos modelos geométricos, uno por cada tensión de referencia de los circuitos uniformes (33 kV y 13.2 kV), que permiten obtener la solución de mínimo costo integral considerando la red de media y baja tensión, incluyendo además la definición del módulo de las subestaciones de MT/BT. El costo total evaluado comprende el costo de inversión, el de operación y mantenimiento, el de pérdidas, y se verifica en todas las alternativas evaluadas el cumplimiento de la calidad de servicio acorde con la norma técnica de calidad.

Cada modelo geométrico optimiza el diseño y la configuración las redes de BT, las SED MT/BT y las redes de MT en forma conjunta para cada zona típica establecida en la zonificación del mercado, seleccionando la alternativa de mínimo costo que cumpla con las condiciones de calidad de servicio y de producto establecidas por la normativa vigente. El diseño tiene en cuenta las siguientes características:

- Características del mercado a atender.
- Características geográficas y restricciones constructivas.
- Parámetros de diseño de las instalaciones.
- Parámetros de confiabilidad.

El grupo de alternativas a evaluar se configuran con diferentes combinaciones de unidades y parámetros que se consideran como variables de diseño, y que son establecidas de forma discreta dentro de rangos de razonabilidad compatibles con los requerimientos de las zonas de densidad.

Luego, el modelo calcula todos los costos y la calidad del servicio resultante y selecciona entre las alternativas existentes la de mínimo costo (óptima).

Los parámetros de diseño típicos que se evalúan son:

- Módulo de las SED MT/BT.
- Cantidad de salidas BT por SED (aéreos y a nivel o subterráneos).
- Topología de la red MT (en anillo, radial con derivaciones).
- Topología de la red BT (en anillo, radial con derivaciones).
- Cantidad de cierres en la red de MT.
- Cantidad de derivaciones en la red MT.

En cada alternativa evaluada el modelo efectúa una optimización del tipo y sección de los conductores a utilizar en cada tramo de las redes de MT y BT (salidas, troncales y derivaciones), evaluando todas las posibilidades disponibles (aéreas de distintos tipos y subterráneas) que cumplan con las restricciones existentes en esa zona de análisis.

El detalle de los criterios y metodología utilizada para cálculo de las cantidades optimizadas de red en zona uniforme se encuentra en el ANEXO 3 del presente documento.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para la red de media tensión, equipos de protección y maniobra, subestaciones de MT/BT y red de baja tensión luego de aplicar el modelo geométrico:

Tabla 17 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -13. 2 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo MT Al	753.8	1,587,618	1,196,724,366
3 x 50 mm2 - Aéreo MT Al	134.3	1,611,301	216,335,672
3 x 70 mm2 - Aéreo MT Al	446.1	1,752,564	781,867,111
3 x 70 mm2 - Subt MT Al	190.1	9,706,544	1,845,445,022
3 x 185 mm2 - Subt MT Al	26.5	11,046,263	292,358,312
3 x 300 mm2 - Subt MT Al	13.1	11,453,784	150,087,101
TOTAL	1,564		4,482,817,583

Tabla 18 Resultados de VNR redes de MT- Zona Uniforme -33 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo MT Al	30.0	1,893,413	56,736,836
3 x 50 mm2 - Aéreo MT Al	15.7	1,988,700	31,275,069
3 x 50 mm2 - Subt MT Cu	18.8	10,463,172	197,167,010
TOTAL	65		285,178,915

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 101
ENTRE RÍOS

Tabla 19 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	Ud	Cu $AR	VNR $AR
Seccionamiento	2036	52,397	106,680,694
Reconectadores	139	1,128,214	156,821,683
Seccionamiento bajo carga (ext)	139	67,258	9,348,883
Bancos de Capacitores	94	507,501	47,705,087
TOTAL	2,408		320,556,347

Tabla 20 Resultados de VNR equipos de protección y maniobra -Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	Ud	Cu $AR	VNR $AR
Seccionamiento	76	68,314	5,191,877
Reconectadores	6	1,161,860	6,971,162
Seccionamiento bajo carga (ext)	6	77,093	462,557
Bancos de Capacitores	11	1,007,620	11,083,820
TOTAL	99		23,709,417

Tabla 21 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	ud	Cu $AR	VNR $AR
S.E. AEREA MONOPOSTE 63 kVA (3F)	267	490,735	130,982,203
S.E. AEREA BIPOSTE 100 kVA (3F)	2427	624,699	1,516,330,931
S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	912	688,276	627,934,942
S.E. COMPACTA BOVEDA 250 kVA (3F)	271	4,828,118	1,310,640,936
S.E. COMPACTA BOVEDA 630 kVA (3F)	217	5,088,639	1,104,234,617
TOTAL	4,095		4,690,123,628

Tabla 22 Resultados de VNR centros MT/BT-Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	ud	Cu $AR	VNR $AR
S.E. AEREA BiPOSTE 63 kVA (3F)	10	624,055	6,240,546
S.E. AEREA BIPOSTE 160 kVA (3F)	108	732,785	79,140,789
S.E. COMPACTA BOVEDA 630 kVA (3F)	50	5,748,992	287,449,599
TOTAL	168		372,830,933

Tabla 23 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -13. 2 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2266.0	1,051,925	2,383,668,813
3 x 70 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2902.2	1,206,446	3,501,337,221
3 x 120 mm2 - Aéreo Autop BT Al	163.5	1,931,906	315,887,111
3 x 35 mm2 - Subt BT cu	170.6	7,089,485	1,209,180,338
3 x 70 mm2 - Subt BT Cu	216.5	7,935,644	1,718,129,726
3 x 185 mm2 - Subt BT AL	214.9	9,961,052	2,140,856,535
TOTAL	5,934		11,269,059,744

Tabla 24 Resultados de VNR redes de BT-Zona Uniforme - -33 kV

Descripción	km	Cu $AR	VNR $AR
3 x 35 mm2 - Aéreo Autop BT Al	77.9	1,051,925	81,992,024
3 x 50 mm2 - Aéreo Autop BT Al	13.0	1,110,830	14,402,730
3 x 70 mm2 - Aéreo Autop BT Al	90.8	1,206,446	109,517,104
3 x 120 mm2 - Aéreo Autop BT Al	2.8	1,931,906	5,450,103
3 x 185 mm2 - Subt BT AL	92.9	9,961,052	925,375,623
TOTAL	277		1,136,737,584

6.3. VNR Total del sistema de MT y BT

Modelo	Grupo	Cantidades	Unidad	TOTAL $AR
Uniforme	Redes en 13.2 kV	1,564	km	$ 4,482,817,583
	Redes en 33 kV	65	km	$ 285,178,915
	Equipos P&M	2,507	ud	$ 344,265,764
	SED MT/BT	4,263	ud	$ 5,062,954,561
	Redes en BT	6,211	km	$ 12,405,797,328
No Uniforme	Redes en 13.2 kV	10,614	km	$ 8,547,465,972
	Redes en 33 kV	2,665	km	$ 5,863,141,203
	Equipos P&M	7,832	ud	$ 722,892,683
	SED MT/BT	9,460	ud	$ 2,358,799,947
	Redes en BT	1,722	km	$ 2,399,751,078
			TOTAL	$ 42,473,065,035

7. SISTEMA DE SERVICIO TÉCNICO AL CLIENTE

El resultado de las acometidas y medidores han sido obtenidos de acuerdo con la información real de ENERSA de cantidades y costos unitarios.

7.1. Resultados de Acometidas

El resultado de las acometidas por grupo de tarifario considera un precio medio que tiene en cuenta diferentes tipos de acometidas, utilizando una ponderación entre la cantidad de kilómetros de red

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 102
ENTRE RÍOS

aéreo y subterráneo en BT y en MT. Adicionalmente, se pondera el precio por acometida en clientes monofásico y trifásico. El resultado del VNR de las acometidas por grupos tarifario es el de la siguiente tabla:

Tabla 25 Resultados de VNR de Acometidas

Cod_tarifa	Cantidad	Precio ponderado	VNR_Acometidas
T1R	342765	3,255	1,115,778,743
T1RU	7392	3,255	24,062,657
T1G	44828	3,670	164,529,731
T2	1734	4,820	8,358,164
T3MT33	33	5,968	196,951
T3MT13	81	4,900	396,914
T3BT	937	4,821	4,517,227
T4	1108	5,190	5,750,684
T5	88	6,230	548,228
USO	94	3,255	305,992
PEAAT	2	5,968	11,936
PEAMT33	6	6,230	37,379
PEAMT13	14	6,230	87,218
PEABT	12	6,941	83,296
	399,094		**1,324,665,119**

7.2. Resultados de Medidores

En el caso de medidores se considera un precio medio que tiene en cuenta cantidad de medidores monofásicos y trifásicos en cada grupo tarifario, y proporción de red aérea y subterránea, por grupo tarifario. El resultado del VNR de los medidores por grupos tarifario es el de la siguiente tabla:

Tabla 26 Resultados de VNR de Medidores

Cod_tarifa	Cantidad	Precio ponderado	VNR_Medidores
T1R	342765	1,663	570,051,512
T1RU	7392	1,663	12,293,614
T1G	44828	1,663	74,553,321
T2	1734	5,127	8,891,000
T3MT33	33	818,164	26,999,427
T3MT13	81	510,878	41,381,123
T3BT	937	18,260	17,109,771
T4	1108	3,966	4,394,217
T5	88	5,492	483,319
USO	94	1,663	156,331
PEAAT	2	802,620	1,605,241
PEAMT33	6	818,164	4,908,987
PEAMT13	14	510,878	7,152,293
PEABT	12	18,260	219,122
	399,094		**770,199,278**

8. RESULTADOS DEL VNR ELÉCTRICO ENERSA

8.1. VNR optimizado

El resultado de las cantidades y VNR total obtenidos en zona uniforme y red real en zona no uniforme se presentan los totales en la Tabla 27 , que considera todos los sistemas eléctricos definidos anteriormente para el cálculo del VNR.

Tabla 27 Resultados de VNR Optimizado de ENERSA

Nivel	Grupo	Cantidades	Unidad	TOTAL $AR
AT	Redes	1,146	km	$ 18,972,554,936
AT	Estaciones	26	ud	$ 16,172,747,311
MT	SET	85	ud	$ 3,616,997,563
MT	CD y Reguladores	10	ud	$ 209,322,022
MT	Alimentadores	31	km	$ 348,845,840
MT	Redes en 13.2 kV	12,177	km	$ 13,030,283,555
MT	Redes en 33 kV	2,730	km	$ 6,148,320,118
MT	Equipos P&M	10,339	ud	$ 1,067,158,447
BT	SED MT/BT	13,723	ud	$ 7,421,754,508
BT	Redes en BT	7,934	km	$ 14,805,548,406
BT	Acometidas	2,689	km	$ 1,324,665,119
BT	Medidores	399,094	ud	$ 770,199,278
			TOTAL	$ 83,888,397,103

8.2. Valor de Reemplazo Real

Adicionalmente, se realizó el cálculo de Valor de Reemplazo Real, que corresponde al valor de los activos reales que actualmente tiene la empresa como parte de su inventario, y considera en la valorización los cambios tecnológicos y calibres o capacidades eficientes y adaptadas a la red real. Esto implica considerar en el stock de tecnologías y diseños disponibles un abanico reducido de rangos de calibres o capacidades eficientes. Por lo que, en este caso es necesario adaptar la disponibilidad de tecnologías y calibres a un amplio diccionario de instalaciones existente reales en el inventario de la base de activos de la empresa. Los precios de referencia de las instalaciones fueron provistos por la empresa. Los criterios y metodologías están en el ANEXO 5 del presente informe.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 103
ENTRE RÍOS

Tabla 28 Resultados de Reemplazo Real de ENERSA

Nivel	Grupo	Cantidades	Unidades	TOTAL $AR
AT	Redes	1,146	km	**18,972,554,936**
AT	Estaciones	26	ud	**16,172,747,311**
MT	SET	85	ud	**3,616,997,563**
MT	CD y Reguladores	10	ud	**209,322,022**
MT	Redes	14,920	km	**21,503,548,801**
MT	Equipos P&M	9,704	ud	**492,095,406**
MT	SED MT/BT	13,509	ud	**7,627,450,861**
BT	Redes en BT	7,801	km	**14,512,314,581**
BT	Acometidas	2,689	km	**1,294,779,821**
BT	Medidores	399,094	ud	**770,199,278**
	TOTAL			**85,172,010,580**

A continuación, en la siguiente y para las mismas etapas, se muestran la comparación porcentual de las cantidades y valorización del resultado del proceso de optimización y real

Tabla 29 Comparación Reemplazo Real vs VNR Optimizado de ENERSA

Nivel	Grupo	Participación	% Cantidades	% Valorización
AT	Redes	22.6%	0.00%	0.0%
AT	Estaciones	19.3%	0.00%	0.0%
MT	SET	4.3%	0.00%	0.0%
MT	CD y Reguladores	0.2%	0.00%	0.0%
MT	Redes	23.3%	-0.15%	10.1%
MT	Equipos P&M	1.3%	-6.14%	-53.9%
MT	SED MT/BT	8.8%	-1.73%	2.8%
BT	Redes en BT	17.6%	-1.67%	-2.0%
BT	Acometidas	1.6%	0.00%	-2.3%
BT	Medidores	0.9%	0.00%	0.0%
		Valorización TOTAL	**Dif %**	**1.53%**
			Dif $ AR	**1,283,613,477**

Como resultado de la comparación se puede concluir:

- El Valor de Reemplazo Real está valorizados 1.53 % por arriba del VNR Optimizado, y la red de MT es la principal etapa que incrementa su valor (10.1%), dado su participación en el total del VNR (23 %).
- El proceso la valorización de las etapas de AT: líneas en 132 kV y estaciones AT/MT, y en Distribución: subestaciones 33/13.2 kV, Centro de Distribución y reguladores, se mantienen sin cambios (0%).
- La valorización de la red MT muestra mayor diferencia porcentual, debido a que los calibres y diseños requeridos para el reemplazo tienen un costo superior a los utilizados en el VNR óptimo. Cabe mencionar que inclusive en la red óptima hay levemente una mayor cantidad de kilómetros de red, para una similar proporción de red subterránea respecto de la red aérea.
- En el caso de equipos de protección y maniobra, el valor de Reemplazo Real es menor al VNR Optimizado (-53.9%), aunque estos valores absolutos tienen menor participación en

el total de la valorización. Esto se debe a que existe menor cantidad de equipos involucrados en la red real (- 6.4%), aunque principalmente esta diferencia se debe a las tecnologías consideradas en el diseño óptimo respecto de las existentes en el inventario de la empresa.

- En las subestaciones MT/BT hay valores mayores en la valorización de Reemplazo Real (2.8%), respecto de la valorización optimizada. Por otro lado, se observa que las cantidades de subestaciones en el inventario real es menor respecto de las optimizadas, y, por el contrario, hay menor cantidad de kVA resultantes en el VNR Optimizado.
- En el caso de red de BT se observa un valor de Reemplazo Real menor al valor de reemplazo optimizado. Aunque, en la red optimizada hay aproximadamente 133 kilómetros por arriba de la cantidad de red real en la base SGD, que fueron determinados en el proceso de optimización para zonas de densidad uniforme requeridos para cubrir el abastecimiento en BT. Cabe mencionar que en la red de BT optimizada y real, resulta una proporción similar de red subterránea respecto de la red aérea.
- En las acometidas se observa una valorización menor para el Reemplazo Real respecto del optimizado (-2.3), aunque cabe mencionar que estos valores consideran un ajuste en las cantidades informadas en el total informado en el SGD. Particularmente, se consideraron en la valorización acometidas de 7 metros para aéreas y 4 metros para acometidas subterráneas, en función de los grupos tarifarios.
- En conclusión, la valorización de Reemplazo Real está por arriba del VNR Optimizado, principalmente por las ineficiencias incorporadas en el uso acotado de tecnologías, o tecnologías obsoletas.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 104
ENTRE RÍOS

ANEXO 1 – ZONIFICACIÓN

1. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA

En este apartado se describe la actividad relacionada al proceso de zonificación, con el objeto de identificar de zonas de densidad de demanda y establecer criterios específicos en aquellos grupos de demanda y circuitos que tienen características particulares. La actividad se requiere a efectos del posterior uso en el desarrollo de las instalaciones para el abastecimiento en distintos rangos de densidad de carga y de configuración óptima de las redes de MT y BT.

Los elementos que fueron establecidos para el proceso de zonificación fueron:

- Año base, en relación con la base de facturación y ajustada al año base.
- Definición y propuesta de los límites de densidad;
- Definición del tamaño de la cuadrícula;
- Determinación de la potencia en cada cuadrícula;
- Sensibilización de los límites y tamaños de cuadrículas con la metodología para la expansión de resultados.

Para la zonificación se utilizaron modelos desarrollados por el consultor que han sido considerados en otros procesos tarifarios de similares características, los cuales a partir de la base de consumos georreferenciada permiten determinar las áreas de densidad en función de límites establecidos de cuadrícula. Adicionalmente, el proceso de zonificación se utiliza para determinar cantidades globales de usuarios, potencia, y km2 para cada rango de densidad.

Luego, como resultado del proceso se obtuvo la distribución espacial de la demanda del año base, en cada uno de los dameros uniformes, la definición de las áreas de estudio y la definición de las áreas no uniformes restantes que tuvieron un tratamiento diferenciado.

Es importante notar que, en la definición de los límites de densidad, por ejemplo: usuarios por kilómetro cuadrado, se requiere sensibilizar las áreas resultantes con las tecnologías de las instalaciones reales de la empresa.

Para el análisis de la energía mensual de los suministros se tuvieron en cuenta los siguientes puntos en relación con los periodos de consumo:

- Usuarios que tienen consumo bimestral y mensual;
- Factor de carga y pérdidas típicos en función del tipo de tarifa.

Para diferenciar aquellos circuitos con distribución de clientes uniforme y no uniforme inicialmente se identificaron aquellos clientes que están en bloques considerando el siguiente límite:

- 50 usuarios/km de circuito MT; para un valor mayor se identifica al circuito como uniforme, y si es menor igual como no uniforme. Esta identificación y naturaleza luego es adoptada por los clientes y equipos conectados al circuito. El valor de referencia se toma de la experiencia del análisis de redes.

Para los circuitos que cumplen el criterio del punto anterior, luego se asociaron los suministros (cantidad de NIS y consumo) a los distribuidores de MT, las subestaciones MT/BT, la red BT y equipos de protección y maniobra. Con este detalle se determinó cada proporción de usuarios establecidos en zona que tendrán el tratamiento uniforme y no uniforme contenidos en cada

circuito. Todos los usuarios-clientes es información que corresponde al padrón de la empresa.

Como resultado del proceso inicial de zonificación se separa el grupo de suministros que serán establecido en los polígonos bajo circuitos en zona uniformes y no uniforme, y luego serán tratados a través de un modelo geométrico y de adecuación de calibre económico, respectivamente.

2. ÁREAS ZONIFICADAS

En el presente apartado se detalla el procedimiento utilizado para analizar el área de servicio en zonas uniforme de ENERSA. Para efectuar la zonificación se han considerado los siguientes rangos de densidad, consistentes con otros procesos tarifario, las cuales se presentan en la Tabla 30:

Tabla 30 Rango de densidad por tipo de zona

Tipo de Zona	*Rango de Densidad*
Semi Uniforme / Baja Densidad	0 a 0,25 MVA/km^2.-
Uniforme / Media Densidad	0,25 a 1, 5 MVA/km^2.-
Uniforme / Alta Densidad 2	1,5 a 2,5 MVA/km^2.-
Uniforme / Alta Densidad 1	2,5 a 4 MVA/km^2.-
Uniforme / Muy Alta Densidad	más de 4 MVA/km^2.-

El proceso de zonificación consiste en analizar bloques de superficie variable para lograr que el área cubierta por las redes eléctricas sea adaptada al área que efectivamente cuenta con suministros, y que los límites de frontera de las zonas resulten homogéneos, dentro de una zona de distribución eléctrica. Con la zonificación, en cada bloque, se determinará la superficie, carga eléctrica y densidad de carga, cantidad de usuarios, etc. En función del resultado de densidad de carga de cada bloque se clasifica cada grupo de acuerdo con los "tipos de zona" presentados en la Tabla 30, presentada anteriormente.

Para definir las zonas uniformes, y en consecuencia la carga asociada a dichas zonas, se analizó la información de ubicación espacial de los usuarios suministrada por ENERSA, en cada una de las áreas de concesión de la empresa. En cada caso, se tomó de la información comercial los suministros por localidad, identificación, energía, grupo tarifario y de consumo, etc., particularmente, los datos utilizados para desarrollar el estudio comprenden:

- Base de información de consumos y la ubicación geográfica de los mismos;
- Vinculación Cliente, Red, Transformador;
- Factores típicos de caracterización de carga por grupo tarifario (ver Tabla 31 en el siguiente apartado).

Luego, a partir de la zonificación total se desagregó aquella demanda que corresponde a los circuitos uniformes con suministro en diferente nivel de tensión: 13.2 kV y 33 kV. Esto permitió obtener dos grupos de zonificaciones, una para cada caso, según sea el suministro con circuito de referencia en 13.2 kV o 33 kV.

Finalmente, sobre ambas zonificaciones se modelará a través del modelo geométrico la red de MT, MT/BT y BT, en función del nivel de tensión.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 105
ENTRE RÍOS

3. PARÁMETROS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

En relación con la información suministrada por ENERSA se pueden obtener los siguientes resultados de factor de carga y coincidencia, y factor de pérdida, para cada uno de los códigos de tarifa de referencia. Adicionalmente, se agrega una descripción de la tarifa, el tipo, y el nivel de tensión asociado.

Tabla 31 Factor de caracterización de la demanda

Cod_Tar	Tar_previa	Fcarga	Fcoin	Factor_perdidas	FdP
P3A	T5 - OD - AT_	0.769	0.976	1.071	0.950
P3B	T5 - OD - MAT_	0.769	0.976	1.026	0.950
P3M	Peaje - BT_	0.722	0.962	1.183	0.937
P3S	Peaje - MT_	0.896	0.974	1.144	0.997
P5A	Peaje - AT_	0.795	0.993	1.071	0.950
P5S	Peaje - MAT_	0.827	1.000	1.026	0.950
T1A	T1 - R_0 - 100	0.358	0.471	1.183	0.826
T1E	T1 - R_100 - 200	0.434	0.729	1.183	0.837
T1G	T1 - R_200 - 300	0.488	0.773	1.183	0.876
T1J	T1 - R_> 300	0.516	0.783	1.183	0.876
T1K	T1 - R_Total	0.472	0.743	1.183	0.863
T1L	T1 - G_0 - 125	0.303	0.569	1.183	0.777
T1M	T1 - G_125 - 350	0.406	0.713	1.183	0.766
T1O	T1 - G_> 350	0.528	0.720	1.183	0.798
T1P	T1 - G_Total	0.491	0.709	1.183	0.792
T1R	T1 - Rural Res._0 - 150	0.424	0.635	1.201	0.757
T1S	T1 - Rural Res._150 - 300	0.454	0.685	1.201	0.774
T1U	T1 - Rural Res._> 300	0.504	0.749	1.201	0.832
T1V	T1 - Rural Gen._0 - 150	0.444	0.564	1.201	0.743
T1W	T1 - Rural Gen._150 - 300	0.490	0.810	1.201	0.801
T2D	T1 - Rural Gen._> 300	0.513	0.668	1.201	0.879
T3A	T1 - Rural_Total	0.487	0.698	1.201	0.826
T3B	T2 - BT_	0.659	0.797	1.183	0.887
T3M	T3 - BT_	0.747	0.896	1.183	0.885
T4D	T3 - MT_	0.832	0.935	1.144	0.889
T4G	T3 - AT_	0.809	0.970	1.071	0.930
T4P	T3 - MAT_	0.809	0.970	1.026	0.930
T5A	T4 - AP_	0.496	1.000	1.183	0.950
T5B	T5 - OD - BT_	0.590	1.000	1.183	0.993
T5M	T5 - OD - MT_	0.774	0.890	1.144	0.905

4. METODOLOGÍA PARA ESTABLECER LA DENSIDAD DE CARGA

Para determinar la densidad de carga sobre el área en estudio se requiere considerar una unidad de análisis -que denominaremos "bloque"-. Esta unidad de análisis consiste en una superficie cuadrada de lados iguales y cuya longitud es variable. Luego, el proceso consiste en dividir el área de suministro en bloques contiguos, comenzando por aquellos de mayor área.

A continuación, la siguiente etapa consiste en excluir del análisis los bloques que han quedado "caracterizados" por grupo de densidad, y sobre el área restante se realiza el mismo proceso con el bloque siguiente de área menor. Finalmente, el procesamiento concluye cuando se procesan todos los bloques de menor área. Esta división posibilita realizar un estudio detallado del mercado de ENERSA con el objeto de definir cada bloque a través del área de densidad de carga.

Para mejor análisis de los bloques se utilizan áreas variables con el sentido de aumentar la precisión del análisis del área de servicio, y con ello impedir que queden sectores "no electrificados" en lugares con suministro, o demanda en grupo de densidades incorrectas, o, en otro sentido, queden caracterizadas áreas en las que no resulta necesario tender redes de distribución. De esta manera se obtiene como resultado un área a electrificar "ajustada" al área de suministro y la realidad de la empresa.

4.1. Criterios de apropiación de la carga a cada área unitaria

En esta etapa se establecen bloques cuya posición georreferenciada determina un perímetro en donde se calcula la densidad de carga, como el cociente entre la suma de las demandas (calculada en referencia al ingreso a media tensión) y el área del bloque analizado.

Específicamente, conocida la posición georreferenciada de los consumos, la demanda referenciada a media tensión y definidos los bloques (área y posición georreferenciada), entonces se calcula la densidad de potencia [δ] por bloque. Luego, cada bloque queda determinado como se describe el siguiente ejemplo:

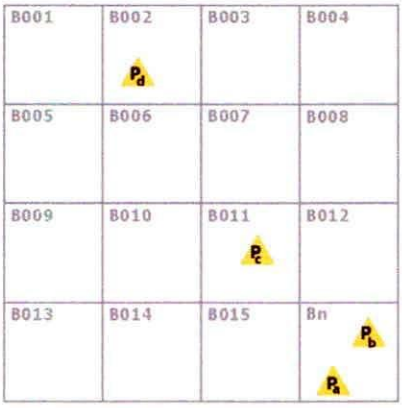


Figura 6 Identificación de bloques con carga

$$\delta_{Bn} = \frac{P_a + P_b}{Sup_{Bn}}$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 106
ENTRE RÍOS

$$Pi = \sum_{mes}^{12} \frac{E_{i-mes}}{horas_{mes}} * \frac{Fcoin_f * Fperd_f}{Fc_f}$$

Donde,

δ_{Bn} = densidad por bloque "n"

Pi= demanda anual a nivel de media tensión, con i= a,b,c,d,.....

Sup_{Bn}= superficie correspondiente al bloque "n"

La demanda individual se calcula mediante la siguiente expresión:

$E_{i\text{-}mes}$=Energía mensual correspondiente al usuario i

F_{cf}= Factor de carga asignado al usuario i, correspondiente a su categoría tarifaria "f".

$Fcoin_{if}$=Factor de coincidencia con la demanda máxima en media tensión del usuario i, correspondiente a su categoría tarifaria "f".

$Fperd_{if}$= Factor de pérdidas asignado al usuario i, correspondiente al nivel de tensión de conexión.

La pertenencia de una demanda al Bn (Bloque "n"), está definida por el hecho de que su posición georreferenciada este contenida dentro del perímetro dicho bloque.

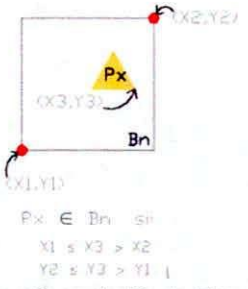


Figura 7 Georreferenciación de bloques de carga

4.2. Determinación de las áreas de densidad

1. Se efectúa la división de las áreas de servicio en bloques de 400 m x 400 m, determinándose inicialmente los bloques de muy alta densidad (MAD), o sea, aquellos con densidad igual o superior a MAD, según se muestra en el siguiente esquema:

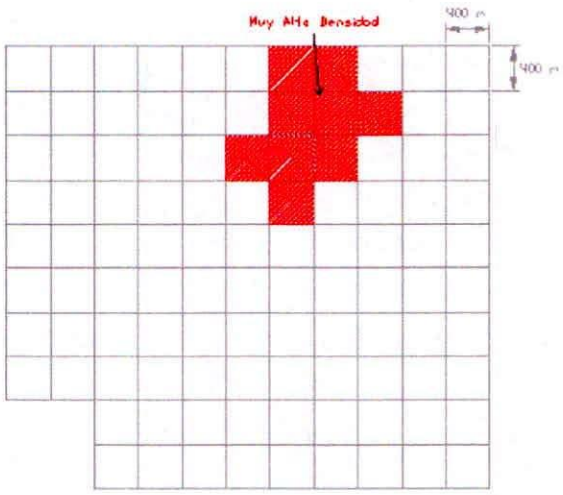


Figura 8 Asignación de bloques de MAD

2. Se elimina del área de análisis los bloques de MAD y se divide el área restante en bloques de 200 m x 200 m. Se calculan las densidades de los nuevos bloques y se identificaron los bloques de Alta Densidad 1 (AD1) En el proceso de reducción del tamaño de bloque resultaron bloques en la periferia que dejan de tener usuarios en su interior, al incrementarse la precisión del análisis. El proceso mencionado se ilustra en el siguiente esquema:

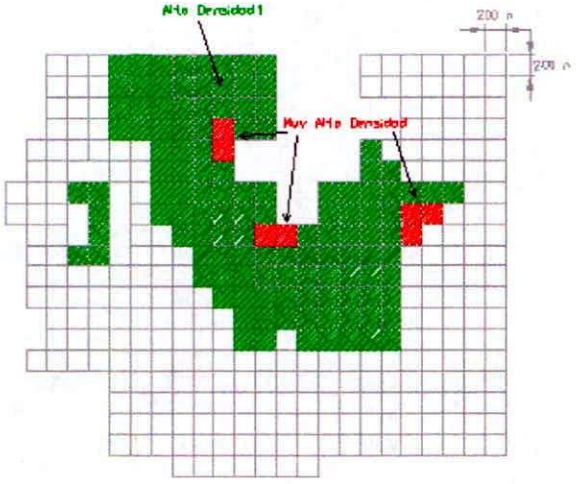


Figura 9 Asignación de bloques de AD1

En esta del proceso, y de acuerdo con los valores de densidad resultantes, se identifican las zonas Alta Densidad 1. En el caso que, debido a la reducción del área de análisis, se registren en algunos bloques nuevos valores de densidad correspondientes a MAD, estos se reclasificaron como dicha densidad y se identifican según su tipo.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 107
ENTRE RIOS

3. Se eliminan del área en análisis los bloques de AD1 y MAD y se repite el proceso de caracterización reduciendo el tamaño de los bloques a 100 m x 100 m. Se identificaron los bloques de alta densidad 2 (AD2), media densidad (BD) y densidad (BD). De la misma manera que lo ya explicado, la reducción del tamaño del bloque produce el efecto que en la periferia quedan áreas sin demanda o la aparición de sectores de densidades mayores, como se ilustra en la siguiente figura:

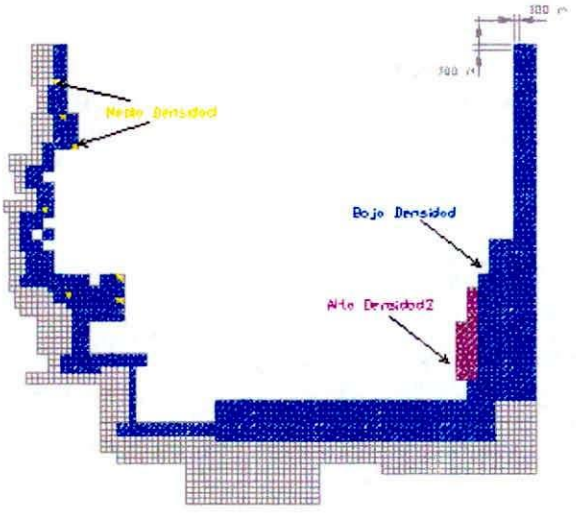


Figura 10 Asignación de bloques de AD2, MD y BD

La metodología de zonificación descrita permite clasificar los bloques en su correspondiente rango de densidad de carga, cualquiera sea su tamaño, evitando que puedan darse zonas que siendo en teoría de menor densidad, resulten luego con una densidad media superior a zonas definidas como de mayor densidad.

ANEXO 2 – SISTEMA DE ALTA TENSION

1. INTRODUCCIÓN

En el presente anexo se desarrolla en detalle todo el procedimiento seguido por el consultor para la valorización tanto de las líneas de alta tensión, como así también de las estaciones transformadoras AT/MT.

En particular se señalan los distintos criterios para determinar el inventario de las líneas de alta tensión como de las estaciones transformadoras AT/MT, teniendo como fuente principal de información la guía de referencia de ENERSA, publicada en diciembre del año 2020. Por otro lado, también se realiza una descripción de cómo se obtienen los costos unitarios de las unidades constructivas utilizadas para la valorización del sistema de alta tensión.

2. VNR DE LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Para poder representar el inventario de las líneas de alta tensión que forman parte del sistema eléctrico de ENERSA, se tomó la información de la tabla "Líneas Aéreas_2020", extraída de la guía de referencia. En la misma, se encuentran detalladas cada una de las líneas de 132 kV que se encuentran en la provincia de Entre Ríos. En particular, solamente se valorizaron las líneas aéreas que pertenecen a la empresa ENERSA.

De esta forma, las líneas que vinculan la estación Chajarí con la estación Salto Grande (propiedad de TRANSNEA) y la línea que vincula la estación Concordia con la estación Río Uruguay (Propiedad de la cooperativa Concordia), no se tuvieron en cuenta para el cálculo del VNR. A partir de lo mencionado anteriormente, se tienen 1146 km de línea aérea pertenecientes a la empresa ENERSA sobre un total de 1214 km.

2.1. Costos de unidades constructivas

Para valorizar las líneas de alta tensión se tienen en cuenta los siguientes costos unitarios, informados por la empresa ENERSA del archivo "Costos Red de Alta tensión V2". Tener en cuenta que todos los precios se encuentran expresados en pesos al tipo de cambio fijado el 31 de diciembre de 2020, con una tasa de 84,15$/dólar.

Los costos unitarios utilizados para la valorización de las líneas aéreas rurales son los que se detallan a continuación:

Líneas de 132 kV Rurales	Costo $AR
Línea con aislación suspendida, postación y accesorios de H° A°, disposición triangular y cable de 300/50 mm2 Al/Ac	$ 13,992,283
Línea Doble Terna con aislación rígida (line post), postación y accesorios de H° A°, disposición coplanar vertical y cable de 300/50 mm2 Al/Ac	$ 22,144,916
Línea con aislación rigida (line post), postación y accesorios de H° A°, disposición triangular y cable de 300/50 mm2 Al/Ac	$ 13,431,375
Estudio y relevamiento de traza	$ 32,435
Servidumbres - (para línea de 33 kV tomar el 60% de este valor)	$ 1,148,311
Estudio de Suelos - precio por km	$ 22,369

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 108
ENTRE RÍOS

Por otro lado, los costos unitarios para líneas urbanas son los siguientes:

Líneas de 132 kV Urbanas	Costo $AR
Línea Doble Terna con aislación rígida (line post), postación y accesorios de H° A°, disposición coplanar vertical y cable de 300/50 mm2 Al/Ac	$ 36,870,845
Línea con aislación rigida (line post), postación y accesorios de H° A°, disposición coplanar vertical y cable de 300/50 mm2 Al/Ac	$ 21,584,338

Los costos unitarios expresados en la tabla anterior tienen incluidos dentro de cada unidad constructiva los costos de mano de obra y están expresados en $AR/km.

2.2. Resultados del VNR de Líneas de Alta tensión

En este capítulo, se describe el procedimiento para la valorización de cada una de las líneas de alta tensión pertenecientes a ENERSA. Para dicha valorización, se utilizan los costos de las unidades constructivas descriptas anteriormente, donde cada línea tendrá asignada una o más unidades constructivas que la represente en función de sus características técnicas.

Una vez asignadas las unidades constructivas a cada línea, se realizó el siguiente cálculo para obtener el VNR total:

VNR total [$AR] = VNR Eléctrico [$AR] + Terrenos [$AR]

Siendo que:

VNR Eléctrico [$AR]= Long * [%urbano * CLU + %rural * (CLRs*0,9 + CLRl-p * 0,1+CES)]+CET

Donde:

Long: Es la longitud de la línea en kilómetros.

CLU: Es el costo unitario de una línea aérea urbana en $AR/km.

CLRs: Es el costo unitario de una línea rural con aisladores en suspensión.

CLRl-p: Es el costo unitario de una línea rural con aisladores del tipo line-post.

CES: Costo de estudio de suelo en $AR/km.

CET: Costo de estudio y relevamiento de la traza.

Los porcentajes 0,9 y 0,1 corresponden a los criterios adoptados y explicados en el desarrollo del informe.

Por otro lado, para determinar el costo de los terrenos:

Terrenos [$AR]= CDS * Long * %Rural

Donde:

CDS: Costo de servidumbre en dólares por kilómetro.

En la siguiente tabla, se muestran los resultados obtenidos en la valorización de cada una de las líneas de alta tensión en 132 kV informadas en la guía de referencia.

Nombre Línea	Long [km]	VNR Eléctrico [$AR]	Terrenos [$AR]	VNR TOTAL [$AR]
Calchines|Paraná Norte	4.0	$ 80,269,164	$ 918,649	$ 81,187,813
Calchines|Paraná Norte	4.0	$ 80,269,164	$ 918,649	$ 81,187,813
Chajarí|Los Conquistadores	47.2	$ 730,863,850	$ 43,360,220	$ 774,224,069
Concordia|Salto Grande	10.3	$ 159,514,714	$ 9,462,082	$ 168,976,795
Crespo|Victoria	68.7	$ 1,063,763,753	$ 63,111,167	$ 1,126,874,920
Crespo|Nogoyá	63.3	$ 980,151,684	$ 58,150,464	$ 1,038,302,148
Gualeguay|Gualeguaychú	78.8	$ 1,220,149,288	$ 72,389,519	$ 1,292,538,808
Gualeguaychú|Colonia Elía	61.4	$ 950,732,623	$ 56,405,031	$ 1,007,137,654
La Paz|Santa Elena	26.4	$ 408,802,548	$ 24,252,326	$ 433,054,874
Masisa|Concordia	16.2	$ 250,868,641	$ 14,882,109	$ 265,750,750
Nogoyá|Basavilbaso	87.0	$ 1,346,960,926	$ 79,913,252	$ 1,426,874,178
Paraná Norte|San Benito	7.4	$ 148,269,792	$ 1,697,204	$ 149,966,995
San Benito|Paraná Este	2.9	$ 57,201,104	$ 654,537	$ 57,855,641
Paraná Este|Paraná Sur	8.9	$ 178,157,974	$ 2,039,400	$ 180,197,374
Paraná Sur|Paraná Oeste	6.1	$ 122,192,855	$ 1,398,643	$ 123,591,498
Paraná Oeste|San Benito	24.1	$ 373,035,163	$ 22,130,248	$ 395,165,411
San Benito|Crespo	31.5	$ 487,459,827	$ 28,919,062	$ 516,378,889
San José|San Salvador	75.6	$ 1,170,601,396	$ 69,449,843	$ 1,240,051,239
San Salvador|Masisa	50.5	$ 781,960,114	$ 46,391,760	$ 828,351,874
Santa Elena|El Pingo	71.2	$ 1,102,473,044	$ 65,407,789	$ 1,167,880,833
Colón|San José	6.9	$ 138,039,609	$ 1,580,076	$ 139,619,685
Colón|Uruguay	29.8	$ 460,982,672	$ 27,348,172	$ 488,330,845
Victoria|Gualeguay	98.6	$ 1,526,726,874	$ 90,578,764	$ 1,617,305,637
San Salvador|Villaguay	68.5	$ 1,060,667,009	$ 62,927,437	$ 1,123,594,447
Colonia Elía|Uruguay Sur	12.8	$ 198,224,005	$ 11,758,704	$ 209,982,708
Uruguay Sur|Uruguay	5.3	$ 106,346,101	$ 1,217,210	$ 107,563,310
Colonia Elía|Basavilbaso	74.8	$ 1,158,214,423	$ 68,714,924	$ 1,226,929,347
Gran Paraná|El Pingo	57.4	$ 888,797,757	$ 52,730,437	$ 941,528,194
Gran Paraná|San Benito	11.0	$ 170,043,641	$ 10,086,763	$ 180,130,404
Gran Paraná|San Benito	11.0	$ 170,043,641	$ 10,086,763	$ 180,130,404
San José|Villa Elisa	24.5	$ 379,383,487	$ 22,506,894	$ 401,890,380
Total	**1,145.9**	**$ 17,951,166,840**	**$ 1,021,388,096**	**$ 18,972,554,936**

La diferencia entre el VNR Total con respecto la suma del VNR Eléctrico y los terrenos, se debe a los costos de estudio de suelo y relevamiento de traza, asociado a los tramos de líneas en zonas rurales.

3. VNR DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS AT/MT

Para valorizar las estaciones transformadoras AT/MT que forman parte del sistema de alta tensión de ENERSA, se utilizó la información disponible en la guía de referencia del año 2020, donde se tienen los diagramas unifilares de cada una de las estaciones.

De la misma manera que para la valorización de las líneas de alta tensión, únicamente se valorizó el equipamiento de cada estación transformadora que es propiedad de la empresa ENERSA.

De esta forma y a partir de los diagramas unifilares de cada estación, se contabilizaron la cantidad de campos de línea, transformación, medición y acoplamiento para cada uno de los niveles de tensión, como así también las unidades transformadoras y de compensación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 109
ENTRE RÍOS

Adicionalmente, para cada una de las estaciones transformadoras, independientemente de la configuración de barras, se tienen en cuenta aquellas instalaciones que forman parte de los sistemas auxiliares y de emergencia de cada estación, los cuales se indican a continuación:

- Cargador de Baterías 60 A
- Banco de Baterías 150 Ah
- RTU y sistema de comunicaciones

Por otro lado, para cada estación transformadora se valorizaron los costos de obras civiles, los cuales pueden ser para instalaciones de playa o bien interiores. Por último, para cada estación transformadora se contabilizó un costo estándar de terreno correspondiente a una hectárea, tal como fue informado por ENERSA.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de la cantidad de campos totales que se encuentran en las 26 estaciones transformadoras AT/MT:

Tipos de instalación	Cantidad
Campo entrada línea 132 kV	67
Campo de Trafo lado 132 kV	34
Campo Acoplamiento 132 kV	13
Celdas 33 kV trafo	28
Celdas 33 kV salida	68
Celdas 33 kV medición	28
Celdas 33 kV acoplamiento	9
Celdas 13.2 kV trafo	31
Celdas 13.2 kV salida	121
Celdas 13.2 kV medición	23
Celdas 13.2kV acoplamiento	15
Campo de Trafo lado 33 kV	1
Campo de Trafo lado 13,2 kV	2
Entrada a barra aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	4
Salida aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	6
Salida aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	18
Entrada a barra aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	6

En el caso de campos de 132 kV, únicamente se tienen instalaciones a la intemperie, ya que no existente en las estaciones transformadoras celdas de 132 kV. Sin embargo, tanto en 33 kV como en 13,2 kV, se pueden tener instalaciones del tipo intemperie o bien celdas (interior).

Por otro lado, en la siguiente tabla, se contabilizaron la cantidad total de transformadores de potencia que se encuentran instalados en las distintas estaciones transformadoras.

Transformadores	Cantidad
Trafo de Potencia 30/30/30	20
Trafo de Potencia 40/40	5
Trafo de Potencia 40/40/40	0
Trafo de Potencia 15/15/10	21
Transformador 2,5 MVA	1
Autotransformador	1

Finalmente, en la siguiente tabla se muestran las unidades de compensación presentes en las distintas estaciones transformadoras AT/MT, como así también los transformadores de servicios

auxiliares y reactores de neutro.

Tipo de instalación	Cantidad
Reactor de Neutro	29
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	8
Trafo de Servicios Auxiliares	33
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	30
Banco de capacitores de 6 MVAr - 33 kV	3

3.1. Costos de unidades constructivas

Las unidades constructivas utilizadas para el cálculo del VNR son las informadas por la empresa ENERSA en el archivo "Costos red de alta tensión V2", donde se tiene el detalle de los costos de cada una de las instalaciones que forman parte de las estaciones transformadoras.

A continuación, se muestra un cuadro con las unidades constructivas junto con sus costos, tal cual fue presentado por ENERSA:

N°	Descripción	C. Unitario [USD]
1	Terreno	$ 55,000
2	Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	$ 1,769,349
3	Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	$ 1,472,054
4	Campo entrada línea 132 kV	$ 884,820
5	Campo Acoplamiento 132 kV	$ 760,973
6	Campo de Trafo lado 132 kV + 33 kV + 13,2 kV	$ 1,357,680
7	Celdas 33 kV (1trafo + 2salidas + 1medición + 1acopl.)	$ 350,825
8	Celdas 13,2 kV (1trafo + 4salidas + 1medición + 1acopl.)	$ 379,660
9	Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	$ 82,963
10	Cargador de Baterías 60 A	$ 15,355
11	Banco de Baterías 150 Ah	$ 19,927
12	RTU y sistema de comunicaciones	$ 207,728
13	Trafo de Potencia 30/30/30 o 40/40	$ 513,000
14	Trafo de Potencia 40/40/40	$ 753,900
15	Reactor de Neutro	$ 28,000
16	Trafo de Servicios Auxiliares	$ 5,877
17	Salida aerea de 13,2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	$ 116,112
18	Salida aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	$ 133,974
19	Entrada a barra aerea de 13,2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	$ 141,059
20	Entrada a barra aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	$ 157,855

A partir de estos costos unitarios definidos para cada unidad constructiva, el consultor aplica un criterio de desagregación en los costos unitarios, específicamente para el caso de celdas de media tensión, donde se encuentran valorizados bajo un mismo costo salidas de línea, celdas de transformación, medición y acoplamiento.

Esta desagregación permite una mayor versatilidad al momento de valorizar las instalaciones, ya

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 110
ENTRE RÍOS

que pueden discriminarse correctamente las cantidades de cada tipo de instalación en las estaciones transformadoras.

Por otro lado, y tal como se comentó en el desarrollo del informe, los costos de los transformadores cuyas potencias nominales no coinciden con las indicadas por ENERSA fueron estimados mediante una aproximación.

3.1.1. Costos unitarios de Celdas de 33 kV

Para obtener los costos presentados en la tabla anterior, se adoptó el siguiente criterio:

A partir de los costos unitarios informados por ENERSA y de la composición de cada una de las celdas de 33 kV, se adoptó el siguiente criterio para obtener la participación en el costo final de cada uno de los elementos:

Costos unitarios de celdas 33 kV	Costo Unitario [$AR]	Porcentaje
Transformador	$ 7,675,705	26%
Salida de línea	$ 7,675,705	26%
Salida de línea	$ 7,675,705	26%
Medicion	$ 2,066,536	7%
Acoplamiento	$ 4,428,292	15%

En la columna "porcentaje" se indica el peso relativo que tiene cada una de las celdas dentro de costo total de la unidad constructiva.

3.1.2. Costos unitarios de Celdas de 13,2 kV

A partir de los costos unitarios informados por ENERSA y de la composición de cada una de las celdas de 13,2 kV, se adoptó el siguiente criterio para obtener la participación en el costo final de cada uno de los elementos:

Costos unitarios de celdas 13.2 kV	Costo Unitario [$AR]	Porcentaje
Transformador	$ 5,431,229	17%
Salida de línea	$ 5,431,229	17%
Salida de línea	$ 5,431,229	17%
Salida de línea	$ 5,431,229	17%
Salida de línea	$ 5,431,229	17%
Medicion	$ 1,597,420	5%
Acoplamiento	$ 3,194,841	10%

En la columna "porcentaje" se indica el peso relativo que tiene cada una de las celdas dentro de costo total de la unidad constructiva.

3.1.3. Costos unitarios adoptados para celdas de media tensión

Finalmente, en la siguiente tabla, se muestra un resumen de los costos unitarios utilizados para la valorización de las instalaciones, cuyos valores fueron convertidos a pesos argentinos mediante la tasa de cambio establecida el 31 de diciembre del 2020 (84.15 $/dólar).

Resumen de costos unitarios 33/13.2 kV	Costos Unitario [$AR]
Celda de línea 33 kV	$ 7,675,705
Celda de línea 13.2 kV	$ 5,431,229
Celda de transformación 33 kV	$ 7,675,705
Celda de transformación 13.2 kV	$ 5,431,229
Celda de acoplamiento 33 kV	$ 4,428,292
Celda de acoplamiento 13.2 kV	$ 3,194,841
Celda de medición 33 kV	$ 2,066,536
Celda de medición 13.2 kV	$ 1,597,420

3.2. Resultados del VNR de Estaciones Transformadoras AT/MT

A continuación, se muestra el cálculo del VNR para cada una de las estaciones transformadoras, donde se detalla la cantidad de celdas, transformadores, equipos de compensación y servicios auxiliares. En todos los casos, los costos totales se encuentran expresados en pesos argentinos a una tasa de 84.15 $/dólar, correspondiente al 31 de diciembre de 2020.

3.2.1. VNR Estación Transformadora Nogoyá 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	1	$ 6,981,345	$ 6,981,345
Banco de capacitores de 2400 kVAr	1	$ 3,914,609	$ 3,914,609
Campo de Transfomador lado 132 kV	1	$ 57,124,370	$ 57,124,370
Transformador de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	3	$ 7,675,705	$ 23,027,116
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	7	$ 5,431,229	$ 38,018,602
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Transformador de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 504,591,649**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 111
ENTRE RÍOS

3.2.2. VNR Estación Transformadora Masisa 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 297,866,144**

3.2.3. VNR Estación Transformadora Crespo 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	4	$ 7,182,203	$ 28,728,810
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	8	$ 7,675,705	$ 61,405,644
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 776,999,940**

3.2.4. VNR Estación Transformadora El Pingo 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	1	$ 7,182,203	$ 7,182,203
Campo de Trafo lado 132 kV	1	$ 57,124,370	$ 57,124,370
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	4	$ 7,675,705	$ 30,702,822
Celdas 33 kV medición	1	$ 2,066,536	$ 2,066,536
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Salida aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionador	1	$ 11,273,929	$ 11,273,929
Total			**$ 495,828,442**

3.2.5. VNR Estación Transformadora Gualeguay 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	3	$ 7,675,705	$ 23,027,116
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	9	$ 5,431,229	$ 48,881,060
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Celdas 13.2kV acoplamiento	2	$ 3,194,841	$ 6,389,681
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 721,346,175**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 112
ENTRE RÍOS

3.2.6. VNR Estación Transformadora Gran Paraná 500/132/33 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	5	$ 74,457,613	$ 372,288,067
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Cargador de Baterías 60 A	2	$ 1,292,111	$ 2,584,222
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 586,566,973**

3.2.7. VNR Estación Transformadora Gualeguaychú 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	1	$ 6,981,345	$ 6,981,345
Banco de capacitores de 6 MVAr - 33 kV	2	$ 8,578,041	$ 17,156,081
Campo de Trafo lado 132 kV	3	$ 57,124,370	$ 171,373,110
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Celdas 33 kV trafo	3	$ 7,675,705	$ 23,027,116
Celdas 33 kV salida	5	$ 7,675,705	$ 38,378,527
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	6	$ 5,431,229	$ 32,587,373
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Celdas 13.2kV acoplamiento	2	$ 3,194,841	$ 6,389,681
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 805,783,859**

3.2.8. VNR Estación Transformadora Los Conquistadores 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	1	$ 7,182,203	$ 7,182,203
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	3	$ 7,675,705	$ 23,027,116
Celdas 33 kV medición	1	$ 2,066,536	$ 2,066,536
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 463,309,924**

3.2.9. VNR Estación Transformadora Concordia 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	4	$ 74,457,613	$ 297,830,454
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	6	$ 7,675,705	$ 46,054,233
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Celdas 13.2kV acoplamiento	2	$ 3,194,841	$ 6,389,681
Celdas 13.2 kV salida	1	$ 5,431,229	$ 5,431,229
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 847,482,487**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 113
ENTRE RÍOS

3.2.10. VNR Estación Transformadora Colonia Elía 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 436,359,636**

3.2.11. VNR Estación Transformadora Chajarí 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	5	$ 7,675,705	$ 38,378,527
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	6	$ 5,431,229	$ 32,587,373
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 793,264,093**

3.2.12. VNR Estación Transformadora Colón 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	1	$ 6,981,345	$ 6,981,345
Campo de Trafo lado 13,2 kV	2	$ 22,849,748	$ 45,699,496
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Salida aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionad	10	$ 9,770,832	$ 97,708,315
Total			**$ 485,374,601**

3.2.13. VNR Estación Transformadora Villa Elisa 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	1	$ 74,457,613	$ 74,457,613
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Entrada a barra aerea de 33 kV, incluye interruptor, se	1	$ 13,283,471	$ 13,283,471
Salida aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	1	$ 9,770,832	$ 9,770,832
Entrada a barra aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	4	$ 11,870,080	$ 47,480,322
Total			**$ 366,577,636**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 914
ENTRE RÍOS

3.2.14. VNR Estación Transformadora Villaguay 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	1	$ 74,457,613	$ 74,457,613
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Salida aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionador	3	$ 11,273,929	$ 33,821,788
Entrada a barra aerea de 33 kV, incluye interruptor, se	2	$ 13,283,471	$ 26,566,942
Salida aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	7	$ 9,770,832	$ 68,395,821
Entrada a barra aerea de 13.2 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	2	$ 11,870,080	$ 23,740,161
Total			**$ 614,355,740**

3.2.15. VNR Estación Transformadora Federal 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	1	$ 74,457,613	$ 74,457,613
Campo de Trafo lado 132 kV	1	$ 57,124,370	$ 57,124,370
Campo de Trafo lado 33 kV	1	$ 34,274,622	$ 34,274,622
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Obra Civil (sala de comando y playa intemperie)	1	$ 123,873,359	$ 123,873,359
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Salida aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionador	2	$ 11,273,929	$ 22,547,859
Total			**$ 350,611,253**

3.2.16. VNR Estación Transformadora Paraná Norte 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 40/40	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	14	$ 5,431,229	$ 76,037,205
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 795,635,080**

3.2.17. VNR Estación Transformadora Paraná Este 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	4	$ 74,457,613	$ 297,830,454
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Trafo de Potencia 40/40	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	11	$ 5,431,229	$ 59,743,518
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 624,388,851**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 115
ENTRE RÍOS

3.2.18. VNR Estación Transformadora Paraná Oeste 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	4	$ 6,981,345	$ 27,925,382
Trafo de Potencia 40/40	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	13	$ 5,431,229	$ 70,605,976
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	2	$ 64,035,879	$ 128,071,757
Total			**$ 628,370,530**

3.2.19. VNR Estación Transformadora Paraná Sur 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	4	$ 74,457,613	$ 297,830,454
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	1	$ 57,124,370	$ 57,124,370
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 40/40	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	4	$ 7,675,705	$ 30,702,822
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	16	$ 5,431,229	$ 86,899,663
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 821,857,897**

3.2.20. VNR Estación Transformadora San José 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	1	$ 7,182,203	$ 7,182,203
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	6	$ 7,675,705	$ 46,054,233
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	7	$ 5,431,229	$ 38,018,602
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 738,435,123**

3.2.21. VNR Estación Transformadora San Salvador 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	3	$ 74,457,613	$ 223,372,840
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 33 kV	1	$ 7,182,203	$ 7,182,203
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Celdas 33 kV trafo	3	$ 7,675,705	$ 23,027,116
Celdas 33 kV salida	4	$ 7,675,705	$ 30,702,822
Celdas 33 kV medición	1	$ 2,066,536	$ 2,066,536
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 657,166,443**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 116
ENTRE RÍOS

3.2.22. VNR Estación Transformadora Uruguay Sur 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	8	$ 5,431,229	$ 43,449,831
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	2	$ 494,524	$ 989,048
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 607,056,954**

3.2.23. VNR Estación Transformadora Santa Elena 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de capacitores de 6 MVAr - 33 kV	1	$ 8,578,041	$ 8,578,041
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	5	$ 7,675,705	$ 38,378,527
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 33 kV acoplamiento	1	$ 4,428,292	$ 4,428,292
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 534,018,833**

3.2.24. VNR Estación Transformadora Uruguay 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	4	$ 74,457,613	$ 297,830,454
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	3	$ 57,124,370	$ 171,373,110
Trafo de Potencia 30/30/30	2	$ 43,168,950	$ 86,337,900
Autotransformador 100 MVA, 132 kV	1	$ 109,352,925	$ 109,352,925
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	4	$ 7,675,705	$ 30,702,822
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 13.2 kV trafo	3	$ 5,431,229	$ 16,293,687
Celdas 13.2 kV salida	12	$ 5,431,229	$ 65,174,747
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Campo Acoplamiento 132 kV	1	$ 64,035,879	$ 64,035,879
Total			**$ 1,055,321,346**

3.2.25. VNR Estación Transformadora Victoria 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	2	$ 6,981,345	$ 13,962,691
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 15/15/10	2	$ 12,761,348	$ 25,522,695
Transformador 2,5 MVA	1	$ 4,625,268	$ 4,625,268
Celdas 33 kV trafo	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV salida	1	$ 7,675,705	$ 7,675,705
Celdas 33 kV medición	1	$ 2,066,536	$ 2,066,536
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	5	$ 5,431,229	$ 27,156,145
Celdas 13.2 kV medición	2	$ 1,597,420	$ 3,194,841
Celdas 13.2kV acoplamiento	1	$ 3,194,841	$ 3,194,841
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	2	$ 2,356,200	$ 4,712,400
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Entrada a barra aerea de 33 kV, incluye interruptor, seccionadores y TIs	1	$ 13,283,471	$ 13,283,471
Total			**$ 561,559,551**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 117
ENTRE RÍOS

3.2.26. VNR Estación Transformadora Basavilbaso 132/33/13,2 kV

EQUIPAMIENTO	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL
Campo entrada línea 132 kV	2	$ 74,457,613	$ 148,915,227
Banco de Capacitores (4,8 MVAr) - 13,2 kV	1	$ 6,981,345	$ 6,981,345
Campo de Trafo lado 132 kV	2	$ 57,124,370	$ 114,248,740
Trafo de Potencia 30/30/30	1	$ 43,168,950	$ 43,168,950
Trafo de Potencia 15/15/10	1	$ 12,761,348	$ 12,761,348
Celdas 33 kV trafo	2	$ 7,675,705	$ 15,351,411
Celdas 33 kV salida	6	$ 7,675,705	$ 46,054,233
Celdas 33 kV medición	2	$ 2,066,536	$ 4,133,072
Celdas 13.2 kV trafo	2	$ 5,431,229	$ 10,862,458
Celdas 13.2 kV salida	4	$ 5,431,229	$ 21,724,916
Celdas 13.2 kV medición	1	$ 1,597,420	$ 1,597,420
Obra Civil (sala de celdas, sala de comando y playa)	1	$ 148,890,746	$ 148,890,746
Cargador de Baterías 60 A	1	$ 1,292,111	$ 1,292,111
Banco de Baterías 150 Ah	1	$ 1,676,873	$ 1,676,873
RTU y sistema de comunicaciones	1	$ 17,480,324	$ 17,480,324
Reactor de Neutro	1	$ 2,356,200	$ 2,356,200
Trafo de Servicios Auxiliares	1	$ 494,524	$ 494,524
Terreno	1	$ 4,628,250	$ 4,628,250
Total			**$ 602,618,148**

ANEXO 3 - MODELO DE RED UNIFORME

1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO GEOMÉTRICO

La solución tecnológica "óptima" consiste en un conjunto de atributos de estructura y materiales que definen todo el sistema de eléctrico de MT y BT (red MT, SED MT/BT, redes BT) para un área uniforme con características topológicas y densidad superficial de demanda especificadas, de modo tal que su costo económico estimado sea el menor posible.

El Modelo Geométrico (MG) permite seleccionar la solución tecnológica "óptima" entre un conjunto limitado de "opciones" tecnológicas (o "escenarios") conformadas con distintas combinaciones de los materiales disponibles de modo que se cubran todos los requerimientos técnicos del servicio que ha de prestar el sistema de distribución. Es decir, sobre la base del estudio previo de secciones y módulos de transformación económicos para los rangos de corriente y carga, se determinan las instalaciones económicas y se evalúan escenarios para cada zona de densidad. Estos escenarios surgen de combinar alternativas para el equipamiento cada uno de los segmentos de distribución analizados (red de media tensión, SED y red de baja tensión).

Luego, para cada "opción" el MG determina la cuantía de los distintos materiales involucrados y calcula el costo económico total correspondiente, estimando la erogación de fondos por inversiones y operación del sistema a largo plazo, en un horizonte al menos igual a la vida útil promedio esperada de las instalaciones. En este sentido, el MG requiere como información de entrada la especificación y precio de los materiales disponibles y también cómo son combinados en las opciones o escenarios a estudiar.

Finalmente, la solución tecnológica óptima es aquella opción que resulte con el menor costo económico total. Cabe mencionar que el modelo geométrico realiza una optimización "global" de las instalaciones involucradas, considerando simultáneamente el desarrollo de los segmentos de media tensión, subestaciones de MT/BT (SED) y red de baja tensión y optando por aquella solución que resulta óptima desde una óptica técnico-económica.

En los apartados siguientes se presentan las estructuras de red utilizadas en cada caso, el desarrollo matemático y las hipótesis adoptadas en el modelamiento de cada una de las áreas analizadas:

2. MUY ALTA DENSIDAD (MAD)

Para el desarrollo de la red de MT y BT en las áreas de muy alta densidad se considera el desarrollo del sistema eléctrico de media tensión con redes del tipo subterráneas radiales con cierres entre troncales en sus extremos y derivaciones de menor sección y para el desarrollo del sistema de baja tensión redes subterráneas con posibles derivaciones de igual sección.

A continuación, se presenta el desarrollo matemático del modelo de optimización:

El costo total C_{TOTAL} por km² estará dado por:

$$C_{TOTAL} = CI_{INICIAL} + CI_{FUTURO} + C_{MANT} + C_{PÉRD}$$

Donde:

$CI_{INICIAL}$: costo de las instalaciones iniciales

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 118
ENTRE RÍOS

CI_{FUTURO} : costo de las instalaciones futuras

C_{MANT} : costos capitalizados de mantenimiento

$C_{PÉRD}$: costos capitalizados de pérdidas

a) Costo de las instalaciones iniciales:

$$CI_{INICIAL} = CMT_{INICIAL} + CCT_{INICIAL} + CTR_{INICIAL} + CBT_{INICIAL}$$

Donde:

$CMT_{INICIAL}$: costo de la red de MT inicial

$CCT_{INICIAL}$: costo de los centros de transformación iniciales

$CTR_{INICIAL}$: costo de los transformadores iniciales

$CBT_{INICIAL}$: costo de la red de BT inicial

b) Costo inicial de la red de media tensión:

Se considera una red radial con cierres entre troncales en sus extremos y derivaciones de menor sección. Para cada selección de potencia y número de salidas de la subestación AT/MT se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{potencia\ \ firme\ \ instalada}{cantidad\ \ de\ \ salidas}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Para las troncales, los cables a considerar en las distintas alternativas a analizar deberán tener al menos una corriente admisible el doble de este valor para permitir operaciones en emergencia. Para cada potencia de subestación, número de salidas, sección de salida, etc., se calcula:

$$CMT_{INICIAL} = C_{TRONCAL} + C_{DERIV}$$

$$C_{TRONCAL} = cmt_{TRONCAL} * LMT_{TRONCAL}$$

$$C_{DERIVAC} = cmt_{DERIVAC} * LMT_{DERIVAC}$$

Donde:

cmt : costo unitario de MT en USD/m

LMT : Longitud por km² de la red de MT

Las subestaciones AT/MT se consideran ubicadas en el interior de la ciudad y se supone un área de influencia circular. La longitud troncal de cada alimentador estará compuesta por una componente radial (hasta la periferia) y un cierre con otro alimentador vecino desde los extremos.

Se considera un número de grandes clientes de media tensión por subestación AT/MT, que junto con los restantes clientes de media tensión representan una fracción '$S_{CLIENTES}$' de la carga total. Cada uno de estos grandes clientes poseerá un alimentador de media tensión radial exclusivo y un cierre con otro alimentador vecino.

El radio medio del área de influencia de la subestación expresado en metros estará dado por:

$$R = 1000 \sqrt{\frac{S_{SE} * F_{UTILIZACION}}{\pi * DENSIDAD_{MT}}}$$

$$L_{RADIAL} = km * R$$

$$L_{CIERRE} = km * \frac{2 \pi R}{cantidad\ de\ salidas}$$

$$km = 1{,}2$$

Correspondiendo ***km*** a restricciones geométricas impuestas por el manzanado, un desplazamiento en diagonal al sentido de las calles requiere 1,41 veces la distancia mínima.

Para calcular $LMT_{TRONCAL}$ se suman las longitudes de todas las componentes radiales y cierres de la subestación y se los divide por su superficie de influencia. La expresión final resulta:

$$LMT_{TRONCAL} = \frac{km}{R} \left(2 + \frac{cantidad\ de\ salidas}{\pi} \right) * 10^6$$

El número de transformadores inicial por km² será:

$$NTRI = \frac{1000 * DENSIDAD_{BT}}{PTRI * Fu - (N_{CLIENTES} * P_{CLIENTES} / COSfi) - (AP_D * TRI_{AREA})}$$

Donde:

$N_{CLIENTES}$: Número promedio de clientes con salidas dedicadas

$P_{CLIENTES}$: Potencia promedio de clientes con salidas dedicadas

COSfi : Factor de potencia promedio de clientes con salidas dedicadas

AP_D : Densidad de potencia de alumbrado público [kVA/km²]

TRI_{AREA} : Área de cobertura de la SED TRI.

PTRI : Potencia promedio de los transformadores iniciales

Fu : Factor de utilización promedio de los transformadores

El número de centros de transformación inicial por km² será:

$$NCTI = NTRI + NCLMTI$$

Donde:

NCLMTI : número de clientes de media tensión por km²

Para calcular la **longitud de las derivaciones** en el caso de alta densidad de carga, donde los radios de baja tensión son similares a la distancia media entre dos salidas vecinas de media tensión, se supone que la longitud más probable de cada vinculación es igual a la mitad de la distancia media entre dos salidas vecinas de media tensión.

$$LMT_{DERIVAC} = NCTI * km * distancia\ media$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 119
ENTRE RÍOS

$$LMT_{DERIVAC} = NCTI * km * \frac{1}{4} * \frac{2 \pi R}{cantidad\ de\ salidas - clientes}$$

Si la densidad de carga no es uniforme en toda el área de influencia, se tendrá un incremento de la longitud de red necesaria. Si se considera que la mitad del área tiene una densidad el doble que el resto, se deberá agregar un 5 % a la longitud de red necesaria. Además, se considera otro incremento del 5 % para tener en cuenta imposiciones en el trazado como ser ciertos cruces o calles de difícil canalización, así como cierta desviación de la subestación del punto óptimo.

El presente gráfico muestra la topología general empleada para el desarrollo de la red de media tensión:

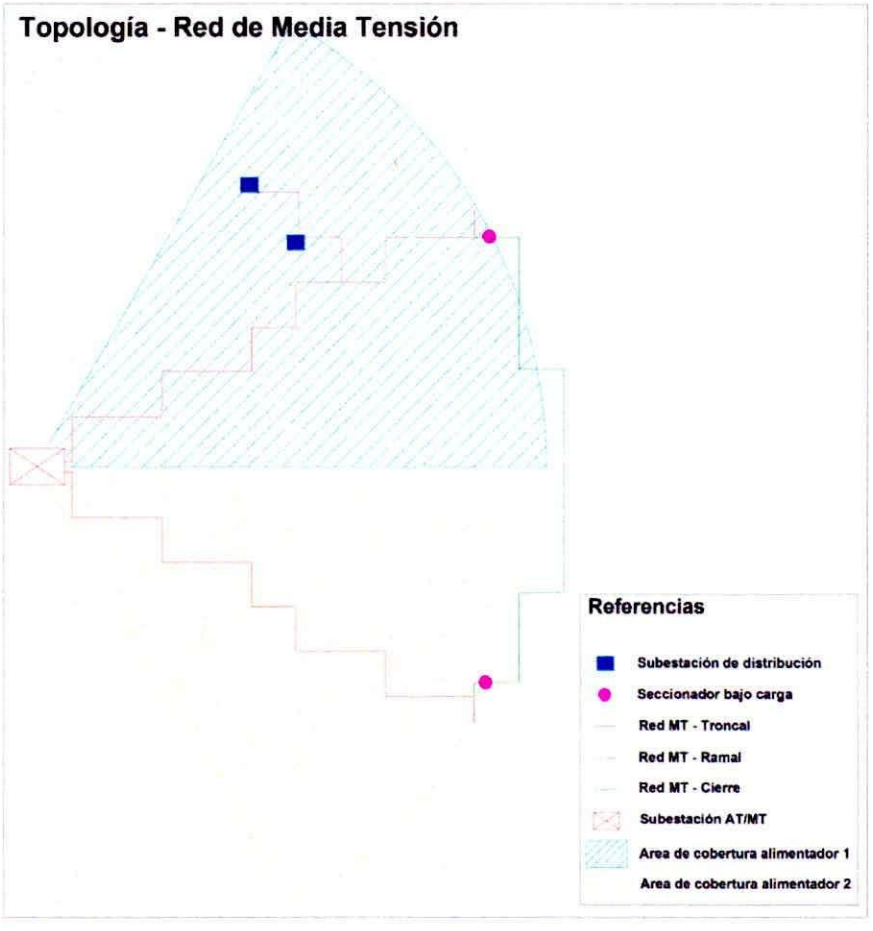


Figura 11 Modelo Geométrico topología red de MT

c) Costo de los centros de transformación MT/BT iniciales:

$$CCT_{INICIAL} = NCTI * C_{CENTRO}$$

Donde:

C_{CENTRO}: costo unitario del centro de transformación, sin transformador

d) *Costo de los transformadores iniciales:*

$$CTR_{INICIAL} = NTRI * (ctr + ci)$$

Donde:

ctr : costo unitario del transformador inicial según potencia

ci : costo de instalación

e) *Costo de la red de baja tensión inicial:*

Se considera una red radial con derivaciones. Para cada selección de potencia y número de salidas del centro de transformación se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{PTRI}{N_{SALIDAS}}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Donde:

$N_{SALIDAS}$: número promedio de salidas de baja tensión por transformador

La longitud de calles por km² será:

$$LC = \frac{1000}{lc} * 1000 * 2$$

Donde:

LC : longitud de calles en m/km²

lc : distancia promedio en metros entre dos calles paralelas vecinas

El radio de influencia de un centro de transformación está dado por:

$$R_{BT} = 1000 \sqrt{\frac{PTRI * Fu-(N_{CLIENTES}*P_{CLIENTES}/COSfi)-(AP_D*TRI_{AREA})}{\pi * DENSIDAD_{BT}}}$$

La longitud de la red de baja tensión inicial estará dada por:

$$LBT = L_{RG} + L_{ACOM} + L_{CL}$$

Donde:

L_{RG} : longitud de la red general de BT

L_{ACOM} : longitud de cables de salida hasta la primer esquina

L_{CL} : longitud de cable para clientes especiales (superpuesto), no incluido en L_{ACOM}

$$L_{RG} = 2\,LC - 2 * lc * NTRI$$

$$L_{ACOM} = NTRI * N_{SALIDAS} * \frac{lc}{2}$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 120
ENTRE RÍOS

$$L_{CL} = NTRI * N_{CL} * \frac{km * R - \frac{lc}{2}}{2}$$

Donde:

$N_{SALIDAS}$: número de salidas por centro

N_{CL} : número de clientes especiales por centro

f) Costo de las instalaciones futuras:

$$CI_{FUTURO} = CMT_{FUTURO} + CCT_{FUTURO} + CTR_{FUTURO} + CBT_{FUTURO}$$

Donde:

CMT_{FUTURO} : costo de la red de MT futura

CCT_{FUTURO} : costo de los centros de transformación futuros

CTR_{FUTURO} : costo de los transformadores futuros

CBT_{FUTURO} : costo de la red de BT futura

El presente gráfico muestra la topología general adoptada para el desarrollo de las redes de baja tensión:

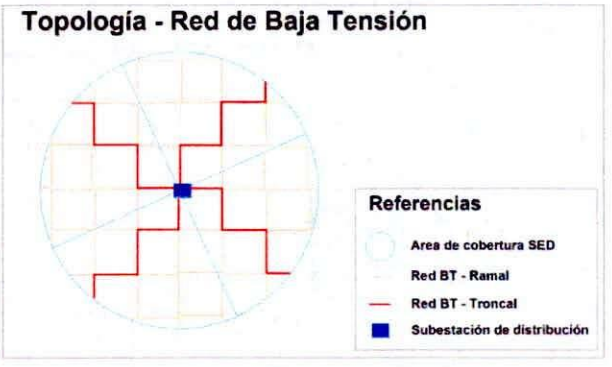


Figura 12 Modelo Geométrico topología red de BT

g) Costo de la red de media tensión futura:

La cantidad de alimentadores de la red futura crecerá proporcionalmente a la demanda y su longitud será proporcional al radio de la subestación AT/MT, inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la densidad de carga. Por lo expuesto, la longitud de red futura crecerá con la raíz cuadrada de la demanda, es decir con la mitad de la tasa de crecimiento de la densidad de carga.

El costo total se obtiene como sumatoria de los costos anuales capitalizados durante el horizonte del estudio (30 años):

$$CMT_{FUTURO} = CMT_{INICIAL} * K_{MT}$$

$$K_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+a)^N - (1+a)^{N-1}}{(1+i)^N}$$

Donde "a" es la mitad de la tasa de crecimiento de la demanda.

h) *Costo de los centros de transformación futuros:*

La tasa de crecimiento del número de centros de transformación será:

$$b = kc * c$$

Donde:

c : tasa anual de crecimiento de la demanda

kc : fracción de la tasa de crecimiento de la demanda cubierta con nuevos centros MT/BT

$$CCT_{FUTURO} = CCT_{INICIAL} * K_{CT}$$

$$K_{CT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+b)^N - (1+b)^{N-1}}{(1+i)^N}$$

i) *Costo de los transformadores futuros:*

Comprende los costos correspondientes a la instalación de transformadores en nuevos centros y los correspondientes a cambios de potencia.

$$CTR_{FUTURO} = C_{TR} + C_{INST} + C_{CAMBIO}$$

Donde:

C_{TR}: costo de los transformadores futuros sin instalación

C_{INST}: costo de instalación de los transformadores futuros

C_{CAMBIO}: costo cambio de los transformadores futuros

Para calcular el costo de los transformadores se toma un valor promedio del costo de la potencia instalada.

$$C_{TR} = \frac{ctr_{inicial} + ctr_{futuro}}{PTR_{INICIAL} + PTR_{FUTURO}} * NTRI * PTRI * K_{TR}$$

$$K_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+c)^N - (1+c)^{N-1}}{(1+i)^N}$$

El costo de instalación será:

$$C_{INST} = NTRI * ci * K_{CT}$$

El incremento de la potencia por cambio de transformadores se obtiene restando al incremento anual la potencia instalada en nuevos centros.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 121
ENTRE RIOS

$$C_{CAMBIO} = \frac{NTRI * PTRI}{PTR_{FUTURO} - PTR_{INICIAL}} * (ci + cr) * K_{CAMBIO}$$

$$K_{CAMBIO} = (c - b) \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^{N-1}}{(1 + i)^{N}}$$

j) Costo de la red de baja tensión futura:

Se debe al aumento del número de acometidas a la red general, que es proporcional a la demanda.

$$CBT_{FUTURO} = cbt * L_{ACOM} * K_{TR}$$

k) Costo de mantenimiento:

$$C_{MANT} = CM_{MT} + CM_{CT} + CM_{TR} + CM_{BT}$$

l) Costo de mantenimiento de media tensión:

$$CM_{MT} = cm_{mt} * (LMT_{TRONCAL} + LMT_{DERIV}) * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^{N}}{(1 + i)^{N}}$$

Donde:

cm_{mt}: costo anual de mantenimiento por metro de línea de media tensión

m) Costo de mantenimiento de los centros de transformación:

$$CM_{CT} = cm_{ct} * NCTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + b)^{N}}{(1 + i)^{N}}$$

Donde:

cm_{ct}: costo anual de mantenimiento por centro

n) Costo de mantenimiento de la red de baja tensión:

$$CM_{BT} = cm_{bt} * (L_{RG} + L_{CL}) * \sum_{N=1}^{30} \frac{1}{(1 + i)^{N}} +$$

$$+ cm_{bt} * L_{ACOM} * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^{N}}{(1 + i)^{N}}$$

Donde:

cm_{bt}: costo anual de mantenimiento por metro de línea de baja tensión

2.1.2. Costo de pérdidas

$$CP = CP_{MT} + CP_{TR} + CP_{BT}$$

CP_{MT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de media tensión

CP_{TR}: costos capitalizados de pérdidas en transformadores

CP_{BT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de baja tensión

El valor del tiempo anual equivalente de pérdidas **Te** a utilizar en los cálculos, de no estar disponible se tomará como el más probable a partir del tiempo anual de utilización, obtenido de la siguiente expresión:

$$Te = 0{,}3\,Tu + 0{,}7\,\frac{Tu^2}{8760hs}$$

a) Pérdidas en la red de media tensión:

Sólo se consideran relevantes las pérdidas en las troncales, despreciándose las pérdidas en las derivaciones. La carga se considera concentrada en la mitad de la componente radial (y no a un tercio) por ser la densidad lineal de la carga menor en las proximidades de la subestación donde los alimentadores están muy cercanos entre sí.

Para una troncal:

$$I_{ALIMENTADOR} = \frac{S_{SE} * F_{UTILIZACION}}{\sqrt{3} * U_N * cantidad\ de\ salidas}$$

$$cp_{MT} = Kp_{MT} * 3 * Leq * r * (I_{ALIMENTADOR})^2 * Te * ce$$

$$Leq = L_{RADIAL} / 2$$

$$Kp_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+a)^N}{(1+i)^N}$$

Donde:

Leq : longitud equivalente

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas

ce : costo de energía en USD/kwh

El costo de pérdidas por km² se obtienen remplazando L_{RADIAL} por :

$$\frac{km * cantidad\ de\ salidas}{\pi * R}\ 10^6$$

b) Pérdidas en transformadores:

$$CP_{TR} = Kp_{TR} * NTRI * PTRI * ce * (8760 * P_{Fe} + Te * P_{Cu} * Fu^2)$$

$$Kp_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+c)^N}{(1+i)^N}$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 122
ENTRE RÍOS

Donde:

ce : costo de energía en USD/kwh

8760 : cantidad de horas en un año

Te : tiempo equivalente de pérdidas

P_{Cu} : pérdidas en el cobre

P_{Fe} : pérdidas en el hierro

c) Pérdidas en la red de baja tensión:

Para una salida:

$$I_{SALIDA} = \frac{PTRI * Fu}{\sqrt{3} * U_N * N_{SALIDAS}}$$

$$cp_{SALIDA} = Kp_{TR} * 3 * Ic/2 * r * (I_{SALIDA})^2 * Te * ce$$

Donde:

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas

ce : costo de energía en USD/kwh

Las pérdidas en las derivaciones se consideran proporcionales a las pérdidas en las salidas.

Para un centro:

$$cp_{BT} = cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * (1+Kred)$$

El coeficiente Kred depende de la extensión del área de influencia del centro de transformación. Del análisis de esquemas tipo se obtiene la siguiente expresión:

$$Kred = 0,12 * N_{SALIDAS} + 0,09 (Nm - 4)$$

$$Nm = \left(\frac{1000}{lc}\right)^2 * \frac{1}{NTRI}$$

Donde:

Nm : número de manzanas por centro

El costo de pérdidas por km² será:

$$CP_{BT} = NTRI * cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * (1+Kred)$$

3. ALTA DENSIDAD 1 Y 2, MEDIA DENSIDAD Y BAJA DENSIDAD

Para el desarrollo de la red de MT y BT en las áreas de alta, media y baja densidad se considera el desarrollo del sistema eléctrico de media tensión con redes del tipo subterráneas (Alta densidad 1) o aéreas (resto de las áreas) radiales con posibles cierres entre troncales en sus extremos y derivaciones de menor sección y para el desarrollo del sistema de baja tensión redes aéreas

radiales con derivaciones de menor sección.

A continuación, se presenta el desarrollo matemático del modelo de optimización:

El costo total C_{TOTAL} por km² estará dado por:

$$C_{TOTAL} = CI_{INICIAL} + CI_{FUTURO} + C_{MANT} + C_{PÉRD}$$

Donde:

$CI_{INICIAL}$: costo de las instalaciones iniciales

CI_{FUTURO} : costo de las instalaciones futuras

C_{MANT} : costos capitalizados de mantenimiento

$C_{PÉRD}$: costos capitalizados de pérdidas

a) Costo de las instalaciones iniciales:

Se considera una red de media tensión radial mixta con cierres entre troncales en sus extremos y derivaciones de menor sección. La red de baja tensión será aérea radial, con derivaciones de menor sección.

$$CI_{INICIAL} = CMT_{INICIAL} + CCT_{INICIAL} + CTR_{INICIAL} + CBT_{INICIAL}$$

Donde:

$CMT_{INICIAL}$: costo de la red de MT inicial

$CCT_{INICIAL}$: costo de los centros de transformación iniciales

$CTR_{INICIAL}$: costo de los transformadores iniciales

$CBT_{INICIAL}$: costo de la red de BT inicial

b) Costo de la red de media tensión inicial:

Se considera una red radial con derivaciones de menor sección, los porcentajes de red subterránea son respectivamente S_T y S_D en °/₁.

Para cada selección de potencia y número de salidas de la subestación AT/MT se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{potencia\ \ firme\ \ instalada}{cantidad\ \ de\ \ salidas}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Para las troncales, los cables a considerar deberán tener al menos una corriente admisible el doble de este valor para permitir operaciones en emergencia.

$$CMT_{INICIAL} = C_{TRONCAL} + C_{DERIV}$$

$$C_{TRONCAL} = (cmt_{TRONCAL\ AÉREA} * (1 - S_T) + cmt_{TRONCAL\ SUBT} * S_T) * LMT_{TRONCAL}$$

$$C_{DERIVAC} = (cmt_{DERIVAC\ AÉREA} * (1 - S_D) + cmt_{DERIVAC\ SUBT} * S_D) * LMT_{DERIVAC}$$

Donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 123
ENTRE RÍOS

cmt : costo unitario de MT en U$S/m

LMT : Longitud de la red de MT

Las subestaciones AT/MT se consideran ubicadas en el interior de la ciudad y se supone un área de influencia circular. La longitud troncal de cada alimentador se considera compuesta por una componente radial (hasta la periferia) y un cierre con otro alimentador vecino desde los extremos.

Se considera un número de grandes clientes de media tensión por subestación AT/MT, que junto con los restantes clientes de media tensión representan una fracción '$S_{CLIENTES}$' de la carga total. Cada uno de estos grandes clientes poseerá un alimentador de media tensión radial exclusivo y un cierre con otro alimentador vecino.

El radio medio del área de influencia de la subestación expresado en metros estará dado por:

$$= 1000 \sqrt{\frac{S_{SE} * F_{UTILIZACION}}{\pi * DENSIDAD_{MT}}}$$

$$L_{RADIAL} = km * R$$

$$L_{CIERRE} = km * \frac{2 \pi R}{cantidad\ de\ salidas}$$

$$km = 1{,}2$$

Correspondiendo ***km*** a restricciones geométricas impuestas por el manzanado (un desplazamiento en diagonal al sentido de las calles requiere 1.41 veces la distancia mínima).

Para calcular $LMT_{TRONCAL}$ se suman las longitudes de todas las componentes radiales y cierres de la subestación y se los divide por su superficie de influencia. La expresión final resulta:

$$LMT_{TRONCAL} = \frac{km}{R} \left(2 + \frac{cantidad\ de\ salidas}{\pi} \right) * 10^6$$

Para calcular la **longitud de las derivaciones**, en este caso, se supone que la longitud más probable de cada vinculación es igual al doble del radio medio de una subestación MT/BT.

El número de transformadores inicial por km² será:

$$NTRI = \frac{1000 * DENSIDAD_{BT}}{PTRI * Fu - (N_{CLIENTES} * P_{CLIENTES} / COSfi) - (AP_D * TRI_{AREA})}$$

Donde:

$N_{CLIENTES}$: Número promedio de clientes con salidas dedicadas

$P_{CLIENTES}$: Potencia promedio de clientes con salidas dedicadas

COSfi : Factor de potencia promedio de clientes con salidas dedicadas

AP_D : Densidad de potencia de alumbrado público [kVA/km²]

TRI_{AREA} : Área de cobertura de la SED TRI.

PTRI : Potencia promedio de los transformadores iniciales

Fu : Factor de utilización promedio de los transformadores

El número de transformadores inicial por km² será:

$$NCTI = NTRI + NCLMTI$$

Donde:

NCLMTI : número de clientes de media tensión por km²

El radio promedio de influencia de los centros de transformación iniciales será:

$$R_{FICTICIO} = 1000 \sqrt{\frac{PTRI * Fu}{\pi * DENSIDAD_{MT}}}$$

Donde:

PTRI : potencia promedio de los transformadores iniciales

Fu : factor de carga promedio de los transformadores

$$LMT_{DERIVAC} = NCTI * km * 2\, R_{FICTICIO}$$

Si la densidad de carga no es uniforme en toda el área de influencia, se tendrá un incremento de la longitud de red necesaria. Si se considera que la mitad del área tiene una densidad el doble que el resto, se deberá agregar un 5 % a la longitud de red necesaria. Además, se considera otro incremento del 5 % para tener en cuenta imposiciones en el trazado como ser ciertos cruces o calles de difícil canalización, así como cierta desviación de la subestación del punto óptimo.

c) *Costo de los centros de transformación iniciales:*

$$CCT_{INICIAL} = NCTI * C_{CENTRO}$$

Donde:

C_{CENTRO} : costo unitario del centro de transformación, sin transformador

El costo del centro de transformación será proporcional a la cantidad de plataformas y cámaras.

d) *Costo de los transformadores iniciales:*

$$CTR_{INICIAL} = NTRI * (ctr + ci)$$

Donde:

ctr : costo unitario del transformador inicial

ci : costo de instalación

e) *Costo de la red de baja tensión inicial:*

Se considera una red aérea radial con derivaciones de menor sección. Para cada selección de potencia y número de salidas del centro de transformación se calcula la potencia por salida:

$$S_{SALIDA} = \frac{PTRI}{N_{SALIDAS}}$$

$$I_{SALIDA} = \frac{S_{SALIDA}}{\sqrt{3} * U_{NOMINAL}}$$

Donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 124
ENTRE RÍOS

$N_{SALIDAS}$: número promedio de salidas de baja tensión por transformador

$$CBT_{INICIAL} = C_{TRONCAL} + C_{DERIV}$$

$$C_{TRONCAL} = cbt_{TRONCAL} * LBT_{TRONCAL}$$

$$C_{DERIVAC} = cbt_{DERIVAC} * LBT_{DERIVAC}$$

Donde:

cbt : costo unitario de BT en U$S/m

LBT : Longitud de la red de BT

La longitud de calle por km² será:

$$LC = \frac{1000}{lc} * 1000 * 2$$

Donde:

LC : longitud de vereda con línea en m/km²

lc : distancia promedio en metros entre dos calles paralelas vecinas

El radio de influencia de un centro de transformación está dado por:

$$R_{BT} = 1000 \sqrt{\frac{PTRI * Fu - (N_{CLIENTES} * P_{CLIENTES} / COSfi) - (AP_D * TRI_{AREA})}{\pi * DENSIDAD_{BT}}}$$

Donde $DENSIDAD_{BT}$ tiene en cuenta sólo la superficie dentro de las áreas de influencia de los centros de transformación, sin considerar zonas amplias sin electrificar en baja tensión.

Se define un factor de electrificación fe_{BT} que representa la fracción del área en estudio cubierta por redes de baja tensión.

$$DENSIDAD_{BT} = DENSIDAD_{MT} * (1 - s_{CLIENTES}) / fe_{BT}$$

$$LBT_{TRONCAL} = km * R_{BT} * NTRI * N_{SALIDAS}$$

Se define un factor de electrificación **fe** que representa el porcentaje calles electrificadas respecto del total, dentro del radio de influencia del centro de transformación MT/BT.

$$LBT_{DERIVAC} = LC * fe * fe_{BT} - LBT_{TRONCAL}$$

f) ***Costo de las instalaciones futuras:***

$$CI_{FUTURO} = CMT_{FUTURO} + CCT_{FUTURO} + CTR_{FUTURO} + CBT_{FUTURO}$$

Donde:

CMT_{FUTURO} : costo de la red de MT futura

CCT_{FUTURO} : costo de los centros de transformación futuros

CTR_{FUTURO} : costo de los transformadores futuros

CBT_{FUTURO} : costo de la red de BT futura

g) ***Costo de la red de media tensión futura:***

La cantidad de alimentadores de la red futura crecerá proporcionalmente a la demanda y su

longitud será proporcional al radio de la subestación AT/MT, inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la densidad de carga.

El costo total se obtiene como sumatoria de los costos anuales capitalizados durante el horizonte del estudio (30 años):

$$CMT_{FUTURO} = CMT_{INICIAL} * K_{MT}$$

$$K_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+a)^N - (1+a)^{N-1}}{(1+i)^N}$$

Si se define una tasa de **crecimiento vertical** v_{MT} y una tasa de **crecimiento horizontal** h_{MT}.

$$a = (h_{MT}+v_{MT}) - v_{MT}/2 = h_{MT} + v_{MT}/2$$

h) *Costo de los centros de transformación futuros:*

La tasa de crecimiento del número de centros de transformación será:

$$b = kc * c$$

Donde:

c : tasa anual de crecimiento de la demanda

kc : fracción de la tasa de crecimiento de la demanda cubierta con nuevos

$$CCT_{FUTURO} = CCT_{INICIAL} * K_{CT}$$

$$K_{CT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1+b)^N - (1+b)^{N-1}}{(1+i)^N}$$

i) *Costo de los transformadores futuros:*

Comprende los costos correspondientes a la instalación de transformadores en nuevos centros y los correspondientes a cambios de potencia.

$$CTR_{FUTURO} = C_{TR} + C_{INST} + C_{CAMBIO}$$

Donde:

C_{TR}: costo de los transformadores futuros sin instalar

C_{INST}: costo de instalación de los transformadores futuros

C_{CAMBIO}: costo cambio de los transformadores futuros

Para calcular el costo de los transformadores se toma un valor promedio del costo de la potencia instalada.

$$C_{TR} = \frac{ctr_{inicial} + ctr_{futuro}}{PTR_{INICIAL} + PTR_{FUTURO}} * NTRI * PTRI * K_{TR}$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 125
ENTRE RIOS

$$K_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^N - (1 + c)^{N-1}}{(1 + i)^N}$$

Donde:

c : tasa anual de crecimiento de la demanda en °/1

El costo de instalación será:

$$C_{INST} = NTRI * ci * K_{CT}$$

El incremento de la potencia por cambio de transformadores se obtiene restando al incremento anual la potencia instalada en nuevos centros.

$$C_{CAMBIO} = \frac{NTRI * PTRI}{PTR_{FUTURO} - PTR_{INICIAL}} * (ci + cr) * K_{CAMBIO}$$

$$K_{CAMBIO} = (c - b) \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^{N-1}}{(1 + i)^N}$$

j) Costo de la red de baja tensión futura:

Se definen tres tasas de crecimiento: v_{BT} (vertical), h_{BT} (nuevas zonas) y e_{BT} (electrificaciones dentro del área del centro).

El número de salidas crecerá con (v_{BT}+h_{BT}+ e_{BT}) y el radio decrecerá con $\sqrt{e + v}$.

$$CBT_{FUTURO} = cbt_{DERIVAC} * L_{DERIVAC} * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + d)^N - (1 + d)^{N-1}}{(1 + i)^N} +$$

$$+ cbt_{TRONCAL} * L_{TRONCAL} * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + f)^N - (1 + f)^{N-1}}{(1 + i)^N}$$

$$d = e_{BT} + h_{BT}$$

$$f = h_{BT} + e_{BT} / 2 + v_{BT} / 2$$

k) Costo de mantenimiento:

$$C_{MANT} = CM_{MT} + CM_{CT} + CM_{TR} + CM_{BT}$$

l) Costo de mantenimiento de media tensión:

$$CM_{MT} = cm_{mt} * (LMT_{TRONCAL} + LMT_{DERIV}) * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

cm_{mt} : costo anual de mantenimiento por metro de línea de media tensión. *Este valor es obtenido del modelo de costos de Operación y mantenimiento.*

m) Costo de mantenimiento de los centros de transformación MT/BT:

$$CM_{CT} = cm_{ct} * NCTI * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + b)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

cm_{ct} : costo anual de mantenimiento por centro. *Este valor es obtenido del modelo de costos de Operación y mantenimiento.*

n) Costo de mantenimiento de la red de baja tensión

$$CM_{BT} = cm_{bt} * LC * fe * fe_{BT} * \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + d)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

cm_{bt} : costo anual de mantenimiento por metro de línea de baja tensión. *Este valor es obtenido del modelo de costos de Operación y mantenimiento.*

o) Costo de pérdidas:

$$CP = CP_{MT} + CP_{TR} + CP_{BT}$$

CP_{MT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de media tensión

CP_{TR}: costos capitalizados de pérdidas en transformadores

CP_{BT}: costos capitalizados de pérdidas en la red de baja tensión

El valor del tiempo anual equivalente de pérdidas **Te** a utilizar en los cálculos, de no estar disponible se tomará como el más probable a partir del tiempo anual de utilización, obtenido de la siguiente expresión:

$$Te = 0{,}3\,Tu + 0{,}7\,\frac{Tu^2}{8760hs}$$

p) Pérdidas en la red de media tensión:

Sólo se consideran relevantes las pérdidas en las troncales, despreciándose las pérdidas en las derivaciones. La carga se considera concentrada en la mitad de la componente radial (y no a un tercio) por ser la densidad lineal de la carga menor en las proximidades de la subestación donde los alimentadores están muy cercanos entre sí.

Para una troncal:

$$I_{ALIMENTADOR} = \frac{S_{SE} * F_{UTILIZACION}}{\sqrt{3} * U_N * cantidad\ de\ salidas}$$

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 126
ENTRE RÍOS

$$CP_{MT} = Kp_{MT} * 3 * Leq * r * (I_{ALIMENTADOR})^2 * Te * ce$$

$$Leq = L_{RADIAL} / 2$$

$$Kp_{MT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + a)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

Leq : longitud equivalente

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas

ce : costo de energía en USD/kwh

El costo de pérdidas por km² se obtienen remplazando L_{RADIAL} por:

$$\frac{km * cantidad\ de\ salidas}{\pi * R} \quad 10^6$$

q) ***Pérdidas en transformadores:***

$$CP_{TR} = Kp_{TR} * NTRI * PTRI * ce * (8760 * P_{Fe} + Te * P_{Cu} * F_{CARGA}^2)$$

$$Kp_{TR} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

ce : costo de energía en USD/kwh

8760 : cantidad de horas en un año

Te : tiempo equivalente de pérdidas

P_{Cu} : pérdidas en el cobre

P_{Fe} : pérdidas en el hierro

r) ***Pérdidas en la red de baja tensión:***

Para una salida:

$$I_{SALIDA} = \frac{PTRI * Fu}{\sqrt{3} * U_N * N_{SALIDAS}}$$

Las pérdidas en las derivaciones se consideran proporcionales a las pérdidas en las salidas. Para un centro:

$$cp_{BT} = cp_{SALIDA} * N_{SALIDAS} * (1+Kred)$$

El coeficiente Kred depende de la extensión del área de influencia del centro de transformación. Del análisis de esquemas tipo se obtiene la siguiente expresión:

$$Kred = \left(\frac{lc}{LBT_{TRONCAL}} \right)^2 * \frac{r_D}{r_T}$$

Donde:

r_T : resistencia en Ω/km para las troncales

r_D : resistencia en Ω/km para las derivaciones

El costo de pérdidas de baja tensión estará dado por:

$$CP_{BT} = Kp_{TR} * 3 * LBT_{TRONCAL}/2 * r * (I_{SALIDA})^2 * (1 + Kred) * Te * ce$$

La carga se considera concentrada a 1/2 de la longitud del alimentador.

$$Kp_{BT} = \sum_{N=1}^{30} \frac{(1 + c)^N}{(1 + i)^N}$$

Donde:

r : resistencia en Ω/km

Te : tiempo equivalente de pérdidas

ce : costo de energía en USD/kwh

4. EQUIPAMIENTO DE MT

La topología y equipos utilizados en redes subterráneas que corresponde a la descripción de las zonas uniformes en MAD y AD1:

- Banco de Capacitores para mejorar el perfil de tensiones.

Mientras que la topología y equipos utilizados en Redes Aéreas que corresponde a la descripción de las zonas uniformes de AD2, MD y BD:

- Reconectador en la salida MT, uno por cada circuito.
- Seccionamiento en la mitad de la troncal para mejora de la calidad del servicio, uno por cada ramal en cada circuito.
- Seccionador bajo carga tipo exterior, normalmente abierto, que sirve para enlace/cierre con otra salida MT, uno cada dos circuitos,
- Banco de capacitores para mejorar el perfil de tensiones.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 127
ENTRE RIOS

ANEXO 4 – MODELO DE RED NO UNIFORME

1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE RED REAL

El uso de un modelo de red real permite a partir de la traza existente de los circuitos, y ubicación de la demanda, evaluar por circuito los calibres y nivel de pérdidas eficientes. El modelo de red real utiliza como punto de partida la información de la demanda, cantidades reales de red (líneas de MT, BT) y cantidades de SED. Con esta información y la de precios de equipamiento de red se determinan los calibres y las capacidades que minimizan los costos, y las pérdidas técnicas en los tres niveles. Adicionalmente, se consideran el equipamiento de protección y seccionamiento de MT para la red real.

El modelo de red real realiza una optimización de las instalaciones existente, identificando aquella solución óptima que resulta desde una óptica técnico-económica en los tres segmentos: media tensión, subestaciones de distribución (SED) y red de baja tensión. Es decir, la construcción la traza de red real no conlleva modificaciones ya que tiene en cuenta la cantidad de kilómetros reales de red de MT y BT (y proporción de la longitud del troncal y derivaciones). Por otro lado, hay adaptación de la cantidad de SED en función de los módulos disponibles, aunque en función de la carga real y demanda de diseño de los SED se determina la capacidad de transformación económica.

El análisis, se caracteriza por considerar cada circuito por separado y tener cuenta el consumo de demanda asociado a partir de la vinculación cliente red, el nivel de tensión, un supuesto de cantidad de derivaciones en MT, entre otros aspectos. Estas características permiten determinar criterios para hacer la elección del conductor económico para cada circuito en MT y BT, y la capacidad óptima para los centros de transformación MT/BT.

Con el objetivo de realizar un análisis detallado de las instalaciones de ENERSA correspondientes al sistema de distribución, se pueden identificar los siguientes grupos, lo cuales se estudian por separado ya que presentan modelos y criterios diferentes:

- Estaciones transformadoras MT/MT y reguladores.
- Red de media tensión
- Equipamiento P&M
- Subestaciones de transformación MT/BT
- Red de BT

A lo largo del anexo se explica el procedimiento metodológico y los criterios utilizados para cada una de las instalaciones mencionadas, con el fin de obtener un VNR representativo para la red no uniforme.

2. ESTACIONES TRANSFORMADORAS MT/MT

En esta sección, se detallan los costos unitarios utilizados para la valorización de las instalaciones correspondientes a las estaciones MT/MT. En particular, se indican los criterios principales y los costos adoptados para cada una de las celdas, transformadores y equipos de compensación que forman parte de las estaciones.

2.1. Criterios adoptados para la valorización de Estaciones MT/MT

En este capítulo se describen los criterios adoptados para la valorización de las estaciones MT/MT. Es importante aclarar que los mismos surgen de la interpretación por parte del consultor sobre los costos presentados por ENERSA en la planilla "Detalle SET 33-13 kV". A continuación, se describen los criterios adoptados:

2.1.1. Costo de obras civiles

- Si la estación MT/MT es del tipo aérea o a nivel, no se consideran costos de obra civil.
- Si la estación tiene un único transformador, se considera un costo de obra civil de 1 pu (USD 179.970).
- Si la estación MT/MT tiene más de un transformador, se considera un costo de obra civil de 1.06 pu (USD 190.769).

2.1.2. Campo de entrada de línea de 33 kV

Para determinar la cantidad de campos de línea de 33 kV se resta de la cantidad de campos de 33 kV la cantidad de máquinas, ya que se reserva para cada transformador un campo de entrada de 33 kV. De esta forma, la cantidad de campos de línea de 33 kV es:

Campos línea 33 kV= Campos 33 kV – Cantidad de máquinas

2.1.3. Campo de transformación lado 33 kV (sin barra y c/fusible)

Para aquellas estaciones transformadoras con una potencia instalada menor a 1000 kVA se adoptó un campo de transformación de 33 kV con fusible.

2.1.4. Campo de transformación lado 33 kV (con barra /sin barra y c/reconectador)

- Si en la estación transformadora se tiene una potencia mayor a 1000 kVA y se tiene un único transformador, se considera un campo de transformación de 33 kV sin barra y con reconectador.
- Por otro lado, si la estación transformadora tiene una potencia instalada mayor a 1000 kVA y más de una unidad transformadora, se considera un campo de transformación de 33 kV con barra y con reconectador.

2.1.5. Campo de transformación de 13,2 kV

En este caso únicamente se contabiliza un campo de transformación de 13,2 kV por cada uno de los transformadores.

2.1.6. Campo de salida de 13,2 kV

Para determinar la cantidad de campos de salida de línea se restan de los campos de 13,2 kV los campos de transformación de 13,2 kV. De esta manera, los campos de línea de 13,2 kV se calculan de la siguiente manera:

Campo de salida 13,2 kV= Campos 13,2 kV – Cantidad de máquinas

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 128
ENTRE RÍOS

2.1.7. Barra de 33 kV

Si se tiene más de un transformador en la estación transformadora, se contabiliza una barra de 33 kV.

2.1.8. Barra de 13,2 kV

Si se tiene más de un campo de salida de 13,2 kV, se contabiliza una barra de 13,2 kV.

2.1.9. Banco de capacitores

- Si la potencia instalada de la estación transformadora es menor de 5000 kVA, no se considera bancos de capacitores.
- Si la potencia de la estación transformadora es mayor o igual a 5000 kVA, se considera como potencia de compensación el 30% de la potencia total de la estación.

2.1.10. Obra Electromecánica

- Para potencias menores o iguales a 1000 kVA se considera un costo de obra electromecánica de 0.5 pu (USD 94.715).
- Para potencia superiores a 1000 kVA se considera un costo de obra electromecánica de 1 pu (USD 189.430).

2.1.11. Telemando

Se considera equipamiento de telemando para estaciones transformadoras cuya potencia instalada sea mayor a 5000 kVA.

2.2. Costos unitarios de campos de conexión

Teniendo en cuenta los criterios para la valorización de las estaciones transformadoras presentados en el punto anterior, se tienen los siguientes costos unitarios, expresados en moneda local a tasa de 84.15 $/USD:

Tipo de instalación	Costo unitario [$AR]
Obra civil	$ 15,144,549
Campo entrada desde línea 33 kV	$ 2,352,203
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/fusible)	$ 882,587
Campo de Trafo lado 33 kV (sin barra y c/reconectador)	$ 3,189,484
Campo de Trafo lado 33 kV (con barra y c/reconectador)	$ 2,199,105
Campo de Trafo lado 13,2 kV	$ 2,114,893
Campo Salida 13,2 Kv	$ 3,573,251
Barra de 33 kV	$ 1,140,955
Barra de 13,2 kV	$ 1,070,771
Banco de Capacitores	$ 970,530
Varios Obra Electromecanica	$ 15,940,505
Telemando	$ 1,241,707

2.3. Costos unitarios de transformadores

Para el caso de los transformadores, únicamente se tenían los costos de algunas potencias en particular, tal como se indica en la siguiente tabla:

Potencia [kVA]	Costo Unitario [$AR]
5000	$ 8,706,053
2500	$ 4,625,268
1600	$ 3,271,862
1000	$ 2,367,250

Los costos presentados en la tabla anterior corresponden a los indicados en la planilla "Detalle SET 33-13" dentro del archivo "Costos Red de alta tensión V2", expresados en moneda local.

Sin embargo, a partir del inventario de SETs o estaciones transformadoras MT/MT presentado en el archivo "Listado Sets 33-13", se requiere conocer el costo unitario de transformadores cuyas potencias no coinciden con las presentados por ENERSA. Por tal motivo, se realizó una aproximación líneas del costo unitario de las mismas a partir de los costos informados en la tabla anterior.

Finalmente, los costos de las unidades transformadores restantes son las que se indican a continuación:

Transformadores	Costo unitario [SAR]
Transformador 100 kVA	$ 1,085,148
Transformador 125 kVA	$ 1,120,268
Transformador 160 kVA	$ 1,169,507
Transformador 200 kVA	$ 1,225,880
Transformador 315 kVA	$ 1,388,555
Transformador 630 kVA	$ 1,838,701
Transformador 1000 kVA	$ 2,367,250
Transformador 1600 kVA	$ 3,271,862
Transformador 2000 kVA	$ 3,874,182
Transformador 2500 kVA	$ 4,625,268
Transformador 5000 kVA	$ 8,706,053
Transformador 7500 kVA	$ 18,236,567
Transformador 8000 kVA	$ 18,844,508

Se debe tener en cuenta que los transformadores de 7500 KVA y 8000 kVA tienen RBC, por lo cual el costo es significativamente mayor al del resto de los transformadores.

En el siguiente cuadro, se muestra el costo por kVA de los transformadores, donde aquellos transformadores de menor potencia tienen un costo por kVA mayor, asociado principalmente a las perdidas.

Se observa además una suba a partir de los 5000 kVA ya que los transformadores de mayor potencia presentan RBC (Regulador bajo carga), lo cual encarece el costo del transformador.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 129
ENTRE RÍOS

2.4. VNR de Estaciones Transformadoras MT/MT

A continuación, se presentan en detalle el VNR de las instalaciones más relevantes de las estaciones transformadoras:

2.4.1. VNR de Transformadores

Transformadores	Costo unitario [SAR]	Cantidad	VNR [$AR]
Transformador 100 kVA	$ 1,085,148	2	$ 2,170,295.82
Transformador 125 kVA	$ 1,120,268	1	$ 1,120,268
Transformador 160 kVA	$ 1,169,507	1	$ 1,169,506.60
Transformador 200 kVA	$ 1,225,880	7	$ 8,581,163
Transformador 315 kVA	$ 1,388,555	6	$ 8,331,329.66
Transformador 630 kVA	$ 1,838,701	7	$ 12,870,907
Transformador 1000 kVA	$ 2,367,250	5	$ 11,836,248.97
Transformador 1600 kVA	$ 3,271,862	7	$ 22,903,036
Transformador 2000 kVA	$ 3,874,182	1	$ 3,874,181.85
Transformador 2500 kVA	$ 4,625,268	25	$ 115,631,700
Transformador 5000 kVA	$ 8,706,053	39	$ 339,536,058.86
Transformador 7500 kVA	$ 18,236,567	2	$ 36,473,135
Transformador 8000 kVA	$ 18,844,508	1	$ 18,844,507.70
Total		**104**	**$ 583,342,338**

2.4.2. VNR de campos de 33 kV

Tener en cuenta que la cantidad de campos asignada se encuentra distribuida a partir de los criterios establecidos en el presente anexo.

Tipo de campo de 33 kV	Costo unitario [SAR]	Cantidad	VNR [$AR]
Campo entrada desde línea 33 kV	$ 2,352,203	41	$ 96,440,308
Campo de Transf. lado 33 kV (sin barra y c/fusible)	$ 882,587	30	$ 26,477,612
Campo de Transf. lado 33 kV (sin barra y c/reconectador)	$ 3,189,484	36	$ 114,821,430
Campo de Transf. lado 33 kV (con barra y c/reconectador)	$ 2,199,105	38	$ 83,565,974
Total			**$ 321,305,323**

2.4.3. VNR de campos de 13,2 kV

Tipo de campo de 13.2 kV	Costo unitario [SAR]	Cantidad	VNR [$AR]
Campo de Trafo lado 13,2 kV	$ 2,114,893	67	$ 141,697,818.57
Campo Salida 13,2 Kv	$ 3,573,251	144	$ 514,548,151
Total			**$ 656,245,969**

3. RED MT

En el caso de la red MT identificada como "No uniforme", se tomó información de dos fuentes diferentes para la identificación y análisis de los circuitos. Por un lado, para la identificación de cada uno de los circuitos de media tensión se utilizó la información disponible en la base de datos SGD, donde se encuentran contabilizados e identificados cada uno de los circuitos que forman parte de la red de media tensión de ENERSA. Por otro lado, y con el fin de realizar un análisis de flujo de carga para evaluar la condición de cada alimentador, se tiene modelada en el software CYME toda la red de media tensión tanto en 33 kV como en 13,2 kV.

3.1. Metodología

A continuación, se describe el procedimiento de identificación de cada uno de los alimentadores, como así también los criterios para la determinación de la sección optimo y la posterior valorización de los alimentadores.

1) El primer paso para la valorización de la red de media tensión, consiste en identificar cada uno de los alimentadores de la red en el modelo CYME. Para realizarlo, se tomó un transformador de distribución de cada alimentador modelado y a partir del código de identificación de dicho transformador se buscó en la base de datos SGD el código del alimentador al cual pertenece. De esta forma, se identificaron cada uno de los circuitos de media tensión.

   En particular, dentro de la base de datos "ET_MT_SETD" se tiene una tabla con el nombre de" Setd_Digitalizadas_SGD", en donde se ingresó con el código de un transformador del circuito modelado en SGD y se identificó el nombre del circuito al cual pertenece.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 130
ENTRE RÍOS

2) Una vez identificados los circuitos, a cada uno se le asignó una fuente equivalente en CYME, de forma tal de asignarle una demanda máxima a cada circuito y de esta forma determinar la sección optima del alimentador.

Sin embargo, algunos de los circuitos pertenecientes a la red no uniforme no tenían asignada una demanda máxima por parte de la empresa ENERSA, por lo cual se adoptó el siguiente criterio:

En primer lugar, a partir de la base de datos "ET_MT_SETD" se cruzaron las tablas "Setd_Digitalizadas_SGD" y "ET_MD_SETD_Marcos" vinculadas a través del ID de los transformadores. Sobre la base de lo mencionado y, teniendo identificados los circuitos a los cuales se les debe asignar una demanda, se contabilizó por cada uno de estos la potencia total instalada en términos de los transformadores de distribución que forman los distintos circuitos. A partir de esto, se le asignó como demanda máxima a cada circuito el 66% de la potencia total instalada en el circuito.

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los circuitos a los cuales se les aplicó el criterio mencionado y como quedaron las demandas máximas expresadas en términos de corriente para cada uno:

Circuitos	Potencia Total [kVA]	Corriente total [A]	Demanda máxima [A]
5D32	2796	122.29	80.71
3D16	1583	69.24	45.70
9D63	698	30.53	20.15
6D25	50	2.19	1.44
9D19	95	4.16	2.74
5D53	1271	55.59	36.69
8D79	92	4.02	2.66
8D15	810	35.43	23.38
4D41	1882	82.32	54.33
4D88	581	25.41	16.77
4D75	979	42.82	28.26
9D65	0	-	-
4D89	531	23.23	15.33
9D61	826	36.13	23.84
4D40	407	17.80	11.75
3D62	859	37.57	24.80
9D47	1036	45.31	29.91
6D07	2407	105.28	69.48
9D56	942	41.20	27.19
3D17	145	6.34	4.19
4D87	60	2.62	1.73
9D45	1285	56.20	37.09

3) A partir de los puntos 1) y 2), se realizó un análisis de clúster, el cual consiste en agrupar los distintos circuitos de media tensión en función de ciertas características principales. Sobre la base de lo mencionado, se agruparon los circuitos no uniformes teniendo en cuenta el nivel de tensión (33 kV o 13,2 kV) y el tipo de circuito (aéreo, subterráneo o mixto). Para determinar si se trata de un circuito aéreo, subterráneo o mixto, se tiene en cuenta el siguiente criterio:

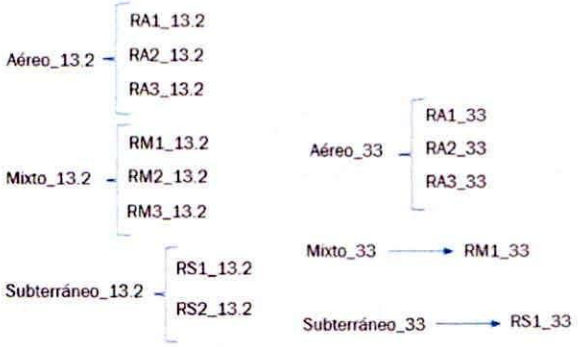
   - Si el circuito tiene al menos un 90% de su longitud total como línea aérea, el circuito se agrupa dentro del conjunto "Aéreo".
   - Si el circuito tiene al menos un 90% de su longitud total como cable subterráneo, el circuito se agrupa dentro del conjunto "Subterráneo".
   - Si el circuito no se encuentra dentro de los dos grupos anteriores, dicho circuito forma parte del conjunto "Mixto".

   De esta forma, se formaron los siguientes grupos de clúster:

   - Aéreo_13.2
   - Subterráneo_13.2
   - Mixto_13.2
   - Aéreo_33
   - Subterráneo_33
   - Mixto_33

A su vez, cada uno de los grupos de clúster se clasificaron a partir de la cantidad de clientes y la demanda máxima de cada circuito.

Sobre la base de lo mencionado, quedan conformado los siguientes grupos de clúster:



4) Una vez asignados cada uno de los circuitos no uniformes en uno de los grupos de clúster, se estudió una muestra de cada clúster, cuyos resultados fueron extrapolados al resto de

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 131
ENTRE RIOS

los circuitos de dicho clúster. En particular, se analizaron al menos el 15% de los circuitos de cada grupo en términos de longitud de red.

En la siguiente tabla, se muestran las longitudes totales de cada clúster como las de las muestras analizadas:

Clúster	Km totales	Km muestra	Porcentaje Muestra/Total
RA1_13.2	4,763.91	777.36	16%
RA2_13.2	676.47	106.17	16%
RA1_13.3	5,106.55	1,016.54	20%
RM1_13.2	6.59	2.99	45%
RM2_13,2	2.50	2.50	100%
RM3_13.2	24.11	5.02	21%
RS1_13.2	18.35	11.53	63%
RS2_13.2	15.07	3.71	25%
RA1_33	625.80	176.77	28%
RA2_33	1,108.26	212.61	19%
RA3_33	900.04	204.34	23%
RM1_33	31.15	10.69	34%
RS1_33	0.23	0.23	100%
Total	**13,279.02**	**2,530.45**	**19%**

5) Sobre la base del punto anterior, se realizó una distribución de carga en función de la carga conectada en cada uno de los circuitos de la muestra, teniendo en la cabecera del alimentador la demanda máxima.

6) A partir del punto anterior, se realizó en CYME un análisis de flujo de potencia, donde se determinó la corriente por cada tramo del circuito a partir de la demanda máxima del circuito. Luego se generó un reporte del análisis de flujo de carga para cada uno de los circuitos estudiados donde se tiene la corriente en cada uno de los tramos, las longitudes de los mismos, nivel de tensión de operación y las pérdidas técnicas de potencia en cada tramo, entre los parametros más representativos.

7) A partir del reporte calculado en el punto anterior, se procede a la determinación de la sección económica de los conductores en cada tramo del circuito. Para realizarlo, se utilizó un modelo que determina un rango de corriente para cada sección de conductor estandarizado a partir de la corriente que circula por un conductor y las perdidas técnicas que la misma genera. De esta manera, cada tramo de conductor tendrá asociada una sección de conductor óptima en función de los costos de energía, tasa de retorno, vida útil factor de carga y perdidas técnicas de potencia. El detalle del modelo se encuentra en el archivo "ConductorEconómico", el cual se adjunta junto con el informe.

8) Finalmente, el cálculo del VNR total de cada clúster se realiza de la siguiente manera:

   VNR total = VNR muestra * [Longitud total / Longitud muestra]

4. EQUIPAMIENTO P&D

Para la red en 33 kV y 13.2 kV la topología y equipos utilizados en redes aéreas que corresponde

a la descripción en zona no uniforme es la siguiente:

- Reconectador en la salida MT, cantidad en función de la tensión y la longitud del circuito.
- Seccionamiento trifásico. en el troncal para mejora de la calidad del servicio, función de la longitud y de la demanda.
- Seccionador Fusible 3 etapas, al inicio de cada derivación (cuando no exista recierre).

El detalle de los requerimientos de los equipos se presenta en los siguientes apartados.

4.1.1. Reconectadores

En cada alimentador debe existir un reconectador o un interruptor con relevador de recierre. Adicionalmente se incorpora la instalación de reconectadores aguas abajo, en alimentadores de cierta longitud, a partir de la distancia que el relevador de cabecera no es capaz de detectar un cortocircuito trifásico o bifásico.

Asumiendo que el nivel de detección de falla entre fases es de 400 A y conductor de sección mínima de 25 mm2 AL, será necesario un segundo reconectador. Luego, considerando que el segundo reconectador puede tener una detección de corriente de falla entre fases a 150 A, un tercer reconectador serie conveniente a distancias superiores. Este detalle se describe en el siguiente cuadro, en función de las tensiones nominales de cada circuito y los km del troncal:

Tensión [kV]	Longitud del troncal 10-20 km	Longitud del troncal > 20 km
13.2	2 reconectador	3 reconectadores

Tensión [kV]	Longitud del troncal 20-60 km	Longitud del troncal > 60 km
33 o más	2 reconectador	3 reconectadores

Cabe mencionar que no es conveniente instalar más de tres equipos de recierre en serie, sin embargo, en algunos circuitos que por sus condiciones topológicas requieran incorporar equipos adicionales son reconsiderados.

4.1.2. Seccionamiento trifásico

Es conveniente instalarlos sobre el troncal trifásico o sobre un ramal trifásico importante. El efecto del seccionador trifásico es salvar el servicio en el troncal (o en el primer tramo de este), por fallas permanentes aguas abajo del equipo (en el tramo protegido por este).

El mismo se justifica cuando:

C.Secc ≤ Pmsalv x Tfp x Trep x Laap x CuENS x Kcap,

Dónde:

C.Secc: Costo de seccionamiento trifásico (incluyendo instalación y mantenimiento) ≅ 530 US$ + 250US$ = 780 US$

Pmsalv: Potencia media salvada en el troncal (se asume 750 kW)

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 132
ENTRE RÍOS

Tfp: Tasa de falla permanente red aérea MT (0,15 f/km red adaptada)
Trep: Tiempo de reposición de servicio = 1h
Laap: Longitud de circuito aguas abajo protegida (variable) entre seccionamiento y la siguiente protección (otro seccionamiento)

CuENS: Costo unitario de Energía No Suministrada (0,35 US$/kW.h)
Kcap: Factor de capitalización: 8,05 (inversa del factor de recuperación de capital para una vida útil de 30 años y una tasa anual de 12%)

Por lo que:

$$Laap \geq \frac{780\ US\$}{750\ kW \times \frac{0{,}15f}{km} \times \frac{0{,}17US\$}{kW.h} \times 1h \times 8{,}05}$$

Laap ≥ 5 km (por cada 1000 kW)

Por lo que se puede concluir que el valor de Laap que justifica el equipamiento es inversamente proporcional a la potencia salvada de troncal.

En términos de la potencia salvada por longitud protegida, se puede aplicar para los casos Psal x Laa ≥ 5000 kW x km.

4.1.3. Seccionador fusible de 3 etapas

El seccionador fusible de tres etapas cumple una función similar a los seccionamientos en el troncal, aunque en el inicio de cada derivación.

Desventajas del Seccionador Fusible de 3 etapas:

- Puede dificultar la coordinación entre la curva lenta de tierra del reconectador y la curva del fusible.
- A partir de que la curva del fusible corta la curva rápida del reconectador se anula el efecto de recierre.
- Agrega un fusible en serie, lo cual limita la cantidad de fusibles en serie a instalar (normalmente no conviene instalar más de dos fusibles en serie).
- Después de cada operación, es necesario concurrir al punto de instalación a reponer el o los fusibles quemados para que esté operable para la próxima operación.

Todos estos motivos lo hacen desaconsejable, salvo que no exista recierre o sea imposible instalarlo.

5. SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN MT/BT

Para la optimización de los transformadores de distribución en zona no uniforme se tomaron los centros de existentes, de los cuales se consideraron los siguientes aspectos:

- Potencia base por cada transformador
- Módulo de transformación optimizado
- Tipo de estructura

a. Potencia por cada transformador

A partir de la información y vinculación cliente-red, se determina las demandas máximas no simultaneas por cada centro de transformación o transformador MT/BT en función de las potencias simultaneas de aquellos suministros conectados.

Las demandas máximas simultaneas de cada usuario se han obtenido considerando los factores de carga y factor simultaneidad por nivel tarifario de la información de la base comercial de la empresa. Luego, con los factores de carga, de coincidencia y de pérdidas, se obtiene la potencia máxima simultanea para cada uno de los transformadores, como la suma de las demandas de usuarios conectados a cada uno de los mismos, con lo cual se asigna la demanda máxima a cada transformador MT/BT o centro de transformación.

Una vez obtenida la demanda máxima simultanea por transformador, se obtiene la demanda máxima no simultanea por el mismo, a través de la multiplicación de la demanda máxima simultanea por transformador por el factor de diversidad correspondiente, el cual representa la no simultaneidad de las potencias máximas de los transformadores. Con ello se tomó la cantidad de usuarios conectados en las subestaciones y se asoció la demanda para cada uno de los transformadores establecidos en cada uno de ellos.

b. Módulo de transformador optimizado

Para la optimización de los centros de transformación o transformadores MT/BT, se realiza el cálculo de la capacidad teórica que corresponde a cada uno de los mismos. Se tiene en consideración el factor de potencia y el factor de utilización que implica la capacidad de reserva que se tiene para cada uno de los centros o transformadores MT/BT.

La selección de la capacidad para cada una de los SED se realiza a partir de la demanda de diseño inicial, que considera la potencia en kW, los kVA reales de los SED, y los factores de no simultaneidad, uso inicial, y estacional. Luego, la capacidad de diseño inicial se normaliza en base a los módulos existentes y tecnologías de SED.

Cabe mencionar que se desestimaron los módulos de SED identificados como propiedad de terceros en el ámbito de concesión de la empresa distribuidora.

En los casos que no se tiene precisión de los consumos asociados a los SED, se adoptaron módulos con capacidades estándar para cubrir con los requerimientos existentes de suministro de red.

6. RED BT

El punto de partida para el cálculo es el uso de la información existente de la red de BT, de la que se considera por SED la cantidad de salidas, los consumos totales de los clientes, y las cantidades reales de kilómetros de los circuitos de BT, y sobre ellos se realiza la optimización de calibres.

Se asocia a cada SED la cantidad de kilómetros de red de BT, salidas, demanda máxima y la proporción que corresponden a red aérea y subterránea. La demanda del grupo de consumo por SED se le asocian factores de no simultaneidad, estacional y de uso inicial, para obtener la corriente de diseño de los calibres.

Con la información de la tensión nominal y la potencia demanda en el circuito se obtiene la corriente de diseño para cada una de las salidas uniformemente distribuida, y luego se elige el calibre económico para abastecer la demanda en BT. Con la definición del calibre óptimo en la red de BT, se obtienen pérdidas asociado a cada circuito.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 133
ENTRE RÍOS

La elección de los calibres económicos para red troncal y derivación en BT se realiza en el modelo en función de la corriente normalizada. Los rangos de corrientes normalizados están función de los calibres óptimos (mínimo costo) y se encuentran en el archivo de "conductorEconómico" (modelo adjunto al informe). La elección del calibre económico considera costos de energía, tasa de retorno, vida útil, factor de carga y pérdidas típicas.

En los casos que no se tiene precisión de los consumos asociados a las salidas, o hay requerimientos no adecuados, se adaptaron a calibres estándar para cubrir con los requerimientos existentes de suministro de red.

ANEXO 5 – VALOR DE REEMPLAZO REAL

1. INTRODUCCIÓN

El Valor de Reemplazo Real considera el reemplazo de las instalaciones reales con tecnologías adecuadas, capacidades y calibres estandarizados que fueron considerados eficientes en el stock actual de la empresa. Por lo que, en este caso es necesario adaptar las tecnologías y calibres a un amplio diccionario de instalaciones existente en el inventario de la base de activos de la empresa.

Es claro que las tecnologías y diseños constructivos eficientes y actuales difieren de los que se encuentran en el inventario real, al igual que la elección de calibres y capacidades eficiente, por lo que se reducen a un grupo de instalaciones estandarizadas partir de los precios de referencia de las instalaciones fueron provistos por la empresa. Esto implica considerar en el stock de tecnologías y diseños disponibles un abanico reducido de rangos de calibres o capacidades eficientes.

2. METODOLOGÍA Y CRITERIOS

Inicialmente, para el análisis se identificaron en cada etapa las instalaciones consideradas en la valorización, y las mismas se agruparon de la siguiente forma en función del nivel de tensión:

- Sistema de Transmisión:
  - Red de transmisión, valorización de las redes existentes en el sistema en alta tensión (132 kV) considerando tecnologías y diseños actuales.
  - Estaciones transformadoras AT/MT, valorización de las instalaciones reales de las estaciones AT/MT considerando tecnologías y diseños actuales.
- Sistema de distribución
  - Estaciones transformadoras MT/MT y Centros de Distribución – CD, valorización de las instalaciones reales de las estaciones MT/MT y Centros de Distribución considerando tecnologías y diseños actuales.
  - Red de media tensión, valorización de reposición y reemplazo real.
  - Transformación media tensión a baja tensión, valorización de reposición y reemplazo real.
  - Red de baja tensión, valorización de reposición y reemplazo real.
  - Acometidas, valorización de reposición y reemplazo real.
  - Medidores, valorización de las instalaciones reales.

En el caso del *sistema de transmisión* se consideró en el cálculo del reemplazo real la valorización de las instalaciones reales correspondientes a la red en alta tensión y las estaciones transformadoras AT/MT.

Del mismo modo, en el caso del *sistema de distribución* se consideraron las instalaciones existentes correspondientes a las estaciones transformadoras MT/MT y CD, red de MT, subestaciones MT/BT, red BT, acometidas y medidores, para el cálculo del Valor de Reemplazo Real.

Sobre la base conceptual de los aspectos marcados anteriormente, a continuación, en cada etapa se desarrollan los siguientes criterios para el reemplazo real de los módulos constructivos que utiliza ENERSA.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 134
ENTRE RÍOS

Reemplazo Real

Se realizó considerando las características principales de las instalaciones, al igual que en el caso anterior, pero sobre el abanico de precios base suministros por la empresa. En este sentido, los criterios de reemplazo real adoptados están resumido a continuación:

- Para valorizar el reemplazo real se utilizó la biblioteca base de precios suministrada por la empresa, en los rangos de calibres cotizados como eficientes y son parte del stock de equipos que instala regularmente la empresa.
- En el caso de instalaciones con tecnologías y diseños que se mantienen vigentes en la actualidad se conservaron el tipo y características constructivas.
- La valorización de la etapa de AT: líneas en 132 kV y estaciones AT/MT, y en Distribución: subestaciones 33/13.2 kV, Centro de Distribución y reguladores, no sujetos al proceso de optimización, se mantiene sin cambios en el proceso de valorizaciones, dado que por sus características corresponde el mismo costo actual de considerar la sustitución de los activos en esas etapas.
- Para el caso de secciones o calibres de conductores, red de media y baja tensión, no normalizadas o desactualizados, en el proceso de reposición se determinó un rango de alternativas de secciones y diseños reducidos de los cuales se tienen precios en las referencias de la empresa.
- En el caso de subestaciones de distribución, no normalizadas o desactualizados, en el proceso de reemplazo real se determinó un rango de alternativas de capacidades y diseños constructivos que se tienen precios en la biblioteca base de precios.
- En general, como criterio el reemplazo real de las instalaciones que no se tienen precios de capacidades o secciones, el mismo, se realizó considerando razonabilidad en la equivalente de potencia o corriente admisible, o con valores mayores.
- El reemplazo real se realizó sobre las instalaciones que hay obsolescencia del equipo, por ejemplo: interruptores en GVA o accionados por aire comprimido, cables OF, etc.
- En los casos de instalaciones en que puede ser efectiva y posible el reemplazo real y no se tienen costos asociados, o son instalaciones de poca utilización (por ejemplo: redes bifásicas), se modificó por instalaciones disponibles en la biblioteca de precios.
- Para los calibres o capacidades informadas en el inventario por debajo de los mínimos y por arriba de los máximos disponibles, se utilizaron los valores límites de los rangos en función de la tecnología y diseño. Cabe mencionar que los rangos de calibres disponibles para el reemplazo real son menores a los obtenidos de la biblioteca ampliada de precios para la reposición de instalaciones.
- Red de MT, en la elección de la unidad de reemplazo real, entre el inventario de la empresa por una unidad constructiva equivalente de la biblioteca base, se priorizó el siguiente orden: zona uniforme o no uniforme, la cantidad de fases, la estructura de la instalación (desnudo, preensamblado, compacto, line post, etc.), el calibre, el material (cobre o aluminio) y el tipo de aislación (XLPE, PVC, otro).
- En el caso de subestaciones, en la elección de la unidad de reemplazo real, entre el inventario de la empresa por una unidad constructiva equivalente de la biblioteca base, se priorizó el siguiente orden: zona uniforme y no uniforme, nivel de tensión en el primario, estructura aérea o subterránea, cantidad de fase (con criterios de kVA máximos) y la capacidad en kVA. Adicionalmente, se consideraron como aceptable los siguientes diseños

constructivos en función de su capacidad:

- Monofásico, hasta 32 kVA, luego se asocia potencia trifásica.
- Monoposte, potencias menores a 64 kVA, luego se consideran tipo biposte.
- Biposte, potencias menores a 400 kVA, luego se consideran tipo interior o nivel.
- Para instalaciones identificadas como "cámara de medición aérea" o cámara de medición subterránea" se asociaron costos de instalaciones a nivel o interior, y subterránea, respectivamente.

- Los equipos de MT se consideraron aquellos informados y que corresponde a la red de MT, tales como fusibles, seccionalizadores, seccionadores (cuchilla o cuerno) y reconectadores. Se desestimaron del conteo aquellos equipos identificados en la base SGD como interruptores, ya que se considera que son parte de las celdas y/o estaciones, y aquellos elementos identificados en la base, campo "Unificado", como "no corresponde", por ser empalmes, equipos ficticios, llave puente, etc.
- Red de BT, para la reposición se prioriza la elección de la instalación de reemplazo real, entre el inventario de la empresa por una unidad constructiva equivalente de la biblioteca base, en el siguiente orden: aérea o subterránea, sección o calibre de los conductores, materiales (cobre o aluminio) y aislación (XLPE, PVC, otro). En todos los casos se utilizó de red de reemplazo el tipo preensamblado.
- En cuanto a las acometidas, se realizó el reemplazo real considerando el siguiente orden para adecuar los conductores: aérea o subterránea, sección o calibre de los conductores, materiales (cobre o aluminio). En todos los casos se utilizaron acometidas de cobre para la reposición.

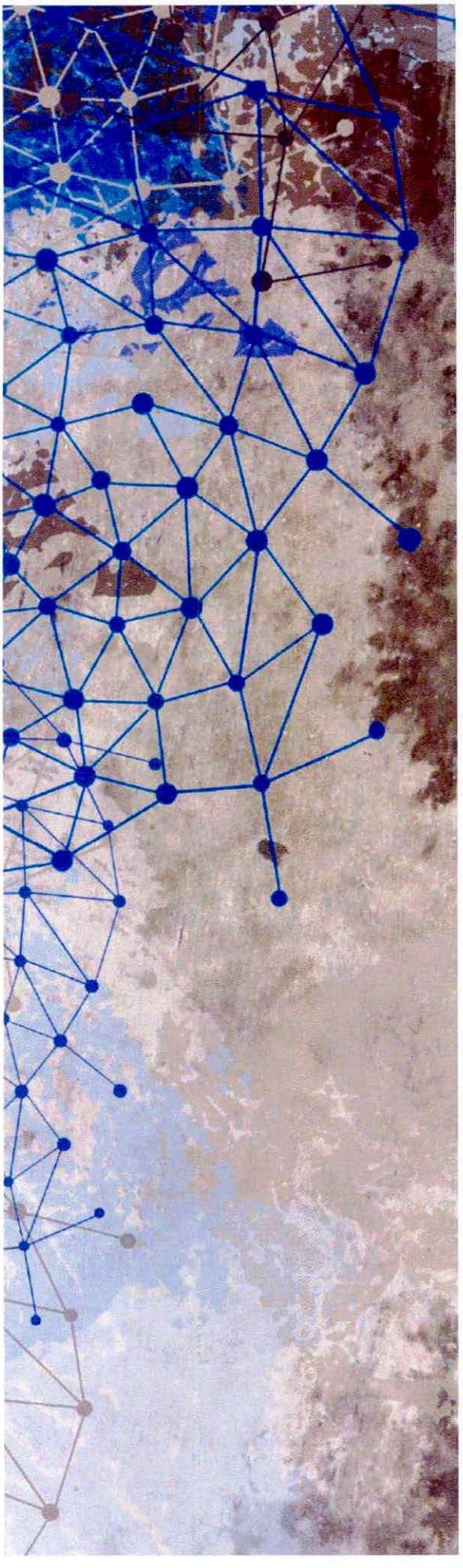
3. INVENTARIO DE ACTIVOS

La información de los activos fue suministra por la empresa en dos grandes grupos de datos: sistema de transmisión y sistema de distribución, actualizada a diciembre del año 2020. Cada grupo de información tuvo un tratamiento diferenciado en función de los objetivos de la valorización y de la información disponible, considerando el agrupamiento por etapa y los aspectos mencionados en el apartado de Metodología y Criterios.

La información de instalaciones del sistema de transmisión corresponde a datos provistos en la guía de referencia de ENERSA, con el detalle de las líneas aéreas en 132 kV y, por otro lado, las estaciones transformadoras AT/MT, cuyas configuraciones de barras, cantidad de campos y niveles de tensión de operación se encuentran informados en los diagramas unifilares.

En cuanto a la información del sistema de distribución de estaciones MT/MT y CD fueron suministrados por la empresa a través de planillas de cálculo, mientras que la red de MT: líneas en 33 kV y 13.2 kV, equipos de maniobra y protección; subestaciones transformadoras MT/BT, red en BT y acometidas, se obtuvo de la base de datos del Sistema de Gestión de Distribución (SGD) de ENERSA. Los datos de medidores fueron parte de la asociación entre los registros de clientes de la base comercial con los grupos tarifarios.

Particularmente, en el caso de acometidas, el valor promedio de metros asociados no guarda relación con la cantidad de clientes de la empresa, por lo que se ajustaron las cantidades proporcionalmente a la cantidad de metros promedio típico de acometida.



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 135
ENTRE RÍOS

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo IV – Informe: Costos de Explotación

Preparado para:

Enersa

Mayo - 2022

M 2102

Tabla de contenido

SECCIÓN PRINCIPAL 5

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL INFORME 5

2. ALCANCE 5

3. ASPECTOS CONCEPTUALES 6

4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO 6

5. CARACTERIZACIÓN DE LA EMPRESA 7

5.1. Aspectos clave de la caracterización 7

5.2. Caracterización del área de concesión 8

6. METODOLOGÍA 10

6.1. Introducción 10

6.2. Desarrollo de la Metodología aplicada 11

6.3. Datos requeridos para la aplicación de la metodología 15

7. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL 17

7.1. Estructura orgánica de la empresa de referencia 17

7.2. Criterios de diseño de la estructura 17

7.3. Estructura detallada de la empresa de referencia 18

8. DISEÑO DE EXPLOTACIÓN TÉCNICA 53

8.1. Consideración general 53

8.2. Procesos y actividades de operación y mantenimiento 53

8.3. Segmentación de las instalaciones 54

8.4. Frecuencias medias de realización de tareas 55

8.5. Valorización de los costos asociados a las tareas 55

8.6. Calidad de servicio 55

9. DISEÑO DE LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL 57

9.1. Información de la ER 57

9.2. Tareas básicas 57

9.3. Lectura de medidores, remisión de facturas y cobranza 57

9.4. Atención comercial 58

10. MODELO DE OYM UTILIZADO 59

10.1. Introducción y antecedentes. 59

10.2. Procedimiento de cálculo utilizado por el modelo 59

10.3. Datos de ingreso al modelo 61

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 136
ENTRE RÍOS

11. DATOS UTILIZADOS POR EL MODELO DE OYM 61
11.1. Caracterización del área de concesión 61
11.2. Activos físicos de la distribuidora y distancias de traslado 61
11.3. Cantidad de clientes-oficinas comerciales y perfil de cobranza 62
11.4. Costo laboral del personal propio 63
11.5. Análisis de tercerización de actividades. 66
11.6. Estructura de las cuadrillas 67
11.7. Costos unitarios de materiales 69
11.8. Información de costos de servicios 69
12. DETERMINACIÓN DEL VNR NO ELECTRICO 71
12.1. Terrenos y edificios 72
12.2. Vehículos y transporte de carga 72
12.3. Software y Hardware Corporativo y Microinformática 73
12.4. Equipos e instalaciones de telecomunicación y control 74
12.5. Herramientas, equipos e instrumentos de laboratorio 74
12.6. Equipos y muebles de oficina 75
13. ASIGNACIÓN DE COSTOS COMPARTIDOS A LAS ACTIVIDADES NO REGULADAS 76
14. COSTOS DE CONEXIONES Y REHABILITACIONES 76
15. RESULTADOS OBTENIDOS 76
15.1. Costos de explotación 76
15.2. VNR No Eléctrico 78
15.3. Costos de Conexión y Rehabilitación 78
APÉNDICE 1 - SISTEMAS INFORMÁTICOS Y TELECOMUNICACIONES 80
APÉNDICE 2 - MODELO MEC-ROMA 86

Índice de Tablas y Figuras

Tabla 1 Distancias medias de traslado y velocidad de desplazamiento 61
Tabla 2 Oficinas Comerciales 62
Tabla 3 Perfil de Cobranza 62
Tabla 4 Funciones del Personal Propio de Casa Matriz 64
Tabla 5 Funciones del Personal Propio de Terreno 66
Tabla 6 Composición de las cuadrillas de trabajo 68
Tabla 7 Costos de Gastos y Servicios de Apoyo 69
Tabla 8 Costos de vehículos de transporte y carga y otros equipamientos 73
Tabla 9 *Asignación de costos indirectos* 76
Tabla 10 Costos de Explotación Totales EMPRESA DE REFERENCIA 77
Tabla 11 Costos Totales de Explotación Técnicos EMPRESA DE REFERENCIA por nivel de tensión 77
Tabla 12 Costos Totales Comerciales EMPRESA DE REFERENCIA por tipo de usuario 77
Tabla 13 VNR NO Eléctrico 78
Tabla 14 Costos Unitarios de Servicios Comerciales EMPRESA DE REFERENCIA por tipo de usuario 78

Figura 1 Área de concesión y dispersión de activos 9
Figura 2 Red Vial de Entre Ríos 10
Figura 3 Clasificación y componentes de costos 14
Figura 4 Flujograma de la determinación de los gastos de explotación 15
Figura 5 Organigrama de empresa de referencia 20
Figura 6 Organigrama de Gerencia de Recursos Humanos 24
Figura 7 Organigrama de Gerencia de Control de Gestión 26
Figura 8 Organigrama de Relaciones Institucionales 27
Figura 9 Organigrama de Legales 28
Figura 10 Organigrama de Gerencia de Administración y Finanzas 35
Figura 11 Organigrama de Gerencia Comercial 37
Figura 12 Organigrama de Oficinas Comerciales 39
Figura 13 Organigrama de la Gerencia de Distribución 43
Figura 14 Organigrama Regionales de Distribución 46
Figura 15 Organigrama Transmisión 49
Figura 16 *Benchmarking* de Gastos y Servicios Tercerizados de Apoyo 71
Figura 17 *Benchmarking* de VNR No Eléctrico 75

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 137
ENTRE RÍOS

SECCIÓN PRINCIPAL

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETO DEL INFORME

El objetivo general de la consultoría es la realización de un Estudio Tarifario Integral la Empresa Distribuidora "Energía de Entre Ríos S.A." (ENERSA), para la presentación de una Propuesta Tarifaria al Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE), conforme lo dispuesto por la Resolución EPRE N°255 de 2020, que establece como criterios a aplicar, los correspondientes al Anexo I de la Resolución EPRE N°92 de 2015.

El objetivo específico de este informe es la determinación de los costos de explotación que se estiman necesarios y que deberán ser recuperados por vía de la tarifa.

Los cálculos presentados están dirigidos a la determinar los cargos de distribución y el cuadro tarifario, para lo cual se han observado y respetado las normas y premisas establecidas en la Ley que fija el marco regulatorio, y su reglamento. Por otra parte, se siguieron las pautas, criterios, procedimientos y demás aspectos según las reglas del arte para estos estudios, de acuerdo al conocimiento y experiencia de Mercados Energéticos Consultores.

El objetivo de este informe es determinar los costos de explotación razonables de una empresa de referencia (ER) que, operando en forma prudente y sus gastos e inversiones, presta el servicio de Distribución de energía en el mercado correspondiente al área de concesión de ENERSA.

En el presente informe se presentan la metodología, los criterios empleados, los datos utilizados y los resultados obtenidos, utilizando la metodología de la Empresa de Referencia

Para tal fin se analizaron las características del mercado de ENERSA y la magnitud de sus instalaciones, y sobre la base de estándares de referencia se diseñó la estructura óptima y recursos que permitan desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio, las que se valorizaron considerando remuneraciones de mercado para el personal propio, así como los precios de mercado de materiales, servicios e insumos requeridos.

2. ALCANCE

El alcance del estudio realizado comprende los siguientes puntos de la Propuesta Técnica (PT) del Consultor:

- "Cálculo de los Costos de Explotación" (punto 5.3.6 que forma parte de la Tarea 5 del Plan de Trabajo)
- "Valor Nuevo de Reemplazo No Eléctrico" (Punto 5.3.5, apartado c), que forma parte de la Tarea 6 del Plan de Trabajo)

Se incluye dentro de este informe el cálculo del VNR No Eléctrico dada su estrecha relación con los parámetros de diseño de la empresa de referencia.

El costo de Capital de Trabajo dada su naturaleza financiera será incluido en otro informe del proyecto.

3. ASPECTOS CONCEPTUALES

La ER es una metodología que permite determinar los costos asociados a la ejecución de los procesos y actividades de operación, mantenimiento, gestión comercial de clientes, dirección y administración, en condiciones que aseguren que la empresa podrá lograr los niveles de calidad de servicio exigidos (en términos generales y a niveles razonables) y que los activos necesarios mantienen su capacidad de servicio plena durante toda su vida útil.

Con el enfoque de la ER se simulan las condiciones teóricas que enfrenta un operador entrante y que debe brindar el servicio en el mercado de la empresa real cumpliendo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

La ER debe cumplir todos los procesos y actividades necesarias para prestar el servicio comercial, que abarca la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa. Asimismo, la empresa debe cumplir todos los procesos y actividades necesarias para prestar el servicio de distribución y transmisión, que abarca la operación y mantenimiento de las instalaciones de infraestructura y la gestión técnica económica de las redes. Con esta finalidad, debe obtener los servicios, recursos materiales y humanos que se necesitan para cumplir con estos procesos y actividades, accediendo a los diferentes mercados representativos de las condiciones reales existentes.

Finalmente, a partir de los valores de costos que el operador entrante o ER obtenga del mercado competitivo para los servicios y recursos necesarios para desarrollar todos los procesos y actividades mencionados, se fijan los costos de la empresa.

Por otro lado, en el concepto de ER se entiende que el diseño de la misma no es una reingeniería de los procesos y actividades que componen la empresa real que presta los servicios. Se trata, por el contrario, de un enfoque metodológico que no es invasivo y que no tiene injerencia en la gestión de la empresa, ya que no considera la forma en que está siendo gestionada la empresa real.

4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

La ER contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución y transmisión de energía eléctrica, que comprende la Operación y el Mantenimiento (OyM) de las instalaciones que integran la infraestructura, la gestión técnico-comercial de los clientes y las actividades de dirección y administración inherentes a toda empresa.

Para el cálculo de cada uno de los componentes de costos arriba indicados la metodología implica las siguientes etapas de diseño:

a) Definir los procesos requeridos para la operación, manutención y administración y comercialización.
b) Calcular de los recursos requeridos para el desarrollo de los procesos arriba indicados.
c) Valorizar los recursos a precios de mercado.

El dimensionamiento de la ER requiere efectuar el diseño de una empresa que opera en el mismo territorio que la empresa real cuya característica más importante es la optimización en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

Es necesario efectuar el diseño de la ER de manera que sea representativa de una gestión óptima de la empresa real, considerando los tamaños relativos y las economías de escala que puedan

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 138
ENTRE RÍOS

presentarse, así como las restricciones geográficas características de cada área.

La ER se diseñó para atender la demanda del servicio público de distribución y transmisión de energía eléctrica en el área de concesión de ENERSA, dimensionada considerando una empresa única optimizada que maximiza la utilización de sus recursos para la prestación del servicio público de distribución.

En el diseño de la ER no se consideran los procesos históricos en aspectos como: restricciones al desarrollo de redes, restricciones a la incorporación de personal, cambios de regulatorios, cambios tecnológicos, evolución de las condiciones del mercado, crisis económicas y congelamientos tarifarios, por los que ha transitado la empresa real, que ocasionan retrasos en la ejecución de los planes de inversión, situaciones difíciles y costosas de revertir, y a los que las empresas deben adaptarse para prestar el servicio según las condiciones exigidas en cada momento.

5. CARACTERIZACIÓN DE LA EMPRESA

5.1. Aspectos clave de la caracterización

Con el objeto de caracterizar apropiadamente a la ER, se deben considerar las instalaciones aprobadas por la regulación, y a la cantidad de clientes que atiende, teniendo presente el horizonte de estudio y las indivisibilidades técnicas. Se debe considerar el uso de la tecnología moderna, sujetándose a una optimización de la relación costo - beneficio de las instalaciones en su política de inversión, mantenimiento y reemplazo.

Asimismo, la organización debe ser dimensionada para la prestación de servicios a los clientes, cuyo suministro se efectúa a través de las instalaciones de distribución.

Para iniciar el proceso de dimensionamiento de la ER, es necesario determinar los costos a ser reconocidos. Los cuales están basados en las actividades que realiza la empresa. Por lo que, un aspecto fundamental de diseño es determinar los procesos y actividades que realiza una empresa de distribución.

Así, al determinar primero cada proceso y luego al asignar los recursos necesarios para que el proceso y sus actividades sean efectuados en forma óptima, se obtiene la asignación de las unidades físicas, de los recursos humanos, materiales, movilidad y otros servicios necesarios, así como la valorización de estos recursos a precios de mercado.

Es muy importante destacar la relación existente entre la ER y la definición de la cantidad de instalaciones y las unidades constructivas asociadas, ya que éstas se constituyen en el recurso básico para la correcta operación y mantenimiento de las redes.

Un primer paso para la caracterización de la ER es la identificación de los principales elementos característicos tales como:

- Región o regiones atendidas.
- Cantidad e identificación de comunas atendidas.
- Cantidad de clientes.
- Cantidad de regionales y activos bajo su área de influencia.
- Cantidad y tipo de oficinas comerciales, ubicación y la estimación de la cobertura de la cantidad de clientes atendidos.
- Fenómenos climáticos y características de las zonas arboladas que impactan en las tareas

de operación y mantenimiento.

- Dispersión de las instalaciones ("ruralidad") y del mercado atendido.
- Estado de los caminos para acceder a las instalaciones para atender tareas de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Cantidad de llamadas recibidas en el *call-center* (desagregadas en suministro básico y servicios asociados).
- Modalidad de pago de los clientes (bancos, pago automático de cuentas, Internet, etc.).
- Área de concesión.
- Ventas de energía.
- Demanda máxima.
- Pérdidas de energía.
- Cantidad de empleados por nivel jerárquico.
- Activos físicos y su grado de dispersión.

Relevada esta información se caracteriza la empresa y se identifican los aspectos a ser considerados para que la ER incluya las restricciones físicas reales de la empresa objeto del costeo.

5.2. Caracterización del área de concesión

Dado que la empresa de referencia debe prestar el servicio en el área de concesión de la empresa real, es importante su caracterización a los efectos del diseño optimizado.

El área de concesión de ENERSA abarca 56,300 km2 en la Provincia de Entre Ríos. Tal como se observa en el esquema adjunto, atiende aproximadamente el 70% de los usuarios finales de electricidad y opera el 100% de la energía ingresada a la Provincia que incluye los consumos de los usuarios atendidos por Cooperativas. Dicha área abarca una extensión de 250 km de Este a Oeste y de 400 km de Norte a Sur donde se encuentran distribuidos los 400.000 usuarios y aproximadamente 1.400.000 habitantes.

En la siguiente figura se presenta geográficamente la red de alta y media tensión, las principales localidades atendidas y los distritos cabecera para la atención de la infraestructura y su mercado.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 139
ENTRE RIOS

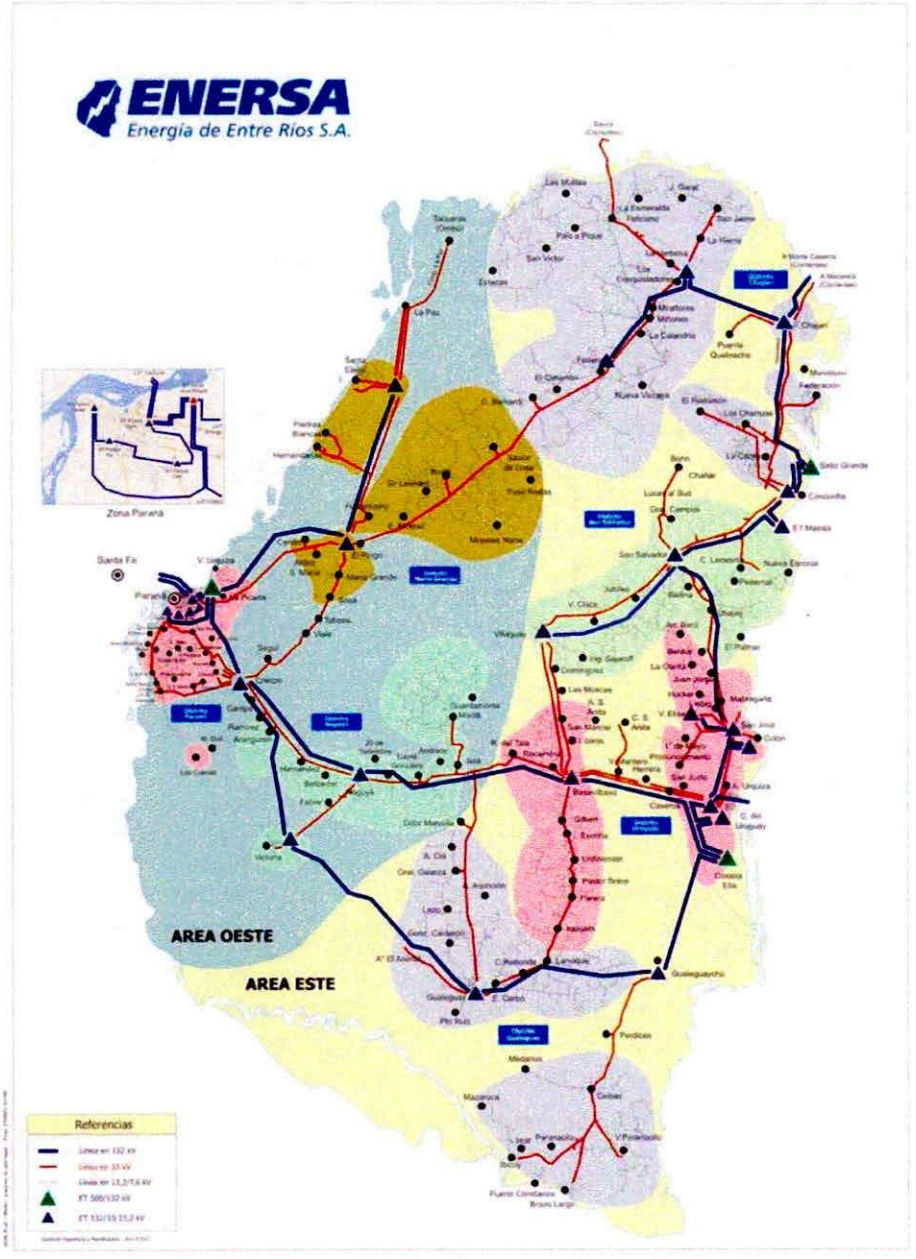
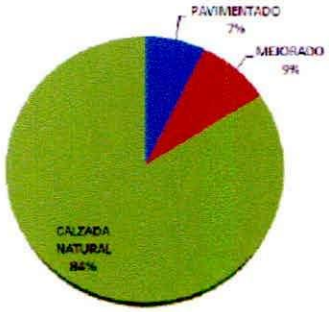


FIGURA 1 ÁREA DE CONCESIÓN Y DISPERSIÓN DE ACTIVOS

Una de las principales características del área de concesión es la dispersión de sus activos que requiere desde el punto de vista operativo recorrer distancias importantes para la atención del mantenimiento de sus activos y la atención comercial de sus clientes con impacto en los costos de explotación.

Por lo señalado resulta particularmente importante el estado y transitabilidad de los caminos rurales de la provincia que deben ser transitados para poder acceder a las líneas y transformadores que forman parte de la infraestructura de la empresa eléctrica.

En la siguiente figura se muestra el inventario de la red vial de la provincia informado por la Dirección de Vialidad que depende del Ministerio de Planeamiento, Infraestructura y Servicios del Gobierno de Entre Ríos:



RED VIAL DE LA PROVINCIA DE ENTRE RIOS

RED		PRIMARIA (Km)	SECUNDARIA (Km)	TERCIARIA (Km)	PARCIALES (Km)
ESTADO	PAVIMENTADO	1381.74	627.56	35.69	**2044.99**
	MEJORADO	536.59	1262.09	722.78	**2521.46**
	CALZADA NATURAL	631.06	8496.72	14773.13	**23900.91**
PARCIALES(Km)		**2549.39**	**10386.37**	**15531.6**	**28467.36**

DATOS OBTENIDOS POR SAER (SISTEMA DE ADMINISTRACION DE LA RED VIAL)

FIGURA 2 RED VIAL DE ENTRE RÍOS

Se observa que el 80% de la red vial es de caminos naturales principalmente para zonas rurales donde la distribuidora tiene dispersos sus activos, con las dificultades de su transitabilidad por suelos de mala calidad y la intransitabilidad en épocas de lluvias. En efecto, más del 80% del suelo de la provincia corresponde a suelo arcillosos de alta plasticidad y bajo o nulo soporte en épocas de precipitaciones.

Por otra parte, cabe destacar que la provincia esta surcada por ríos y arroyos en toda su extensión siendo una de las redes hidrográficas con más de 7.000 trazados hídricos lo que agrega otro problema a los caminos que está relacionado con la hidrología e hidráulica.

La empresa de referencia debe ser diseñada teniendo en cuenta no solamente las distancias que deben ser recorridas para atender sus activos sino también las características reales de los caminos que se utilizan con el impacto en los costos de traslado, y mantenimiento de la flota de vehículos.

6. METODOLOGÍA

6.1. Introducción

En este punto se presentan la metodología detallada y los criterios específicos utilizados por el Consultor para la determinación de los costos de explotación, desde la óptica de análisis de procesos, considerando la tipificación de instalaciones en las distintas unidades constructivas y su

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 140
ENTRE RÍOS

composición.

Identificados los procesos y actividades, como así también la caracterización de instalaciones y clientes, se dimensionaron los recursos necesarios para el desarrollo de los mismos y su valorización. Definidos estos aspectos se determinó la remuneración anual requerida por la empresa para una prestación del servicio público de distribución por redes en el contexto de la propia realidad del país y cumpliendo con los estándares de calidad definidos en la regulación.

Los costos en los que incurre la ER - Distribuidora y Comercializadora, de energía eléctrica- se clasificaron en:

- Costos relacionados con la actividad de Operación y Mantenimiento de redes (OyM);
- Costos de Comercialización; y
- Costos de Administración (Apoyo).

Sobre la clasificación realizada se reconocieron los distintos componentes de costos para cada una de estas actividades.

Las instalaciones se clasifican según el nivel de tensión (como es habitual) en AT, MT y BT. Las redes que operan hasta 1 kV se las denomina redes de BT, a las redes que operan por encima de este nivel y hasta 33 kV se las denomina redes de MT y a las que operan por encima de ese nivel de tensión se las denomina redes de AT (132 kV).

Luego para todo el conjunto de instalaciones que conforma la red de distribución se definieron las actividades necesarias para operarlas y mantenerlas debidamente, conforme a las reglas del arte y cumplimentando todas las normas técnicas y reglamentarias.

De la misma manera, se clasificaron los suministros por tipo y por localización y se definieron las actividades necesarias para llevar adelante el ciclo comercial.

Se identificó y definió la estructura central de la empresa, que se corresponde con la administración, supervisión y control de las actividades de comercialización y distribución.

6.2. Desarrollo de la Metodología aplicada

La metodología se basa en el análisis detallado y valorización de todos y cada uno de los procesos que intervienen en la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de las funciones y responsabilidades inherentes a la ER.

6.2.1. Definición de funciones de la empresa de referencia

Para determinar las funciones básicas que presta la ER se parte de reconocer que la misión de la misma es la provisión del servicio eléctrico a los clientes localizados en su zona geográfica de actuación (área de concesión), a través del cumplimiento de las actividades básicas de distribución y la prestación de la totalidad de los servicios asociados, contemplando el estricto cumplimiento de los requisitos de calidad del producto entregado y servicio prestado establecidos en las normas del marco regulatorio aplicable.

Esa provisión requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizativa adecuadamente diseñada e implementada, contemplando la adaptación de los recursos y costos asignados al desempeño de cada proceso y actividad.

Se definen las siguientes funciones y responsabilidades para el cumplimiento de los fines antes

indicados.

a) Operación y mantenimiento de las instalaciones

- Operación, incluye la operación de las instalaciones en forma programada o intempestiva, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control.
- Mantenimiento, incluye todas las tareas de reparación programadas y las no programadas, inspección, revisión y adecuación de instalaciones.
- Ingeniería y Desarrollo, referida a la planificación de las actividades de OyM (Ingeniería Operativa), control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, previsiones de materiales y herramientas, seguimiento de pérdidas técnicas, cartografía, seguridad.
- Control de Calidad de Servicio, que incluye las tareas necesarias para el control del cumplimiento de los niveles de calidad fijados (calidad de servicio, producto y calidad de atención comercial).

b) Comercial

Las tareas de tipo Comercial de la ER incluyen los siguientes ítems:

- Atención al Cliente, que incluye la atención personalizada y telefónica a los clientes (call center). Esta tarea se desarrolla en los distintos niveles de acuerdo con el tipo de clientes.
- Ciclo Comercial Regular, que incluye la ejecución específica de las tareas de lectura y facturación de consumos, envío de facturas y otros documentos, cobranza.
- Servicio Técnico Comercial, que incluye, control de pérdidas "no técnicas", normativa comercial, atención de reclamos, suspensión, verificación, corte, conexión y reconexión, suspensión, rehabilitación.
- Gestión Comercial, entendida como la planificación, el seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales y la atención a los clientes, seguimiento de las pérdidas "no técnicas", laboratorio de medidores, previsiones de recursos.

c) Dirección, estrategia y control

Las tareas de Dirección, Estrategia y Control incluyen las siguientes actividades:

- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de los intereses de los socios, elaboración y seguimiento de las estrategias globales de la empresa, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y las relaciones institucionales.
- Control de Gestión, referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional.
- Asesoramiento Legal, que incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, relaciones con los clientes e institucionales.
- Relaciones Institucionales, es responsable por el desarrollo de las relaciones institucionales y representa a la Empresa frente a los medios y la comunidad.

d) Administración y finanzas

Las tareas asociadas con la Administración y Finanzas contemplan las siguientes actividades:

- Contabilidad y Finanzas, se refieren a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo,

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 141
ENTRE RIOS

incluyendo, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.

- Gestión de Recursos Humanos, incluyen el reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización, liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros.
- Compras y Contratos, se refieren a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la ER.
- Sistemas Informáticos, se refieren al soporte y administrador de los sistemas informáticos corporativos, sistemas operativos, mantenimiento de los computadores centrales, etc.

6.2.2. Procesos y componentes de costo

Sobre la base de las funciones y responsabilidades de la ER y con los datos de dimensionamiento (clientes, zona de concesión, demanda, etc.) se diseñó la organización empresarial óptima, sobre la base de cuya estructura, remuneraciones y otros servicios (ajustados a las condiciones reales), se determinó el costo de explotación para la prestación del servicio.

La determinación de los costos a reconocer se realizó sobre la base de los procesos y actividades que la ER desarrolla para el cabal cumplimiento de sus responsabilidades, con la consecuente asignación a cada uno de estos procesos y actividades de los recursos humanos, materiales, movilidad y otros servicios necesarios; y la valorización de estos recursos a precios de mercado adaptados y actualizados.

a) Procesos considerados

El cálculo de los costos de explotación de la ER se basa en la definición de la unidad mínima de trabajo a realizar conocida como "tarea", que no es más que la célula o unidad funcional básica que realiza una Distribuidora de energía eléctrica para operar, mantener y atender a sus redes y clientes, cumpliendo en un todo con la calidad que le requiere su contrato de concesión.

Por lo tanto, la ER se diseña sobre la base de tareas específicamente técnicas y comerciales. De esa manera se define el armado de la estructura de operación, mantenimiento y gestión comercial.

Se consideran los siguientes cuatro procesos principales y ocho procesos de apoyo:

Procesos Principales:

- Proceso Principal 1: Operación y Mantenimiento.
- Proceso Principal 2: Comercialización.
- Proceso Principal 3: Ingeniería y Desarrollo.
- Proceso Principal 4: Dirección estrategia y control.

Procesos de Apoyo:

- Proceso de Apoyo 1: Administración y Finanzas.
- Proceso de Apoyo 2: Asesoría Legal.
- Proceso de Apoyo 3: Relaciones Institucionales
- Proceso de Apoyo 4: Control de Gestión.
- Proceso de Apoyo 5: Recursos Humanos

A su vez, los procesos se desagregan en subprocesos y estos a su vez en tareas (unidades mínimas de análisis). Estas tareas definidas por el consultor para cada uno de los subprocesos son asignadas a cada una de las actividades, técnicas y comerciales.

b) *b) Clasificación y componentes de costos que surgen del análisis de procesos*

Los costos en que debe incurrir una empresa prestadora del servicio público de distribución y que surgen de los procesos antes indicados se resumen en el cuadro de la Figura 1:

CLASIFICACIÓN Y COMPONENTES DE COSTOS

Clasificación	Componentes
Costos de Operación y Mantención (OYM)	· Costos de OYM *Costos de OYM de activos de BT* *Costos de OYM de activos de AT* *Calidad de Servicio* *Control de Pérdidas* · Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central *Planificación Técnica e Ingenieria de la Explotación*
Costos de Comercialización	· Ciclo Comercial Regular (Lectura, facturación, remisión y cobranza) · Oficinas de Atención Comercial · Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central *Gerencia de Comercialización*
Costos de Administración	· Unidades Intermedias Regionales · Estructura Central · *Dirección, Estrategia y Control* · *Administración y Finanzas*

FIGURA 3 CLASIFICACIÓN Y COMPONENTES DE COSTOS

6.2.3. Flujograma de aplicación de la metodología

En el esquema de la Figura 2, que se muestra a continuación, se resumen las principales etapas seguidas para la aplicación de la metodología de la ER. Cabe mencionar que cada una de las actividades y procesos que se mencionan resultan de la agregación de tareas necesarias para la prestación del servicio.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 142
ENTRE RÍOS

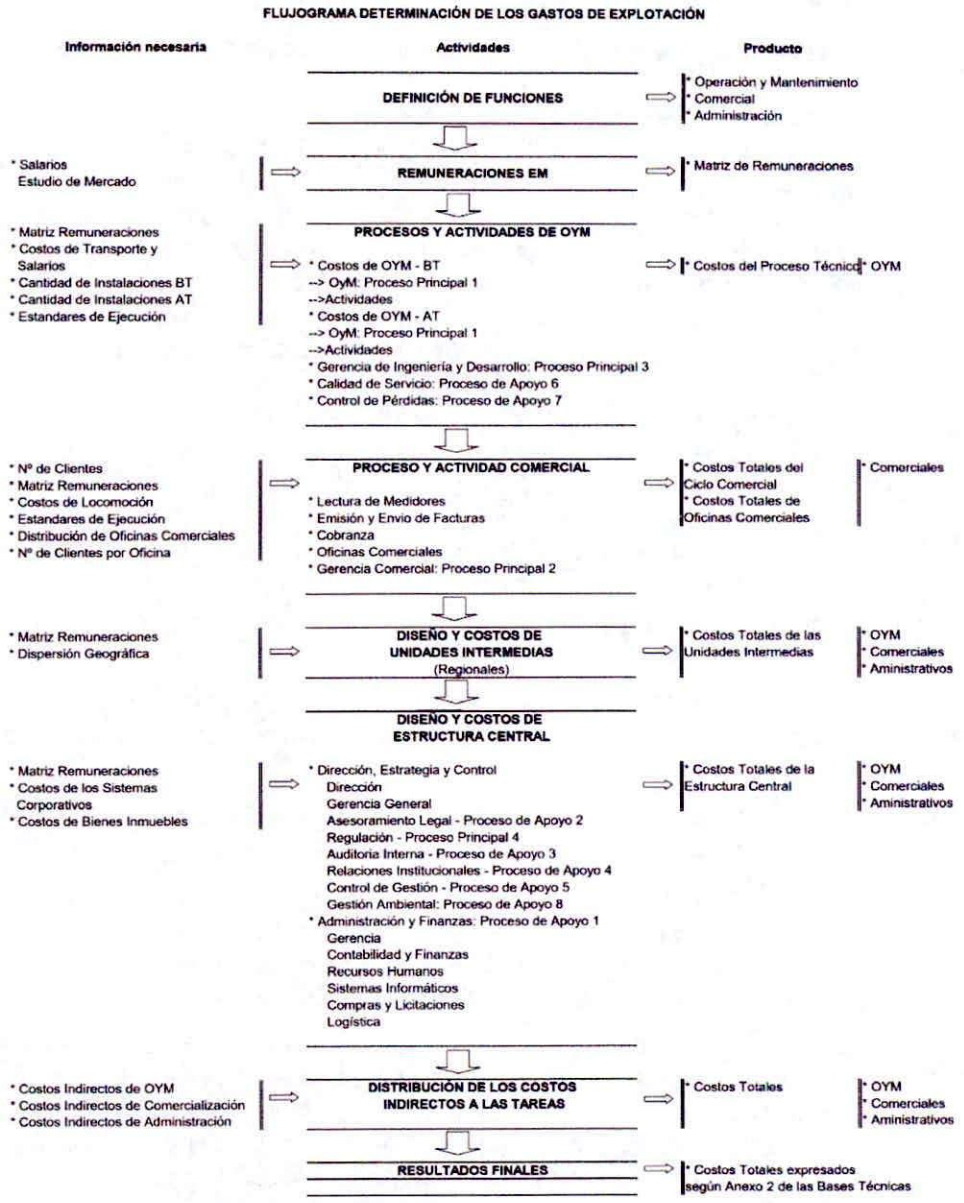


FIGURA 4 FLUJOGRAMA DE LA DETERMINACIÓN DE LOS GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Este flujograma es referencial para mostrar la secuencia que sigue el Consultor para la aplicación de la metodología y la determinación de los costos de la ER.

6.3. Datos requeridos para la aplicación de la metodología

Los datos para el dimensionamiento de la empresa de referencia están constituidos por el mercado real de clientes atendidos, las instalaciones adaptadas a la demanda, administradas económicamente en el área de concesión de la empresa real.

Los datos relevantes para el dimensionamiento de la ER son:

1. La cantidad de clientes que surge del procesamiento de las bases de datos de la empresa para el año base.
2. La caracterización del mercado y del área de concesión:
    a. Cantidad de oficinas comerciales y clientes atendidos por tipo de medidor.
    b. Modalidad de pago de los usuarios (oficinas comerciales, bancos, etc.).
    c. Modalidad de atención de los usuarios (*Call Center*, Oficinas Comerciales).
    d. Características del terreno para el desplazamiento de las cuadrillas
    e. Dispersión de los activos físicos (urbano, rural).
    f. Factores climáticos y de la vegetación que inciden en la operación y mantenimiento.
3. La información de instalaciones físicas por tipo de Unidad Constructiva (UC) que surgen de la red adaptada:
    a. km. de red de BT preensamblada, desnuda, subterránea.
    b. km. de red de MT (13.2 y 33 kV) desnuda, preensamblada, protegida, subterránea.
    c. Cantidad de estaciones de MT/BT áreas, de piso, subterráneas.
    d. Km de red de AT (132 kV)
    e. Cantidad de subestaciones de 33kV/MT, 132 kV/MT, campos de línea y de transformador por nivel de tensión asociados.
    f. Cantidad de aparatos de maniobra y control: seccionadores, seccionalizadores, bancos de capacitores, etc.

Los datos de red que se utilizaran para la determinación de los gastos de explotación están constituidos por el volumen de instalaciones adaptadas a la demanda puestas a disposición del servicio para abastecer la totalidad de la demanda.

Todas las UC son clasificadas según la dispersión en Urbano y Rural, y se tiene en cuenta en el costeo para computar las distancias de desplazamiento de las cuadrillas desde las Oficinas Regionales hasta los activos objeto de mantenimiento.

La topología, los tipos constructivos característicos de la empresa, los tiempos necesarios para la ejecución de las distintas tareas y el traslado de cuadrillas en ambientes urbanos o rurales, son distinciones que dan sustento al cálculo final de los Gastos de Explotación.

Sobre la base de la información indicada, se calculan los recursos de mano de obra, materiales, insumos e infraestructura del área comercial, administración y finanzas que corresponden a las tareas operativas comerciales (lectura de medidores, reparto de facturas, cobranza, control de pérdidas, conexiones y reconexiones, suspensiones y rehabilitaciones, etc.) y a las tareas de apoyo (oficinas comerciales, *call center*, gerencia comercial y de administración y finanzas).

Asimismo, se determinan los recursos de mano de obra, materiales e infraestructura del área técnica que corresponde a las tareas operativas técnicas (operación y mantenimiento de redes y equipos) como a las tareas de apoyo (gerencias técnicas).

Sobre la base del volumen de recursos físicos requeridos se procede a su valorización utilizando costos de mercado para mano de obra, materiales e insumos.

En los capítulos posteriores, se explica en detalle la metodología utilizada y su aplicación para el cálculo de los costos de explotación utilizando la información anteriormente indicada.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 143
ENTRE RIOS

7. DISEÑO DE LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

7.1. Estructura orgánica de la empresa de referencia

La ER es una empresa teórica diseñada para prestar servicio de distribución eléctrica en el área de concesión de la empresa real y que desde el punto de vista de la organización satisface las siguientes premisas:

- Cumple con el marco legal, reglamentario y normativo vigente, en especial los estándares de calidad de servicio.
- Tiene los mismos clientes y consumos, restricciones geográficas y demográficas que la empresa real.
- Está concebida como una organización apoyada en una moderna tecnología que optimiza los costos de explotación.

Dentro de estas premisas la estructura orgánica de una concesionaria de distribución eléctrica tiene pocas variantes ya que por definición se trata de un monopolio natural, y como tal está definido y regulado por la autoridad de aplicación; en consecuencia, sus límites de acción están acotados y las funciones básicas a desarrollar definidas y controladas.

En este estudio se definió una estructura que teniendo en cuenta la geografía, densidad de demanda y restricciones de calidad de servicio represente un funcionamiento optimizado.

7.2. Criterios de diseño de la estructura

La confección del organigrama y cálculo de la dotación comprende un trabajo de detalle que se extiende hasta el último nivel de la organización. Se estudiaron los principales procesos, subprocesos y tareas que intervienen en los circuitos administrativos y técnicos de una distribuidora eléctrica. Como consecuencia de este trabajo se definió una estructura orgánica aplicable, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las restricciones de calidad de servicio y producto impuesta por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos de operación trasladables a tarifas.

La estructura concebida en estos términos es lo que se denomina Empresa de Referencia, e intenta ser la versión de organización más efectiva con la que se puede prestar el servicio de distribución en los términos establecidos por el contrato de concesión. Cabe destacar que es necesario que el prestatario del servicio no sea solamente efectivo si no también tenga una gestión optimizada. Ser efectivo implica que los clientes tengan energía eléctrica disponible todo el tiempo y ante una eventualidad la interrupción no supere los tiempos mínimos requeridos por la autoridad regulatoria. Ser óptimo implica que ese servicio efectivo se preste al mínimo costo posible.

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

Considerando que la concesión cubre un vasto territorio y que las actividades descriptas se ejecutan a lo largo y ancho del mismo, se puede proponer un agrupamiento para desarrollarlas mismas en forma centralizada o descentralizada.

En el caso de una estructura totalmente centralizada existe una gerencia Comercial y otra Técnica

que concentran las actividades de su especialidad, estando dichas actividades centralizadas físicamente. Cabe destacar que la Gerencia Comercial centraliza todas sus actividades, a excepción de los puntos de contacto con los clientes, que en todos los casos está allí donde están los clientes. Un comentario similar cabe para la Gerencia Técnica que también muestra todo centralizado excepto la Guardia de Reclamos que está distribuida según la densidad de clientes y el tiempo de respuesta máximo permitido por el contrato de concesión. Las Gerencias Staff o de Apoyo están en todos los casos físicamente junto con la Gerencia General y por consiguiente centralizadas funcionalmente, si bien se pueden dar casos donde por razones edilicias, no orgánicas, tengan ubicaciones diversas.

En el caso de una estructura totalmente descentralizada, las Gerencias Comercial y Técnica no existen como tales y sus funciones están absorbidas por unidades autónomas totalmente descentralizadas. La unidad descentralizada está concebida como auto suficiente, contiene todos los elementos para funcionar en la porción de territorio asignado en forma autónoma.

Una mezcla, bastante frecuente, de los mejores aspectos de las dos estructuras anteriores, es la de Especialidad Centralizada y Ejecución Descentralizada. En ella se mantienen la centralización de la especialización, con su beneficio de unidad de mando en toda el área de concesión, con una ejecución descentralizada de la misma, muy recomendable para territorios extensos como el caso de ENERSA.

Para este agrupamiento también se sostiene el criterio de mantener los puntos de contacto con el cliente distribuidos por el territorio y donde la función de Oficina Comercial mantiene sus características y tareas allí donde se evalúe que es conveniente su presencia.

Este último tipo de organización que aúna las ventajas de la centralización y la descentralización se perfila como la más conveniente y por lo tanto es la seleccionada para estructurar la ER de ENERSA.

7.3. Estructura detallada de la empresa de referencia

La estructura concebida a los efectos del cálculo de dotación y costos de personal responde a las características de una organización con especialidad centralizada y ejecución descentralizada, aplicable a distribuidoras con clientela de tamaño comparativo mediano en un área de concesión también comparativamente grande.

En los puntos que siguen se presenta el detalle de la estructura de la ER y la cantidad de empleados para cumplir con las funciones y responsabilidades inherentes a la ER.

7.3.1. Directorio

Al Directorio les corresponde la representación de los intereses de la empresa, y en consecuencia la determinación de los planes estratégicos de la empresa y su seguimiento. Además, ejercerá la representación institucional de alto nivel.

En lo referente a las remuneraciones de los miembros del directorio por su dedicación y carga horaria se considera que con una gestión del personal que integra la estructura de la empresa y teniendo en cuenta además los aportes de las asesorías técnicas, comerciales, administrativas y legales que se incluyen en los costos reconocidos, la dedicación del directorio debiera ser solo para la participación en la toma de decisiones sobre cuestiones trascendentes de la empresa. Por lo

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 144
ENTRE RÍOS

anteriormente expuesto se considera que en una empresa de referencia este tipo de actividades sea remunerado en función de los conceptos y criterios mencionados.

Se ha considerado el directorio integrado por el presidente, 4 directores para el ejercicio de esta función y teniendo otros antecedentes regulatorios se reconoce a los integrantes del directorio un pago por honorarios y se le asigna un gasto de directorio.

La estimación de estos gastos será desarrollada en el capítulo de costos generales y de otros servicios.

7.3.2. Gerencia general

A continuación, en la Figura 5 se inserta el organigrama correspondiente a la Gerencia General con todas las funciones dependientes de la misma. Este organigrama se confeccionó con información directamente extraída del modelo y en los cuadros de función pueden verse el personal acumulado que depende de cada área funcional.

EMPRESA EMPRESA DE REFERENCIA

Organigrama

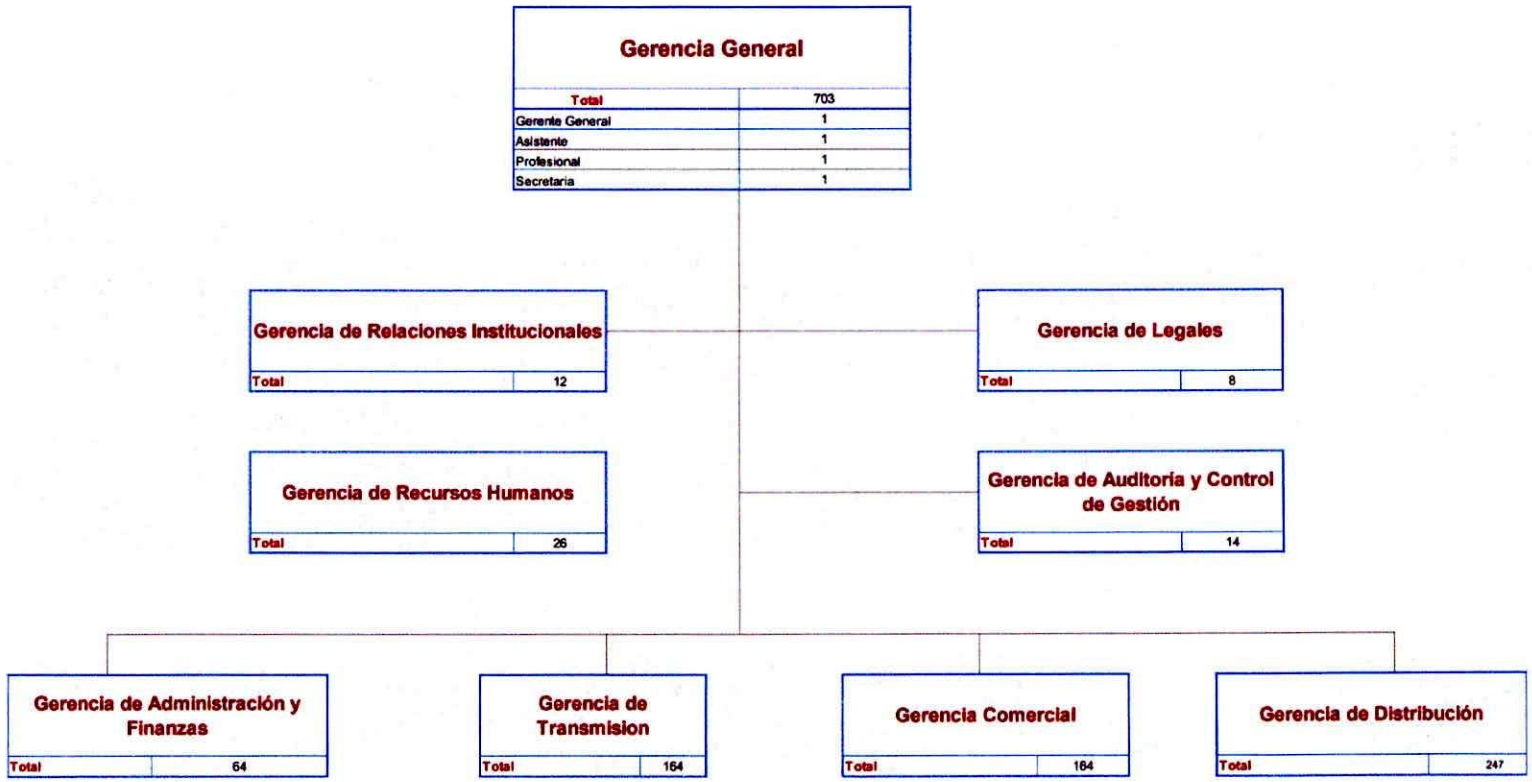


FIGURA 5 ORGANIGRAMA DE EMPRESA DE REFERENCIA

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 145
ENTRE RÍOS

7.3.3. Gerencias de apoyo

Las gerencias de Apoyo, tal como se muestra en el organigrama anterior, son cuatro y a continuación se incluye una breve reseña de sus funciones.

La Gerencia de Recursos Humanos, cuyo organigrama se muestra en la Figura 6, tiene a su cargo las tareas relacionadas con el cuidado y seguimiento de la situación de cada uno de los empleados en relación de dependencia o con contratos vinculantes de mediano plazo, consecuentemente la asignación y seguimiento del nivel de remuneración hasta la ruptura de la relación laboral.

El área de Administración del personal:

- Supervisa el proceso de liquidación de sueldos, aguinaldo, vacaciones, bonificaciones especiales, altas, bajas, etc. También supervisa de la liquidación y orden de pago de los importes retenidos al personal, en concepto de cargas sociales, y entidades como obras sociales, sindicatos, caja de jubilaciones, seguros, judiciales, etc.
- Desarrolla políticas y normas de la empresa para la gestión de recursos humanos.
- Colabora con los demás departamentos para implementar las condiciones y herramientas que permitan a los trabajadores lograr un máximo de rendimiento.
- Mantiene un control permanente sobre la gestión de recursos humanos (dotaciones, presupuesto y costos de personal, planes de capacitación y administración de beneficios).
- Se ocupa de mantener contacto con los representantes de las organizaciones gremiales (sindicatos) y de representar a la empresa en los acuerdos, negociaciones colectivas y convenios que requieran la participación oficial de la misma.

El área de selección y capacitación del personal se encarga de coordinar los planes de capacitación en materia de seguridad, y capacitación técnica específica en función de las necesidades identificadas por los sectores operativos.

- Tiene a su cargo las tareas de selección de personal que comienzan con una preselección con *tests* psicotécnicos y que se complementan con entrevistas en los sectores directamente interesados en la incorporación con quienes se decide la misma.
- Realiza la evaluación de desempeño de carácter periódico y cuyos resultados se emplean para la formulación de planes de carrera, modificación en el nivel de remuneraciones, o elaboración de programas de capacitación particular.
- Gestiona los términos de contrato, liquidación de haberes, elaboración de finiquitos, control de feriados, licencias médicas, movimientos de personal y otros tanto del personal propio como contratado.
- Efectúa análisis de estudios de mercado sobre cargos, funciones, remuneraciones y beneficios al personal.
- Realiza estudios especializados de desarrollo organizacional y de recursos humanos (estudios de organización, estructura y perfiles de cargos, motivación y clima laboral, encuestas de satisfacción laboral, etc.)
- Formular y ejecutar programas de desarrollo, orientados al perfeccionamiento profesional y personal del recurso humano, con el fin de mejorar la productividad y generar satisfacción en el trabajo.

- Realiza el análisis de cargos, diseño de cargos por competencias, diseño de escala salarial por competencias, seguimiento de los cuadros funcionales, su descripción de tareas, y sus dotaciones.
- Asegura los conocimientos y habilidades propios de cada posición por medio de la capacitación, la misma está organizada en base a los diagnósticos de competencias y a los programas acordados con los sectores operativos y atiende a las necesidades específicas de cada área.
- Elabora planes de carácter general cuando por razones de innovación tecnológica se realiza un cambio que afecta a varias áreas simultáneamente o como consecuencia de la evolución general se anticipan necesidades para las que se debe estar preparados.

El área de Relaciones Laborales se ocupa de mantener contacto con los representantes de las organizaciones gremiales y de representar a la empresa en los acuerdos y convenios que requieran la participación oficial de la misma; de prevenir accidentes y situaciones laborales que puedan dañar al personal; y de la implementación y seguimiento de un conjunto de acciones conducentes al mantenimiento de un adecuado nivel de medicina preventiva.

Anexo al ámbito de esta Gerencia, en el área de Relaciones Laborales, se ha considerado la nómina de 8 empleados que tienen el régimen de "Licencia Gremial Permanente" para el desempeño de tareas Sindicales, lo que los relaciona funcionalmente con Recursos Humanos.

El área de Higiene, Seguridad y Medio ambiente se encarga de velar por el cumplimiento de la normativa vigente en materia de higiene y seguridad laboral, coordinando reuniones y planes de capacitación con los sectores operativos. Además, evalúa el cumplimiento de las normas y emite los informes correspondientes.

- Define los lineamientos y políticas generales a nivel empresa para cumplir con la normativa de seguridad y coordina con todas las áreas de la planificación, organización, y supervisión de las acciones permanentes para el control de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales.
- Proporciona apoyo a toda la organización, con el fin de dar cumplimiento a lo requerido por la compañía y ajustarse a la reglamentación vigente en materias de prevención de riesgos.
- Detecta y establece las necesidades de actividades de desarrollo y capacitación en materias prevención de riesgos.
- Desarrollo de los planes a nivel empresa para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad de la autoridad de aplicación, y la coordinación de las actividades de seguridad con las regionales.
- Encargado de coordinar y llevar a cabo todas las actividades para dar cumplimiento con el sistema de gestión de seguridad de la empresa.
- Específicamente se encarga de elaborar, difundir y controlar la aplicación de las normativas de seguridad para la ejecución de los trabajos para cumplir con la legislación vigente y proteger adecuadamente a las personas y a las instalaciones.
- Asegura el cumplimiento de las normas y estándares nacionales de seguridad laboral.
- Participa en forma activa en los grupos de identificación de riesgos ambientales a nivel empresa asociados a las instalaciones en operación, determinación de los objetivos y metas ambientales, programa de gestión ambiental, el plan de concientización y en otras actividades relevantes definidas en los documentos del sistema de gestión ambiental.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 146
ENTRE RÍOS

- Proponer, coordinar, y controlar los planes, normas referidas al sistema de gestión ambiental y de prevención de riesgos ambientales y de relacionamiento permanente con las comunidades en las cuales está inserta la empresa.
- Seguimiento y control de las recomendaciones referidas a las actividades de mantenimiento de forma de minimizar el impacto a la flora, a la fauna y al medio ambiente en general. Representar a la transmisora ante los organismos externos y autoridades correspondientes.

El área de Medicina Laboral se encarga de la definición de las políticas de medicina preventiva la coordinación con los prestadores del servicio.
El área de Seguridad Patrimonial se encarga de coordinar las políticas de seguridad patrimonial con el contratista de vigilancia de edificios, subestaciones y transporte de valores, realizando el seguimiento y el cumplimiento de los objetivos específicos.

- Tiene a su cargo la responsabilidad patrimonial que se ocupa de la protección de bienes y personas contra la acción de terceros.
- Es responsable del plan de trabajo y consignas a desarrollar por las agencias contratadas a este efecto y del seguimiento de la observación y cumplimiento del mismo tanto por parte del personal propio como del contratado.
- Evalúa los planes de seguridad patrimonial.
- Supervisa las labores de los guardias (externos) y controla la ejecución de sus tareas.
- Efectúa inspecciones planeadas en todas las instalaciones de seguridad de la empresa. Controla que su funcionamiento sea correcto y permanente. Es responsable de la capacitación del personal de Vigilantes Privados.
- Controla el cumplimiento del plan de seguridad.
- Administra los recursos humanos y materiales que permitan cumplir con los estándares de seguridad.
- Representa ante las entidades fiscalizadoras todas las políticas de seguridad que la empresa disponga.
- Vela que los guardias conozcan las normas de procedimientos.
- Evalúa y mantiene los sistemas de seguridad de las instalaciones.
- Vela por el cumplimiento de la normativa legal vigente y las políticas de la empresa respectivas y se ajusta a los procedimientos establecidos. En caso de ser necesario debe derivar las tareas a las unidades policiales.
- Mantiene adecuadas relaciones sociales con las entidades e instituciones que rodean las instalaciones con el fin de prevenir y proteger de incidentes.

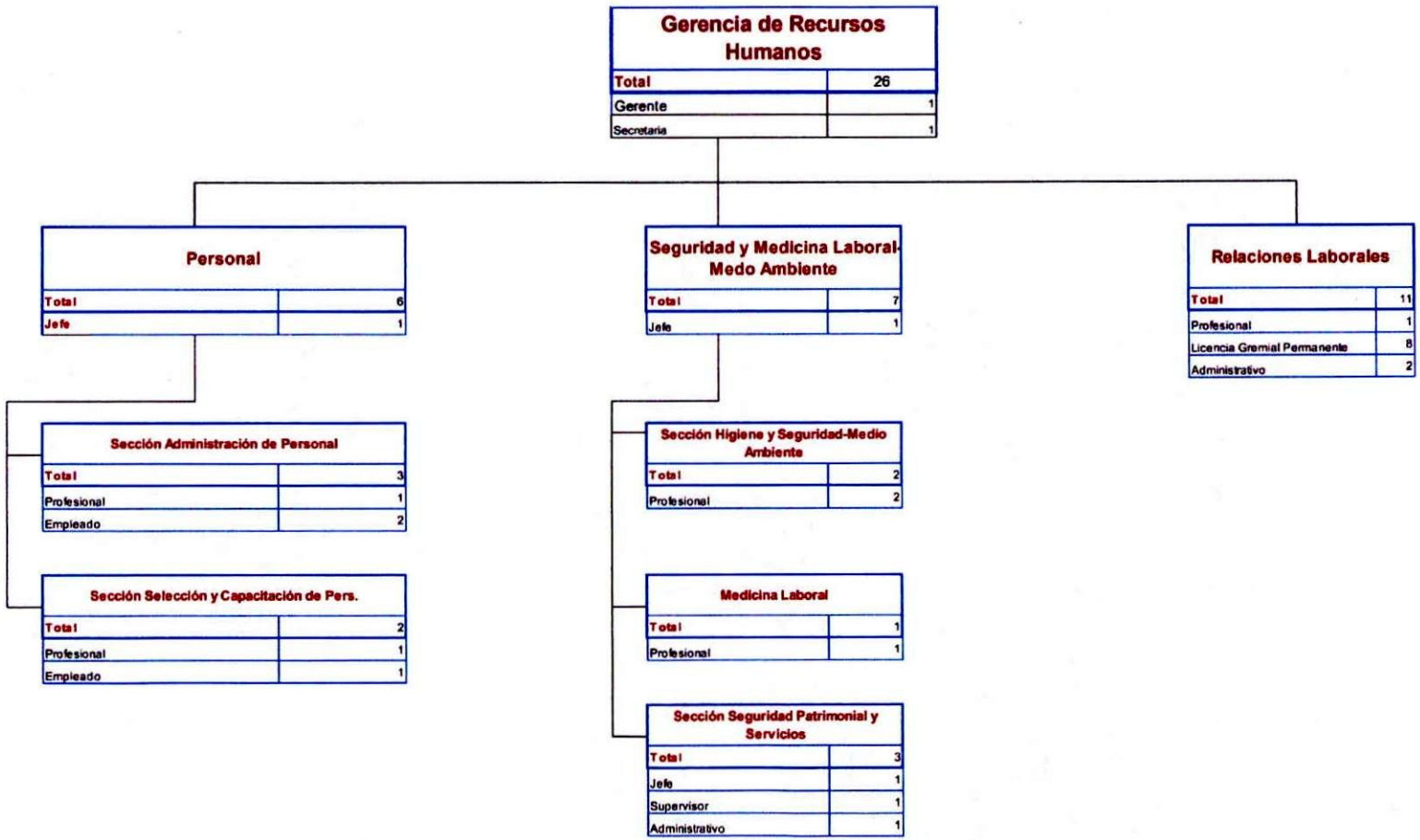


FIGURA 6 ORGANIGRAMA DE GERENCIA DE RECURSOS HUMANOS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 147
ENTRE RÍOS

Gerencia de Auditoría y Control de Gestión, Figura 7, es responsable por la elaboración de los Presupuestos Anuales de Costos de Explotación y Mano de Obra, así como el plan de Inversiones, su seguimiento mensual y el correspondiente análisis de desvíos y cumplimientos. También se ocupa del seguimiento de performance de la empresa en relación con la evolución del contexto macroeconómico y los objetivos establecidos por la conducción estratégica de la misma. Asimismo, confecciona el Tablero de Comando cuyo seguimiento abarca todo el ámbito de la empresa. Dentro de esta área se incluye las funciones de auditoría de la empresa que está encargada de llevar a cabo la ejecución de las auditorías internas y coordinar las auditorías externas.

El área de Planificación económica y Presupuestos:

- Realiza estudios técnico-económicos y evaluaciones económicas de proyectos de inversión en el sistema de transmisión y distribución
- Estudios estratégicos: está a cargo del desarrollo del plan de negocios de la empresa, la evaluación económica del plan de obras y su validación. Elabora la ingeniería financiera que permita asegurar la viabilidad de los planes o proyectos que proponga.
- Efectúa los análisis regulatorios que correspondan con las nuevas inversiones en el sistema de transmisión, coordinados con otras áreas de la Empresa.
- Mantiene actualizadas las bases de datos para realizar estudios de planificación.
- Coordina equipos de trabajo dedicados a la evaluación técnica y económica de un proyecto.

El área de Control de gestión

- Es responsable por la centralización, coordinación y supervisión de los presupuestos anuales de explotación, e inversiones que realizan las áreas de la empresa, su procesamiento y comparación con datos históricos y la emisión de informes que le permitan a la dirección de la empresa tomar las adecuadas decisiones en materia de planificación económica.
- Seguimiento mensual de los costos de explotación e inversiones, análisis de desvíos, y solicitud de explicaciones a los sectores responsables de la ejecución operativa.
- Seguimiento de los principales indicadores económicos de los resultados de la empresa y su comparación con los objetivos preestablecidos.
- Preparación de informes sobre la marcha de la empresa para el directorio (cierres contables, estados financieros, gestión de activos, etc.).

El área de Auditoría

- Es responsable por la planificación y seguimiento de las evaluaciones de control interno de la Empresa.
- Realiza el seguimiento de las evaluaciones independientes contratadas por la empresa para las auditorías financieras y operativas, evalúa los resultados y recomienda a la gerencia las acciones correctivas a ser implementadas para el cumplimiento de los procedimientos y normas empresariales.
- Asegura la evaluación independiente de las actividades financieras y operativas de la Empresa, identifica las deficiencias de controles en cada actividad y establece las acciones a ser implementadas para minimizar los riesgos de fraudes o errores, mejorar los procesos y actividades de la empresa, asegurar el fiel cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos en las distintas áreas. Basándose en los riesgos identificados, según lo

indicado, planifica las auditorías internas y actividades que serán realizadas anualmente. Asimismo, determina los alcances y objetivos de las evaluaciones de control interno, establece los programas de trabajo, administra los recursos y el tiempo para cada proyecto, preparando las observaciones y recomendaciones correspondientes. Finalmente realiza el seguimiento de las observaciones y planes de acción establecidos con los responsables de áreas.

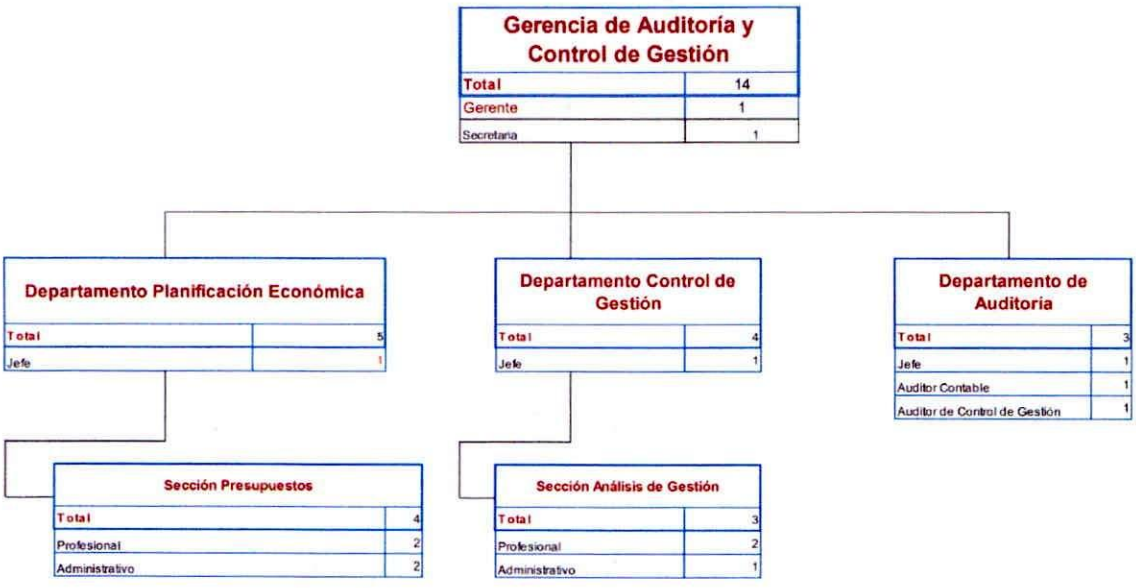


FIGURA 7 ORGANIGRAMA DE GERENCIA DE CONTROL DE GESTIÓN

La Gerencia. de **Relaciones Institucionales**, Figura 8, es responsable por el desarrollo de las relaciones en el medio, para lo cual genera e implementa los lineamientos corporativos para la comunicación externa, incluyendo aquellos que hacen a la imagen corporativa de la Empresa. Asimismo, representa a la Empresa frente a los medios de prensa y la comunidad.

Sus funciones específicas son:

- Coordinar la planificación de eventos internos y externos (comunidades, universidades, asociaciones, etc.).
- Implementar y mantener un sistema de comunicaciones con las comunidades vecinas y autoridades donde opera la empresa.
- Diseñar, implementar y evaluar de forma constante, la Estrategia de Relacionamiento Comunitario, Inversión Social y Participación Ciudadana de la compañía, a partir de los principios de relacionamiento comunitario.
- Mantener informados a las comunidades, autoridades e inversionistas, de las iniciativas de las acciones desarrolladas.
- Participar en los nuevos proyectos en el ámbito de su incumbencia.
- Mantener las relaciones con la prensa, redes sociales y otros espacios de comunicación pública.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 148
ENTRE RÍOS

Gerencia de Relaciones Institucionales	
Total	12
Gerente	1
Secretaria	1
Profesional	4
Administrativo	6

FIGURA 8 ORGANIGRAMA DE RELACIONES INSTITUCIONALES

La Gerencia. de Legales, Figura 9, se ocupa de tramitar los asuntos legales y administrativos en los que es parte la empresa. Demanda a los clientes morosos cuya cobranza requiera la vía judicial. Por otra parte, tiene a su cargo la revisión, o elaboración si así se lo solicitan, de los contratos que vinculan a la empresa con terceras partes. Finalmente da asesoramiento legal e institucional a todas las áreas de la Empresa y en todos los niveles sobre temas relacionados con el Contrato de Concesión Eléctrica. Para ello contesta notas, intimaciones y reclamos en general. Confecciona de contratos de servidumbre y realiza la mediación con propietarios para arribar a la solución de los conflictos planteados. Participa en el asesoramiento legal en los conflictos de las empresas eléctricas en sus relaciones con la comunidad y los grupos de interés. Garantiza que se cumplan todas las normativas de las sociedades anónimas y otros aspectos legales y contractuales.

Las funciones específicas de la gerencia son:

- Asesora legalmente al gerente general y demás gerencias en todos los asuntos jurídicos y en actuaciones que puedan ser motivo de litigio.
- Asume el patrocinio, representación y defensa de la empresa en los juicios o gestiones administrativas en que sea parte o tenga interés; y gestiona, dirige y supervisa la actividad profesional de abogados externos contratados a tales efectos.
- Coordina y dirige arbitrajes trabajando en conjunto con las unidades comerciales y los abogados externos.
- Apoyo al resto de las áreas administrativas y técnicas en los temas de su incumbencia (medio ambiente, corporativo, abastecimiento, recursos humanos, regulación, finanzas).

El área de asuntos contenciosos: Asesoría legal y gestión directa de todos los juicios, sean civiles o penales, en los que esté involucrada la compañía, sea como demandante, demandada o como tercero. Atiende litigios derivados de los contratos con clientes, proveedores, laborales, entes reguladores y gubernamentales. Reclamaciones judiciales y administrativas por multas. Arbitraje con contratistas y proveedores por incumplimientos contractuales.

El área en asuntos de contratos comerciales: se especializa en la redacción y análisis de contratos relacionados con licitaciones, suministros de prestaciones de materiales y servicios, servidumbres, arriendos, y seguimiento de su cumplimiento. Aspectos jurídicos relacionados con los entes regulatorios, normativos y gubernamentales. Asesora en temas laborales y comerciales.

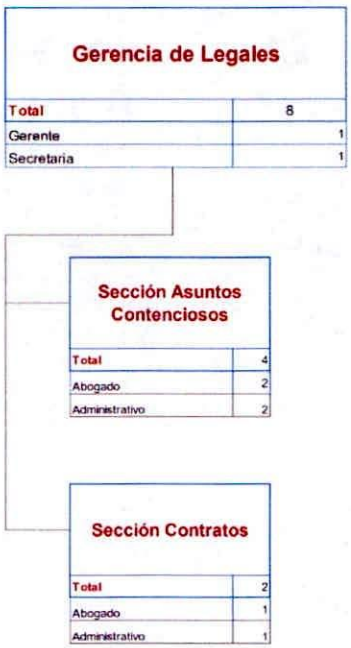


FIGURA 9 ORGANIGRAMA DE LEGALES

La Gerencia de Administración y Finanzas, Figura 10, define los lineamientos para la elaboración de las normas y procedimientos administrativos y controla su emisión.

Las funciones específicas de la gerencia son:

- Define políticas generales de administración y aprovisionamiento de bienes y contratación de servicios y su control.
- Define las políticas financieras de la empresa y es responsable por el control de las finanzas de la empresa.
- Dirige los servicios necesarios relacionados con tesorería, gestión de cobro y de gestión de riesgos financieros.
- Dirige las actividades de contabilidad y asegura la realización de la operatoria contable.
- Es responsable de la relación con las agencias de crédito y con los organismos de reglamentación financiera.
- Prepara el programa anual de préstamos, procura las estrategias de financiamiento y prepara los programas anuales de gestión de riesgo.
- Garantiza el servicio de deuda a corto y a largo plazo.
- Determina y dirige los procesos para realizar el control de cumplimiento de los objetivos financieros y de gestión de las unidades de la Empresa.
- Es responsable del control de las gestiones ejecutadas dentro de su ámbito de acción.
- Atiende las visitas trimestrales de los auditores externos de la empresa y facilita la información que se requiera.
- Formula y administra la política de seguros de la empresa.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 149
ENTRE RÍOS

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

- Supervisa el funcionamiento y razonabilidad de las registraciones contables efectuadas por sistema y de registrar, controlar y analizar los hechos contables generadores de variaciones. En este sentido realiza el resguardo del cumplimiento de los principios contables generalmente aceptados y de las normas técnicas correspondientes.
- Confecciona los estados contables mensuales, trimestrales y anuales.
- Vela por la correcta determinación y pago de los impuestos mensuales y su presentación y liquidación anual.
- Mantiene permanentemente actualizada la contabilidad de la empresa.
- Pone a disposición de los ejecutivos y directivos de la Empresa la información de la situación financiera-contable.
- Entrega la información financiero-contable a las autoridades correspondientes.
- Mantiene contactos y responde ante los organismos fiscalizadores.
- Selecciona los métodos aplicables en el cálculo de previsiones y hace su seguimiento.
- Implementa normas de control interno que permitan garantizar la registración de la totalidad de las operaciones, detectar desvíos y la prevención de errores y fraudes.
- Gestión contable de activo fijo y seguros realiza el seguimiento de los bienes inmovilizados de la empresa para incorporar su situación a los documentos contables y financieros de la compañía. Incorpora las correspondientes altas, bajas y modificaciones a la base de datos activos para que la misma refleje en todo momento el estado depreciación de los mismos, manteniendo en este sentido permanentemente actualizada la tabla correspondiente.

El área. de Recaudo recopila la cobranza realizada por los diferentes canales habilitados para este fin y realiza la correspondiente conciliación con las cuentas particulares de cada cliente.

Está encargada de las acciones tendientes al cobro de la deuda vencida, las que comienzan después del vencimiento con el control del estado de las cuentas individuales de los clientes. De este control se deriva el conocimiento de las cuentas en saldo, a las que en coordinación con el área operativa de la gerencia comercial se les envía un aviso de intimación de pago, o las intimaciones prejudiciales para aquellos deudores con el servicio suspendido. Paso siguiente se coordina con el área comercial la planificación de las suspensiones a ejecutar por el personal de calle, controlando el producto de estas acciones y reprogramándolas si correspondiere. Asimismo, coordina con la gerencia comercial la ejecución de las suspensiones programadas para gestionar la cobranza de deudas vencidas.

El área establece pautas de financiación de saldos impagos para que sean negociados por las Oficinas Comerciales con los clientes, analiza las cuentas con medidor retirado y coordina con el área legal las acciones de intimación que resulten pertinentes para lograr la cobranza por vía extrajudicial. Cuando esas acciones fracasan decide su cobranza por vía judicial o envío a pérdidas.

El Departamento de Finanzas y Tesorería comprende: a cargo del manejo diario de ingresos y egresos a niveles globales, analiza todas las cuentas a pagar verificando precios y condiciones pactadas; y también se ocupa de cumplimentar en tiempo y forma las liquidaciones de obligaciones impositivas.

El área de Finanzas y tesorería:

- Cumplimenta en tiempo y forma las liquidaciones de obligaciones impositivas, asimismo recibe las facturas de los proveedores verificando contra la orden de compra y remito o acta de recepción.
- Establece las relaciones con los bancos nacionales y extranjeros, operaciones financieras, mantención de cuentas corrientes. Contabiliza estas operaciones.
- Custodia y realiza el arqueo de los valores de la empresa.
- Realiza los pagos en moneda extranjera, cotiza la moneda a pagar y elabora los documentos para ratificar estas operaciones.
- Realiza colocaciones en mercado de capitales (moneda extranjera, depósitos a plazo).
- Informa al Banco Central sobre operaciones realizadas con moneda extranjera.
- Realiza y mantiene el presupuesto de caja, cotización de bancos y manejo de excedentes.
- Calcula los intereses devengados y ganados mensualmente.
- Efectúa los pagos a proveedores de la empresa; confecciona los cheques y se mantiene en contacto permanente con ellos para atención de consultas.
- Revisa diariamente los saldos de cuentas bancarias de la empresa, determinando su disponibilidad monetaria.
- Asegura la liquidez inmediata del efectivo que se recibe diariamente.
- Realiza las transferencias bancarias al extranjero para el pago de proveedores.
- Mantiene contactos de nivel operativo con los bancos para solucionar problemas de gestión diaria y que afectan los recursos financieros de la empresa.

El área Operaciones Financieras.

- Analiza todas las cuentas a pagar de la empresa verificando precios y condiciones pactadas, para poder cancelarlas en tiempo y forma.
- Analiza las facturas de los proveedores, verifica las correspondientes órdenes de compra, contratos o convenios, controla la forma en que se perfeccionó la operación. Luego ingresa al sistema las facturas para proceder al pago una vez corroborada toda la información.
- Analiza y Verifica la liquidación de gastos de viajes del personal y lo ingresa al sistema, asimismo controla los fondos fijos existentes y las imputaciones en cada cuenta y subcuenta de cada área.
- Realiza los presupuestos de caja, orientados al corto y mediano plazo.
- Coordina con el tesorero las inversiones diarias de la empresa.
- Asegura los documentos de respaldo de cada pago o cobranza realizado.
- Redacta las cartas que se envían los bancos y que entregan instrucciones acerca de tasas bancarias, pagos extranjeros, transferencias monetarias.
- Custodia los documentos de la empresa, boletas de garantía, inversiones de mercado, etc.
- Analiza los acuerdos necesarios y los instrumentos que correspondan a fin de concretar la colocación de los excedentes o la obtención de efectivo para cubrir los déficits transitorios que se produzcan.

El área de Activo Fijo se encarga de la administración del activo fijo y seguros. Responsable de los seguros que comprende la gestión de evaluación de riesgos patrimoniales y su resguardo mediante

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 150
ENTRE RIOS

pólizas de riesgo emitidas por compañías aseguradoras. Asimismo, evalúa las diferentes empresas de plazas y las opciones que las mismas ofrecen recomendando aquella combinación que optimice la relación costo garantías.

En el Departamento de Informática supervisa la operación de los distintos equipos de procesamiento de datos manteniendo la continuidad del servicio, se ocupa de dar soporte técnico y asistencia a los usuarios de las diferentes aplicaciones en uso de carácter técnico o administrativo, y desarrolla las actualizaciones o modificaciones que las mismas requieran.

- Responsable por la continuidad operacional de todos los sistemas informáticos, comunicaciones de datos, aplicaciones y ciberseguridad de la empresa.
- Ejecuta las acciones necesarias para mantener totalmente operativos los sistemas informáticos y equipos computacionales de la empresa.
- Conoce en profundidad la tecnología de la empresa y presta el apoyo requerido por cualquier unidad para la realización de sus gestiones.
- Monitorea permanentemente el rendimiento de los equipos, servicios de procesamiento de datos y redes computacionales (LAN, WAN).
- Administra los proyectos de su incumbencia.
- Mantiene comunicación constante con todas las unidades de la empresa, de manera de facilitar la atención oportuna de las emergencias y consultas referidas a sistemas informáticos.
- Mantiene la actualización tecnológica del entorno, recomienda la compra y utilización de software y hardware, administra la capacitación y actualización técnica del personal, y realiza el diseño de soluciones informáticas.
- Supervisa la operación de los distintos equipos de procesamiento de datos manteniendo la continuidad del servicio y velando por la seguridad de los datos almacenados, además monitorea la red de datos y supervisa la consistencia de la información producida.
- Configura y normaliza las estaciones de trabajo.
- Mantiene al día el inventario de software, hardware y licencias de la empresa.
- Determina las solicitudes de compra de insumos y elementos técnicos solicitados y aprobados por la jefatura.
- Administra las cuentas, permisos y licencias necesarias

El Departamento de Logística se asegurará la logística de los elementos requeridos para la operación, a partir de los pedidos de materiales o servicios efectuados por las distintas áreas, para lo cual establece y acuerda con los proveedores las condiciones generales y de detalle en que se realizará el suministro, teniendo a su cargo el cuidado y administración de los almacenes de materiales desde su recepción y almacenamiento, hasta su entrega a los usuarios finales.

- Dirige la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks.
- Gestiona los contactos con los proveedores de servicios a la empresa. Gestiona y mantiene los contratos.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestionar sus devoluciones a los proveedores.
- Autoriza las órdenes de pedido y compras en el sistema informático de las demás unidades de la empresa.

- Gestiona las compras técnicas de la empresa.
- Desarrolla los trámites para la importación de equipos.
- Efectuar la gestión y coordinación necesaria con el Corredor de Seguros de los bienes y recursos humanos de la empresa.
- Controla y administra las Pólizas de Seguro.
- Instruye al personal del área, respecto a los criterios a utilizar en los procesos de adquisiciones de bienes y servicios.
- Liderar los procesos de abastecimiento centralizados de bienes y servicios (cotizaciones/licitaciones) para las distintas áreas de la compañía.

El área de compras

- Gestiona las compras nacionales de todos los elementos requeridos por cualquier unidad de la empresa.
- Emite las órdenes de pedido, preocuparse del seguimiento y coordina y cotiza el transporte hasta la entrega al cliente final interno.
- Realiza las cotizaciones necesarias para la realización de las compras, revisa los materiales e indicaciones técnicas y económicas para proponer a su jefatura alternativas de compra.
- Realiza evaluaciones técnico-económicas de las ofertas recibidas.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestiona sus devoluciones a los proveedores.
- Confecciona las bases administrativas para licitaciones nacionales. Recibe las solicitudes de pedidos, emite las solicitudes de cotización, contacta e invita a todos los proveedores que puedan satisfacer el requerimiento.
- Mantiene el Registro de Proveedores de la empresa.
- Mantiene ordenados los recintos en que se guardan los productos de stock, lleva un estricto control físico y computacional de las especies a su cargo.
- Controla los stocks de materiales de uso común y el uso diario y mensual, generando los informes mensuales comparativos respecto a los valores presupuestados.
- Administra una caja de fondos fijos que permita cubrir los gastos de pequeñas compras y paga rendiciones que posteriormente deben ser rendidas ante la unidad de Tesorería.
- Gestiona las garantías de los elementos adquiridos para la empresa. Mantiene todas las consultas y reclamos posteriores que puedan presentarse con las compras.
- Colabora con la planificación y ejecución del programa de contratación de Suministros y Servicios y de gestión de stocks para la empresa.
- Desarrolla los procesos de adquisición de bienes y servicios desde el exterior que implican complejidad técnica y/o administrativa.
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera y envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio. Mantiene el registro de proveedores.
- Realiza las cotizaciones necesarias para las compras.
- Define montos y vigencias de las garantías y gestiona sus devoluciones a los proveedores.

El área de contratos y servicios

- Se encarga de perfeccionar las compras de servicios que requieran de un contrato para efectuarse. Establece y acuerda con los proveedores las condiciones generales y de detalle

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 151
ENTRE RIOS

en que se realizará el suministro inscribe los documentos que le dan validez al acuerdo y efectúa el seguimiento de los términos y condiciones pactados a lo largo de la vida del acuerdo.

- Desarrolla los procesos de contratos de servicios desde el exterior y nacionales (procesos de cotización, evaluación económica de ofertas, preparación de informe y generación de Orden de Compra).
- Establece los contactos con los proveedores extranjeros o con sus representantes en el país. Genera, envía órdenes de compra y efectúa el seguimiento hasta la recepción conforme del bien o servicio.
- Cotiza y gestiona al mejor precio la contratación de transporte internacional, incluyendo la contratación de pólizas de seguro a los fletes internacionales. Gestiona y coordina el proceso de internación y trámites de aduana de los bienes.
- Prepara las Bases de Licitación por adquisiciones de servicios.
- Realiza las cotizaciones para la realización de compras nacionales; revisa los materiales e indicaciones técnicas y económicas para proponer diferentes alternativas de compra.
- Colabora en mantener el Registro de Proveedores de la empresa y su respectiva calificación por parte de las áreas usuarias.
- Genera semanalmente los flujos de caja asociados a los pagos a los distintos proveedores, embarcadores, Seguros, Agente de Aduanas y transportistas. Informa a Tesorería al respecto.
- Redacción de contratos.
- Administra los reclamos por los servicios en coordinación con las gerencias que reciben los servicios.

El área de suministros y almacenes

- Tiene la responsabilidad por el reaprovisionamiento de los equipos y materiales de stock almacén.
- Elabora las previsiones de consumo de los mismos y con la debida antelación tramita su reposición, cuidando de mantener en todo momento el nivel mínimo compatible con los requerimientos de Calidad de Servicio.
- Responsable por la recepción en cantidad de los equipos y materiales comprados
- Analiza la necesidad de ampliación o construcción de nuevos almacenes
- Coordina la atención de los almacenes de las regionales.
- Liderar la administración, control y operación de almacenes en la provincia.
- Diseña la estrategia para el suministro de materiales y servicios a clientes internos.
- Gestión de inventarios de repuestos críticos para la operación y sus procesos asociados.
- Administración y registro de proveedores.

El área de Automotores e inmuebles y equipamiento de oficina

- Mantiene el funcionamiento de los equipos e instalaciones de las oficinas centrales de la empresa, atendiendo los imprevistos.
- Establece los contactos necesarios con personal técnico ajeno a la Empresa para realizar los mantenimientos y reparaciones solicitados a las instalaciones y mobiliario de las oficinas centrales y la gestión de servicios de seguridad.

- Gestiona el pago de todo tipo de servicios de la empresa (pago de servicios básicos, facturas, órdenes de compra).
- Informa mensual y semanalmente los flujos de caja a Tesorería.
- Atiende los requerimientos de arriendo de vehículos y gestiona las respectivas licitaciones.
- Coordina con el supervisor de estafetas, las labores de Mayordomía y Recepción, y supervisa el cumplimiento de las tareas encomendadas.
- Administra cajas de fondos fijos destinados a pequeñas compras.
- Mantiene actualizado los diferentes contratos de prestación de servicios de mantenimiento de rodados y equipos menores.
- Elabora y propone procedimientos y normas para el área de seguridad, cuidado y mantención de equipos y materiales.
- Mantiene y resguarda los contratos y documentos originales de la empresa. Lleva el control de los ingresos y salidas de documentos.
- Contraparte con la administración de los edificios.

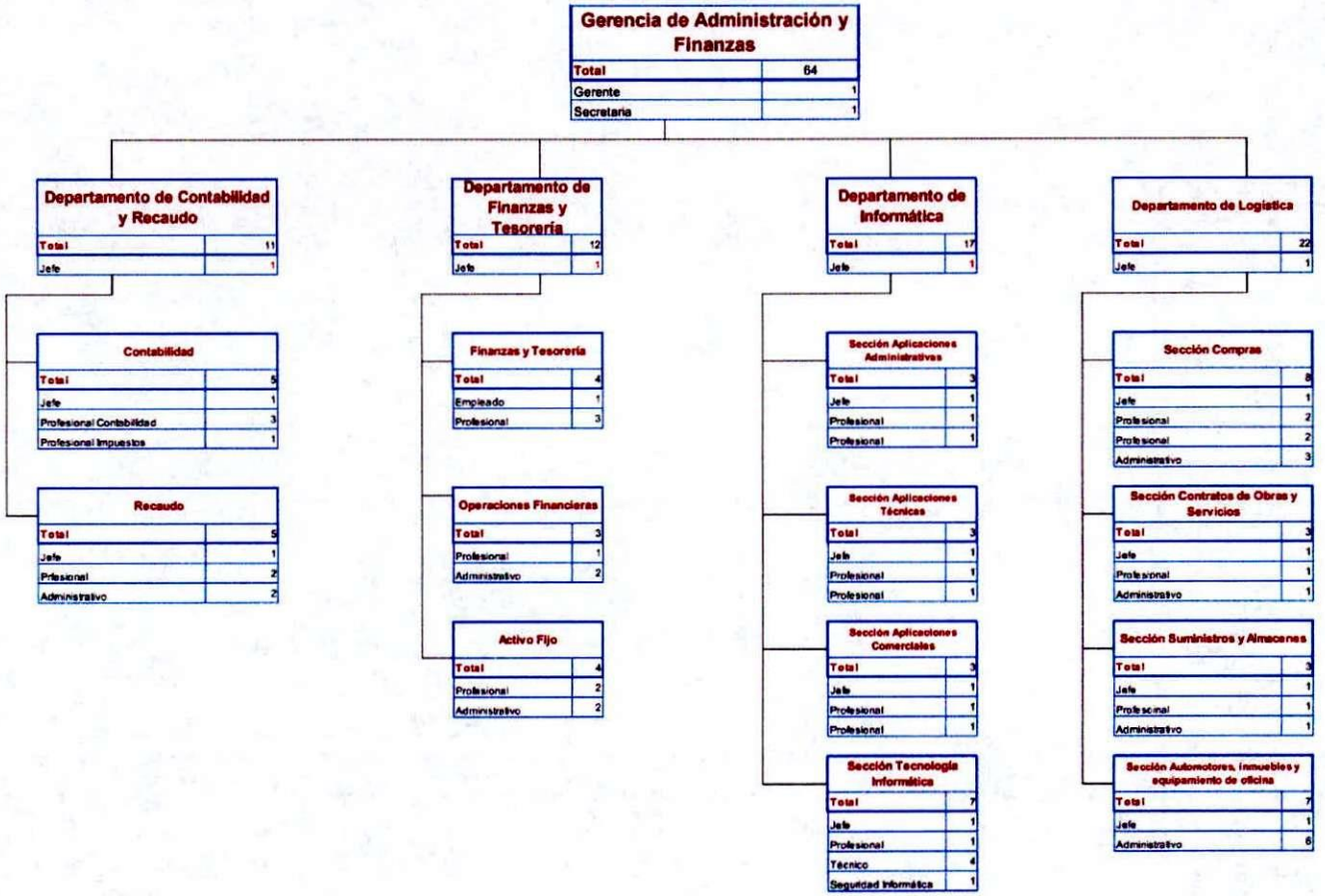


FIGURA 10 ORGANIGRAMA DE GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA ENTRE RÍOS
Nº 152 FOLIO

7.3.4. Gerencia comercial

La **Gerencia Comercial**, Figura 11, fue concebida para un esquema de especialidad centralizada y ejecución descentralizada, atendiendo a las características geográficas, donde aparecen condiciones que dificultan la comunicación

Se mantiene la cantidad de oficinas comerciales que actualmente existen en la empresa real que está de acuerdo con la dispersión del mercado y extensión del área servida por los activos de la empresa.

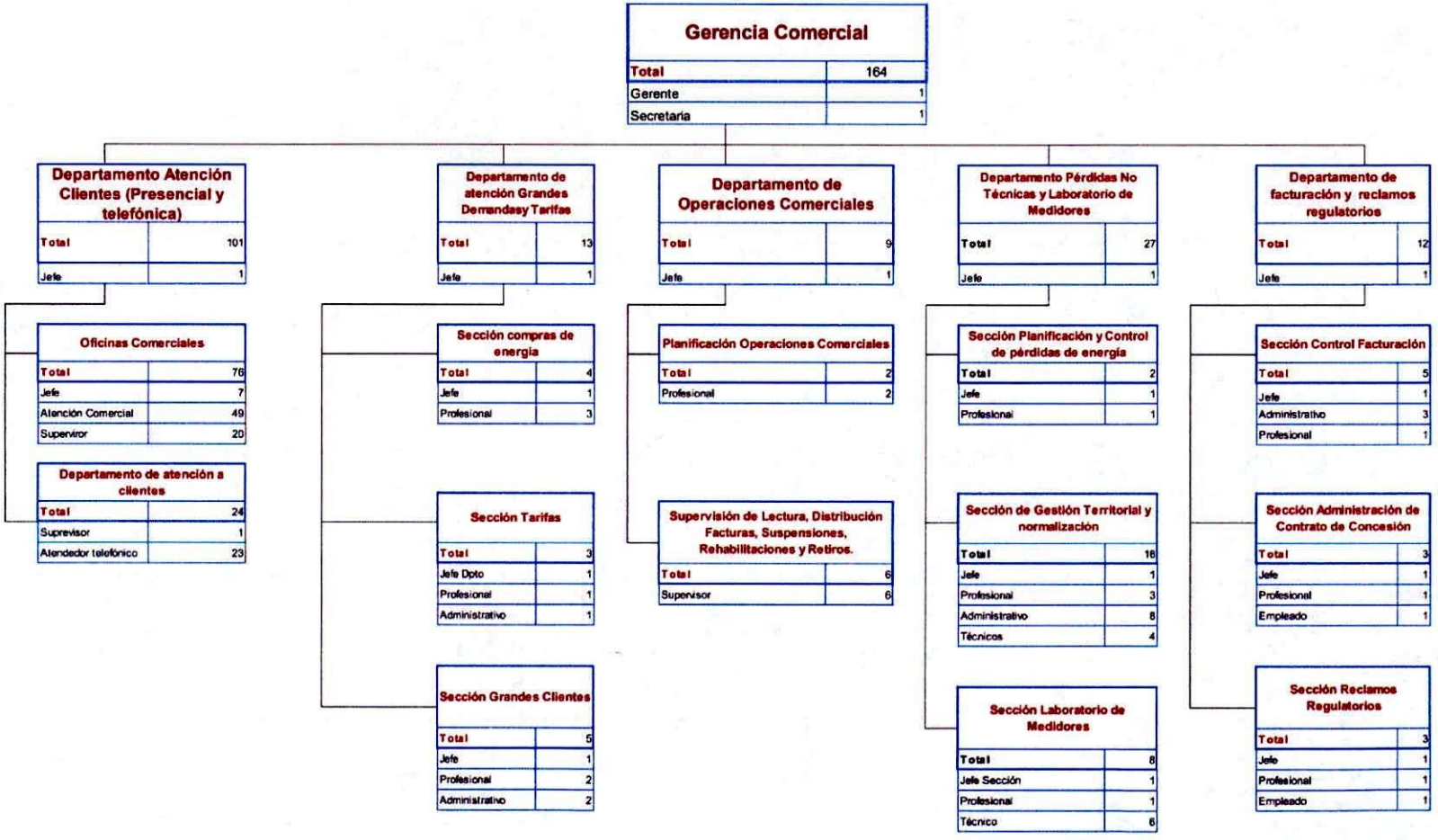


FIGURA 11 ORGANIGRAMA DE GERENCIA COMERCIAL

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
ENTRE RIOS
FOLIO
Nº 153

El Departamento de Atención Clientes tiene dos tipos de áreas funcionales las que se ocupan de la atención directa de clientes y la que lo hace telefónicamente.

Dentro del área de atención presencial se encuentran las Oficinas Comerciales que se muestran en la Figura 12, en todas ellas la estructura es similar de un jefe de Sección encargado de la oficina (para las Oficinas Cabecera), y los empleados de atención comercial. En todos los casos las oficinas tienen funciones similares que cubren las actividades clásicas de nuevos suministros, reclamos, gestión comercial, etc. La cantidad de empleados de atención comercial se dimensiona en función de ratios considerando la cantidad de clientes que cubre la oficina. El servicio de cobranza en oficinas comerciales también cuenta con un servicio de cobranza con empleados propios dimensionado en función de la cantidad de clientes que concurre a pagar a las oficinas comerciales. Las principales actividades desarrolladas en las Oficinas Comerciales son:

- Atención presencial de atención de los clientes: esta actividad está centrada en la atención de los distintos trámites de los usuarios y en la resolución de reclamos, es una actividad importante en una oficina ya que se encarga de problemas de lectura, quejas de suministro, solicitudes de reembolso de gastos por daños, pedidos de baja, cambios de titularidad, traslados de puestos de medición, acordar planes de pagos, etc.
- También forma parte de la actividad de las oficinas comerciales la atención de los Nuevos Suministros en el que se recibe al cliente y le solicita la documentación correspondiente (título de propiedad o certificado de domicilio de la policía, en caso de una propiedad nueva, el trámite se inicia con la certificación del matriculado interviniente).
- Las oficinas comerciales como señalado también cumplen funciones de cobranza: recepcionan toda la cobranza canalizada a través de las mismas. La dotación asignada a la caja está directamente relacionada con el perfil de cobranza de los clientes de ENERSA (porcentaje de clientes que pagan en Oficinas Comerciales).

El área de Atención Telefónica recepciona tanto las comunicaciones de carácter técnico como comercial, los equipos de atención están conformados por un grupo de telefonistas variable según la carga de trabajo que responden a un supervisor de turno. Las comunicaciones técnicas pueden ser reclamos por falta de suministro o denuncias de distintas averías en la red de distribución, las llamadas recibidas se responden con un protocolo de confirmación de cliente, localización geográfica, efectividad del incidente y tipo de la falla causante del reclamo; posteriormente se deriva la denuncia y la información recopilada a la Gerencia de Distribución para su resolución.

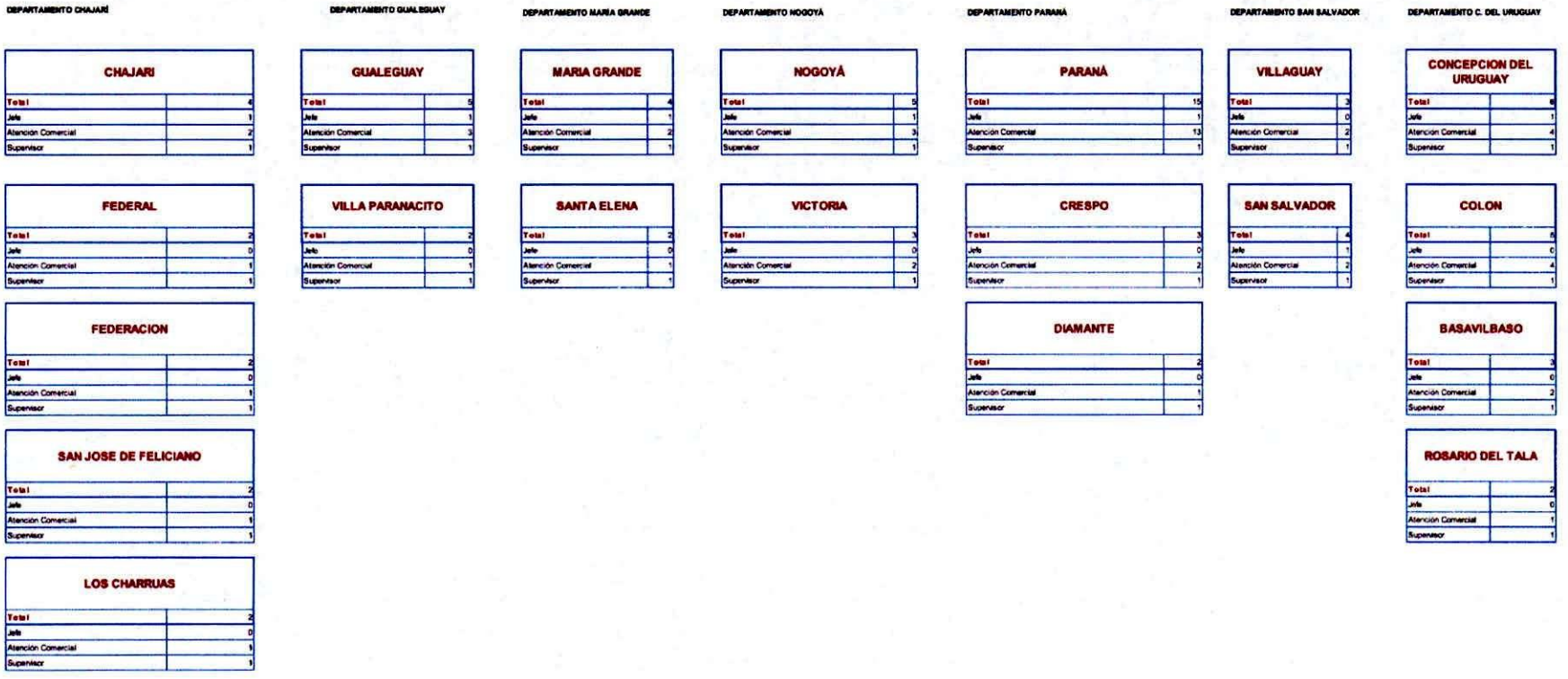


FIGURA 12 ORGANIGRAMA DE OFICINAS COMERCIALES

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
ENTRE RÍOS
Nº 154
FOLIO

El Departamento de Atención de Grandes Demandas y tarifas tiene las siguientes áreas:

El área de grandes clientes: atiende los clientes especiales (Medianas y Grandes Demandas) en las oficinas centrales. Una vez completada la carga de la información solicitada, en el caso de clientes bajo red se emite la orden de servicio y lo conecta el contratista quien también es responsable por la colocación del medidor y alta correspondiente. Si se trata de una conexión con obra o de un pedido de potencia importante el pedido se deriva a la Gerencia de Distribución que elabora el proyecto, y prepara la contratación de la mano de obra. En el caso de clientes de Medianas y Grandes Demandas, que tienen equipos de medición especiales, la instalación del instrumento se solicita al Laboratorio de Medidores, quienes realizan las tareas de calibración, instalación y protocolo de alta. La sección de Grandes Clientes atiende las cuentas de los Grandes Clientes en forma integral y personalizada. Controla la facturación realizada y activa la cancelación de saldos. También se ocupa de las cuentas de clientes Oficiales y Municipales en forma integral y personalizada. En especial controla el saldo impago y gestiona su cancelación en forma permanente.

El área de Compras de Energía se encarga de las relaciones con el mercado de energía, realizando un permanente análisis de la demanda. Asimismo, es responsable por las proyecciones de compras de energía, como de la proyección de los fondos necesarios para atender dichas compras. Realiza campañas de medición para monitorear los patrones de consumo de los distintos segmentos tarifarios y prever los cambios que puedan producirse en los mismos. Realiza el seguimiento de la lectura de medidores de frontera, confecciona el balance de energía y sigue la liquidación del mercado mayorista a través de los documentos disponibles a ese efecto. Con estos elementos controla la facturación de compra de energía. Se ocupa del análisis e impacto de la incorporación de energías de otros agentes por redes de la Distribuidora.

El área de Tarifas tiene la responsabilidad de vigilancia y seguimiento del Margen Bruto de la Distribuidora, determina la compra de energía y calcula los Cuadro tarifarios de aplicación. Está encargada de confeccionar el cuadro tarifario y gestionar su publicación en tiempo y forma. En este campo también desarrolla y propone opciones tarifarias sobre la base de la legislación vigente y realiza la proyección de ingresos por ventas y el cálculo del Margen Bruto. Asimismo, se ocupa del estudio y conocimiento de las obligaciones y restricciones que surgen del contrato de concesión y de la legislación que lo fundamenta y acompaña. Analiza y emite opinión sobre distintos aspectos de aplicación de las disposiciones y reglamentaciones vigentes.

El Departamento de Operaciones Comerciales tiene a su cargo toda la planificación y ejecución de las operaciones de comerciales propiamente dichas orientadas a las actividades operativas de lectura, reparto de facturas, y seguimiento y control de las suspensiones y retiro de medidores. Las principales funciones del área son las que siguen:

El área de planificación de operaciones comerciales tiene como tarea primaria planificar la secuencia de lectura y el vencimiento de los ciclos de lectura y las terminales portátiles, manteniendo actualizados los ciclos con altas y bajas de clientes y modificando su distribución para mantener un flujo equilibrado de lectura.

El área de Supervisión de Lectura, Distribución Facturas, Suspensiones, Rehabilitaciones y Retiros.: comprende las actividades de supervisión de lectura, distribución de facturas, planificación y seguimiento de suspensiones, rehabilitaciones y retiros de medidores. Además, realiza el control de calidad y el seguimiento de los contratistas que colaboran en las operaciones.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 155
ENTRE RIOS

Las funciones específicas del área son:

- Control de Lectura y Reparto tiene como responsabilidad la ejecución de la lectura supervisando al personal de calle. Efectúa el análisis de novedades de lectura y en función de las mismas ordena relecturas, traslada observaciones a las áreas respectivas, etc., se encarga del control de la calidad de lectura de medidores y reparto de facturas. Para ello establece la metodología de muestreos y seguimiento de los respectivos contratistas que resulte adecuada en cada caso, teniendo en cuenta el tipo de terreno y la densidad y tipo de clientela.
- Suspensiones, rehabilitaciones y retiros: se encarga de realizar el control y seguimiento operativo de la suspensión, rehabilitación y retiro de medidores por falta de pago mediante cuadrillas de calle en coordinación con el área administrativa.

El Departamento de Pérdidas No Técnicas y Laboratorio de medidores se encarga fundamentalmente de la reducción de pérdidas comerciales eliminando las conexiones antirreglamentarias. Analiza los casos de fraude constatados, realiza el cálculo de la energía no medida y gestiona su recupero de ser posible. En casos especiales prepara las denuncias y demandas correspondientes. Posteriormente evalúa el descargo del cliente, si lo hubiera, y envía la información al área pertinente para que proceda con la correspondiente facturación otorgando financiación de ser necesario.

El área de Planificación y Control de pérdidas de energía: se encarga de planificar la inspección de acometidas dirigidas a los clientes de alto riesgo de fraude, controlando el producto de las inspecciones y reprogramando las mismas de ser necesario. Anomalías en la demanda tales como consumo cero o quiebre de consumo son indicadores de prevención en cuanto al comportamiento del cliente y orientan la programación de inspecciones. También se programan inspecciones masivas en zonas seleccionadas por las altas pérdidas no técnicas.

El área de Gestión territorial y normalización realiza trabajo de inspeccionar y relevar las condiciones sociales de los consumidores en territorio (gestión barrial), asistencia y capacitación a los consumidores respecto de los consumos, y finalmente coordinar la normalización de las acometidas antirreglamentarias de acuerdo con la planificación descripta anteriormente.

A efectos de incrementar la productividad de la Normalización de acometidas se la ha dividido en dos tareas: una poco costosa y rápida consistente en verificar el estado de la conexión y marcarla para un trabajo posterior, y la otra más cara consistente en una inspección profunda de las acometidas dudosas y para su posterior normalización de ser necesario. Las acometidas que se revelaron como dudosas o con problemas son programadas para su normalización por parte de cuadrillas especializadas equipadas con los elementos necesarios para realizar un cambio de bajada y medidor si así se requiere.

El área de Laboratorio de Medidores es responsable por el parque completo de medidores tanto instalados como en depósito. Realiza las previsiones de compra de instrumentos y confecciona las especificaciones correspondientes; posteriormente completa este ciclo recepcionando en calidad y cantidad los instrumentos ingresados. Dentro de las funciones del Laboratorio también se realiza, la revisión, reparación, programación, contraste y calibración de medidores.

El Departamento de Facturación y Reclamos Regulatorios: cuenta con las siguientes áreas:

El área de Control de Facturación: debe conocer el sistema de liquidación de facturas y especificar

las modificaciones al mismo para mantenerlo al día con la legislación y resoluciones vigentes. Es responsable por las altas, bajas y modificaciones que se realicen a las tablas de parametrización del sistema. Además, sigue el proceso de facturación, analiza las novedades y soluciona los inconvenientes. El Departamento cuenta con las siguientes áreas:

El área de Administración del Contrato de Concesión: elabora la normativa de atención comercial y de identidad visual de la Distribuidora. Implementa los atributos de identidad visual corporativos que incluyen campañas publicitarias y de prensa. También realiza tareas de estrategia comercial y control de calidad de operaciones comercial, incluyéndose entre estas últimas las de cumplimiento de la normativa vigente.

El área de Reclamos Regulatorios cumple las siguientes funciones: tiene a su cargo la atención de todos los reclamos de clientes que puedan derivar en una imputación ante el Regulador y trata de substanciarlos antes que lleguen a esta instancia. Contesta todos los pedidos de información originados en el organismo de aplicación y toma vista en las causas que se tramiten en el mismo.

7.3.5. Gerencia de Distribución

Esta Gerencia, está organizada como se muestra en la Figura 13:

El personal de las oficinas regionales es básicamente personal de cuadrillas dedicado a tareas operativas de operación y mantenimiento.

Dado que el volumen de tareas operativas en cada regional puede tener variaciones en función de los requerimientos de mantenimiento, y a los efectos de minimizar el dimensionamiento de la estructura organizativa y reducir costos fijos, se ha previsto la movilidad del personal operativo entre regionales para adaptarse a las necesidades operativas.

Por tal motivo la cantidad de personal mostrado en el organigrama de cada una de las oficinas regionales es indicativo de la regional a la que pertenece, pero podría variar en función de las necesidades operativas manteniendo la cantidad total del personal de la gerencia de distribución.

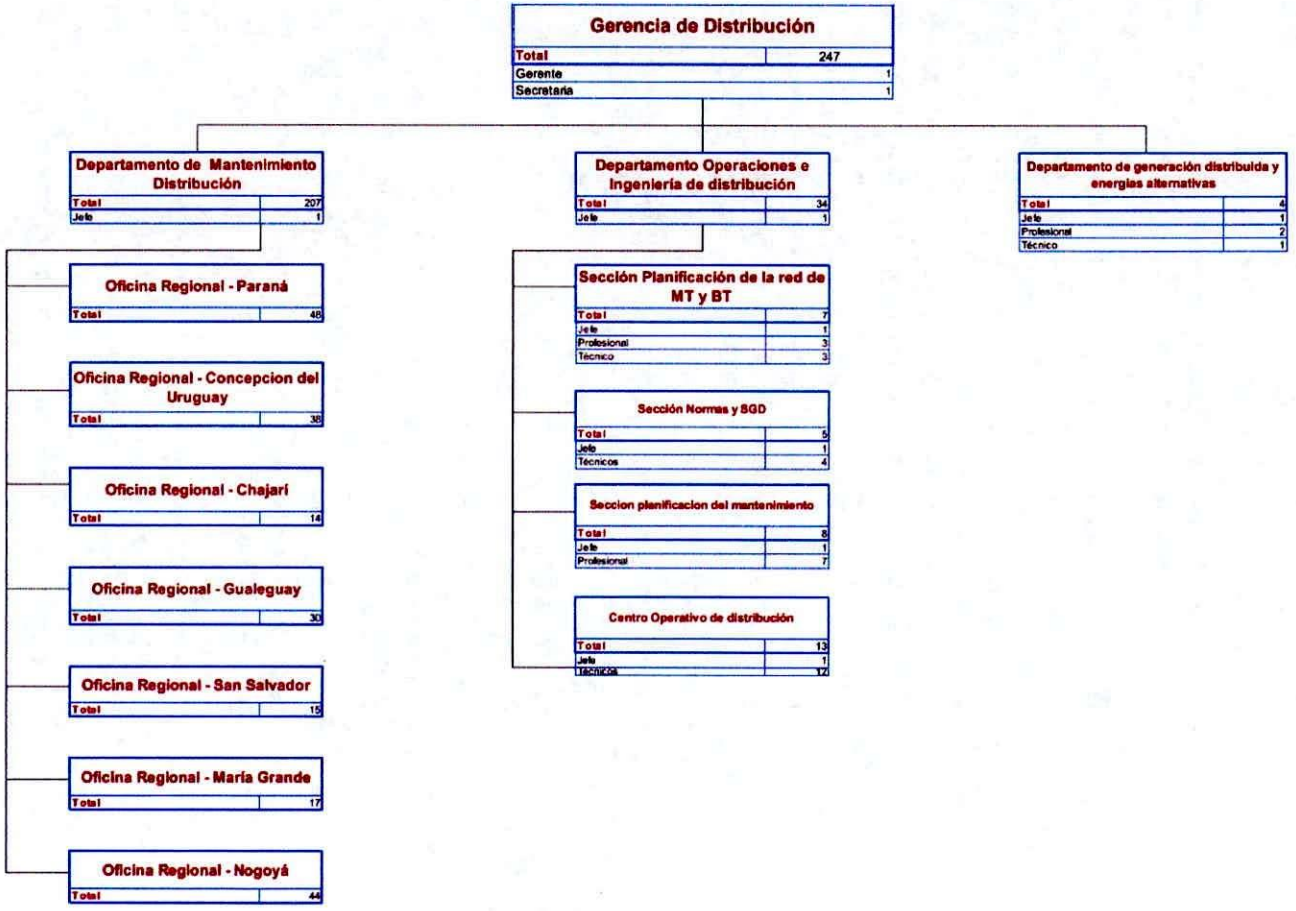


FIGURA 13 ORGANIGRAMA DE LA GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS
FOLIO
Nº 156

El Departamento de Operaciones e Ingeniería de Distribución, tiene las siguientes áreas:

El área de Normas y SGD (Sistema Gestión de Distribución): tiene a su cargo:

- Normas Técnicas elabora todos los procedimientos operativos y constructivos que hacen a la buena práctica y reglas del arte en el oficio de distribución de energía, en este sentido es responsable por la confección de normas de metodología y procedimientos vinculados con la explotación, operación, mantenimiento, ampliación y modificación, de las instalaciones de distribución; también define los materiales y equipos que se habrán de utilizar, previo ensayo y análisis, como estándar en las instalaciones de la empresa. En el caso de contratos abiertos analiza y descompone las tareas a licitar fijándoles un valor de referencia, y luego prepara los pliegos correspondientes para su contratación. Asimismo, define los temas y programas de capacitación sobre los nuevos equipos y tecnologías incorporados, e imparte, o coordina cuando se trata de terceros, la capacitación para cubrir los tópicos que se hayan seleccionado.
- Documentación Técnica: tiene la función de perfeccionar la documentación Técnica consistente en mantener permanentemente actualizado el inventario de bienes de uso e instalaciones de la Empresa (redes y SE). Realiza el mantenimiento de la Base de Datos de Explotación, la vinculación cliente-red (SGD) siendo responsable por la consolidación de la información capturada por las Regionales.

El área de Planificación de Mantenimiento de la red de BT y MT: es responsable por el desarrollo de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo en función de las recomendaciones del fabricante, el historial del equipamiento y la experiencia operativa. Asimismo, planifica la intervención del equipamiento en función de las rutinas de inspección y revisión de equipos coordinando su ejecución con el Departamento Operativo.

El área de Planificación de la red de MT y BT tiene las siguientes funciones:

- La planificación de la evolución del sistema distribución de la empresa (MT y BT) basándose en criterios de Calidad de Servicio y rentabilidad de las inversiones. Planifica el desarrollo de la red de media tensión de la zona asignada, nuevos centros de distribución, extensión de alimentadores, etc. y delega la ejecución de las obras en los contratistas correspondientes actuando como contraparte empresaria en la entrega de las obras de distribución. Analiza los proyectos de nuevos suministros y de aquellos que requieran extensión de la red.
- Sobre la base de información comercial realiza estudios de demanda manteniéndose informado de los principales hechos macroeconómicos y empresarios que incidan en la proyección de demanda. Elabora y recomienda para aprobación el Plan Anual de Obras de MT y BT.
- Asimismo es responsable por el seguimiento del cumplimiento, tanto físico como económico, de los planes de inversion.
- Los costos indirectos de las UC que forman parte del VNR tales como ingeniería básica, ingeniería de detalle e inspecciones se incluyen en los costos de las propias UC.

El área de Centro Operativo de Distribución: se encarga de la organización para el despacho de las cuadrillas para la atención de fallas y emergencias en coordinación con las oficinas

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 157
ENTRE RÍOS

regionales, y el call center que tiene por objetivo optimizar los tiempos de atención y mejora de la calidad de servicio.

El área de generación distribuida y energías alterantivas: se encarga de definir e implementar los procedimientos para la conexión de proyectos de generación distribuida. El análisis de los problemas operativos generados por los nuevos proyectos y la propuesta de soluciones de ingeniería.

Las funciones específicas del área son:

- Recibir y contestar solicitudes de información de la red
- Procesar formularios de conexión y llevar a cabo el proceso administrativo
- Revisar el cumplimiento de los requerimientos de información
- realizar el análisis técnico-operativo de la factibilidad de la conexión de la unidad generadora
- Proponer y calcular las necesidades de inversión en la red para mitigar impactos y permitir su conexión
- Inspeccionar las instalaciones una vez finalizadas las obras correspondientes
- Realizar las pruebas de conexión
- Emitir el certificado final de aprobación de las instalaciones y conexión de los generadores distribuidos
- Controlar los índices de calidad y el cumplimiento de la normativa aplicable al proceso
- Realizar estadísticas
- Registrar y habilitar en a las empresas especializadas que realizan trabajos en Generación Distribuida

Para la ejecución y supervisión de las tareas de campo de distribución la gerencia de distribución cuenta con el Departamento de Mantenimiento de Distribución. El mismo tiene la responsabilidad de la operación y mantenimiento de las redes de MT y BT para lo cual cuenta con siete emplazamientos regionales denominados "distritos" (Paraná, Concepción del Uruguay, Chajarí, Gualeguay, San Salvador, María Grande y Nogoyá) donde se encuentran las Oficinas Regionales. Cada una de estas Oficinas es la cabecera técnica de la Región donde está localizada.

En la figura siguiente se muestran las oficinas regionales, con su personal de supervisión y apoyo logístico de almacenes.

La división territorial en distritos es la que se muestra en el capítulo "Caracterización de la empresa" y se justifica por la dispersión de los activos.

La cantidad de personal de cuadrilla de cada distrito fue calculada con el Modelo de OyM que se describe más adelante en este informe y está relacionada con el volumen de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que demandan las instalaciones de la red de referencia.

:

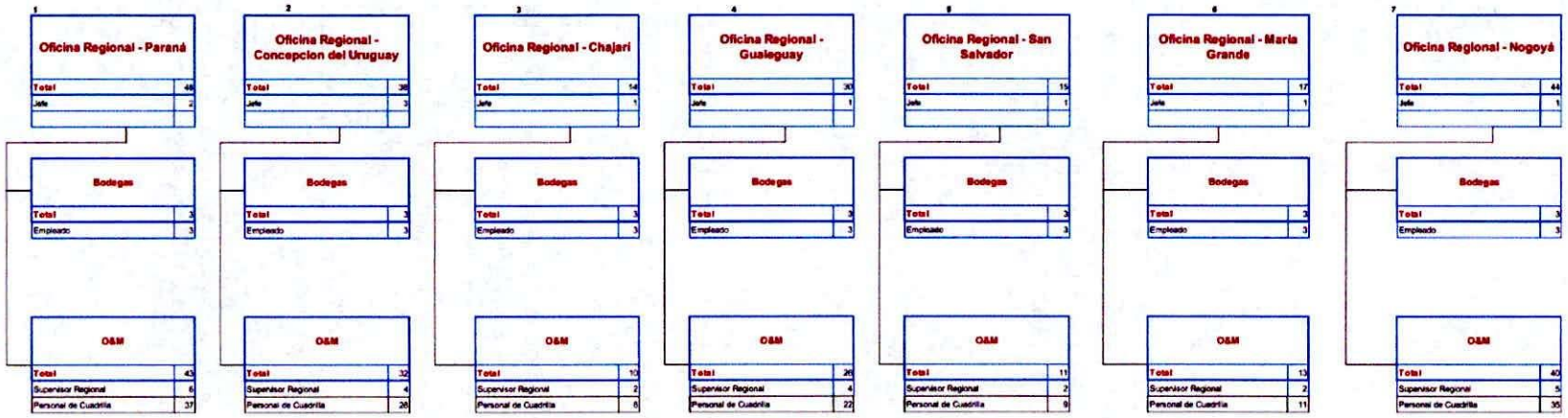


FIGURA 14 ORGANIGRAMA REGIONALES DE DISTRIBUCIÓN

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 158
ENTRE RÍOS

Las Oficinas Regionales cubren las funciones típicas de manutención de las instalaciones y asistencia técnica a clientes, por lo que sus misiones son idénticas con localizaciones geográficas diferentes.

Cada oficina regional está a cargo de un jefe Operativo de distribución en cada emplazamiento.

Las funciones que cumplen las regionales son

- La atención del Mantenimiento No Programado (Mantenimiento de Emergencias) de las instalaciones: es responsable de coordinar la atención a los clientes sin suministro de energía del área que le corresponde según los reclamos telefónicos interpuestos por los clientes durante cada turno de trabajo y en coordinación con el Centro de Control. Los reclamos se reciben centralizadamente en el servicio de Atención Telefónica y lo retransmite al operador despachante de las cuadrillas de la Guardia de Reclamos (del Centro Operativo de Distribución), quien los asigna en función de la gravedad y mejor aprovechamiento de los móviles disponible, cada equipo está comunicado con la base en forma permanente y reporta el inicio y finalización de las tareas encomendadas. Se prevé que el supervisor de turno de emergencias de la oficina regional por la cercanía con los lugares donde se producen los eventos supervise la labor de las cuadrillas de calle y verifique los reclamos cerrados y el problema se encuentra solucionado. Como práctica operativa se prevé que el área disponga de un equipo de Detección de Fallas en cables subterráneos, el costo del instrumental y la especialización requerida para un buen diagnóstico justifican esta inclusión que aumenta la productividad del conjunto.
- La atención del Mantenimiento Programado (Mantenimiento Preventivo, Predictivo y Detectivo): es responsable por ejecutar las acciones que deben emprenderse para la correcta conservación de instalaciones y equipos. La dotación de este sector, con el apoyo de cuadrillas de calle y contratistas, ejecuta el programa de acciones de manutención preventiva elaborado por el área de Planificación del Mantenimiento. En situaciones de emergencia este personal se coloca a las órdenes de la Guardia de Reclamos para realizar tareas de manutención correctiva, al coordinar estas funciones se aumenta de una manera importante la capacidad de respuesta frente a contingencias graves. También es responsable por la operación de la red de distribución a través de los pedidos de maniobras que haga el Centro de Control, asimismo ejecuta la puesta a disposición de elementos de red autorizada y programada por el Centro de Control.
- La atención de la Administración/Almacenes de las regionales es la encargada del seguimiento administrativo de los contratistas y los almacenes regionales. De acuerdo con la programación establecida asigna los trabajos a los contratistas aprobados para su área, posteriormente controla el cumplimiento con el apoyo del área de O&M, verifica el sobrante, descarga el material efectivamente utilizado, y cierra el trabajo. Realiza la certificación del contratista. Controla para aprobación las liquidaciones presentadas por el mismo. Realiza el seguimiento de la flota de vehículos asignada a la regional. Verifica su estado de conservación y solicita los mantenimientos periódicos y reparaciones necesarias. Administra el uso de los vehículos de pool. Responsable por la tenencia y cuidado de los equipos y materiales que ingresen al almacén a su cargo. Responsable por la recepción en cantidad, desembalaje, separación, clasificación y estiba de los materiales y equipos que ingresan al almacén. Responsable por la exactitud de los registros de existencia de los ítems almacenados. Mantiene el permanente seguimiento de los mismos, con exacta

indicación de la localización de cada uno de ellos.

Es el jefe del Departamento de Distribución que tiene a su cargo la supervisión de las siete regionales y es el nexo con las diferentes áreas de la gerencia de distribución para las tareas de apoyo e ingeniería operativa.

7.3.6. Gerencia de Transmisión

Esta Gerencia, está organizada como se muestra en la Figura 15,

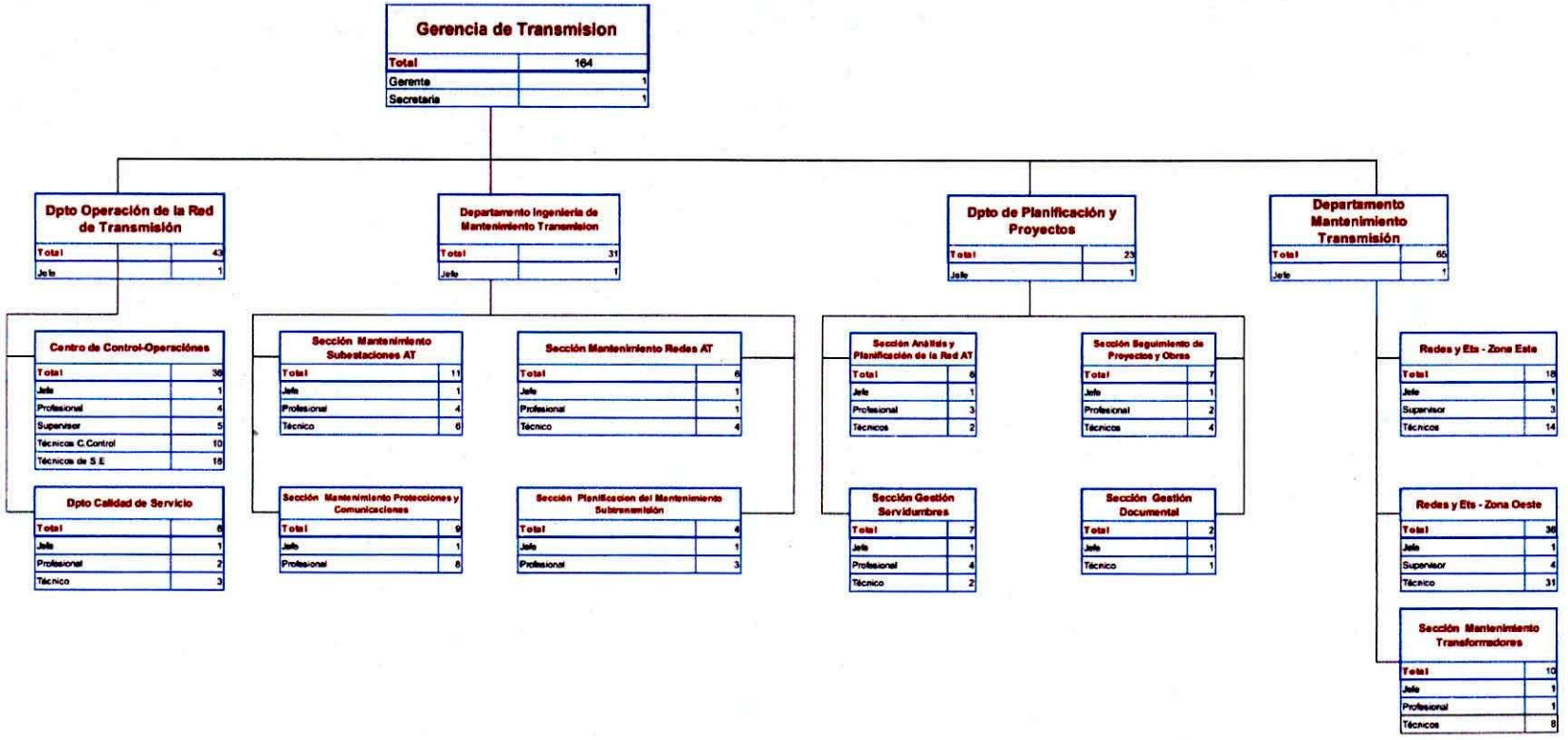


FIGURA 15 ORGANIGRAMA TRANSMISIÓN

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS FOLIO Nº 159

El Departamento de Operación tiene las siguientes funciones:

El área de Centro de Control de Operaciones: es responsable por la operación del Centro de Control que concentra todas las maniobras que hacen a la operación en AT y MT. En el contexto las restricciones de calidad de servicio, es indispensable la unificación de las decisiones y criterios que hagan a este tema, en determinadas emergencias se debe poder concentrar esfuerzos aprovechando todos los recursos disponibles. El Centro ejecuta las maniobras que se requieren utilizando las facilidades para telemando o dirigiéndose a la Guardia operativa.

Asimismo, es responsabilidad del Departamento la planificación de la oportunidad en que se deben consignar los elementos cuya disponibilidad solicite mantenimiento. Con el propósito de disminuir los tiempos de interrupción del servicio, el área debe impulsar la localización y selección de los puntos de intervención para detección de fallas. También realiza el seguimiento de los movimientos de energía entrante y saliente.

El área de Calidad de Servicio recopila todas las interrupciones del suministro eléctrico, asimismo investiga y registra las causas de cada incidente para realizar el posterior análisis de fallas y proponer mejoras, si correspondiera, en los métodos de operación. Controla el registro adecuado de las interrupciones programadas en Alta y Media Tensión, a fin de calcular los indicadores de gestión por potencia instalada y por cliente de los sectores de Distribución y Transmisión que permitan evaluar el comportamiento de las interrupciones programadas y no programadas. También verifica el proceso de compensación que se deba realizar a los clientes afectados de acuerdo con los procedimientos establecidos por los Organismos de regulación. Asimismo, analiza la calidad del producto suministrado en cuanto a niveles de tensión y frecuencia de la red, como así también la calidad del servicio técnico en lo referente a frecuencia y duración de las interrupciones.

Por otra parte, recepciona los reclamos por calidad de producto y dispone las mediciones de tensión que correspondan. Asimismo, realiza campañas de mediciones de tensión.

El Departamento de Ingeniería de mantenimiento de transmisión tiene cuatro divisiones:

El área de Mantenimiento Subestaciones AT que es responsable por el mantenimiento de todo el sistema de AT. El trabajo se concibe organizado a través de un programa de recorridas cíclicas de las distintas instalaciones para apreciar su estado de funcionamiento y programar reemplazos o reparaciones. Esta programación también se enriquece con el análisis del parte diario de operaciones y de las inspecciones de termografía efectuadas a los alimentadores a los cuales también se les efectúa una revisión visual para determinar la existencia de conductores deshilachados, morsetos flojos, aisladores en mal estado, etc. Sobre la base de esta información los programadores determinan las prioridades de ejecución de las tareas y las asignan a los equipos disponibles, y prevén la disponibilidad de materiales necesarios para las reparaciones a efectuarse. En situaciones de emergencia, se realiza una apreciación de la falla y los posibles daños por ella provocados y se coordina su solución inmediata convocando a todos los equipos disponibles. También realiza el seguimiento del parque de transformadores, ubicación, estado, reparaciones, etc. Periódicamente extraen una muestra de aceite con la que se lleva a cabo un análisis cromatográfico y físico químico y se realiza un seguimiento integral completando los análisis con verificaciones de nivel de aceite, mediciones de índice de polarización, relaciones de transformación, resistencia de los arrollamientos, tangente delta, etc. Sobre la base de los análisis efectuados a los trafos de SET se recomienda a los mismos las acciones que correspondan según

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 160
ENTRE RÍOS

los resultados obtenidos.

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

El área de Mantenimiento Protecciones y Comunicaciones es responsable por la coordinación de las protecciones de los distintos sistemas de subtransmisión para lo cual realiza cálculos de corto circuito, flujo de carga, máxima corriente e impedancia, etc. El trabajo se hace por alimentador y por cada uno de ellos se consigna ajustes y calibraciones. Asimismo, realiza el proyecto y especificación de los sistemas de protecciones que se incorporen a la red, sea por razones de reemplazo o ampliación. También realiza el ajuste, calibración y coordinación de todos los elementos que integran el esquema de protecciones. Por otra parte, es responsable por la programación y realización de las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de protecciones instalados en la red. En el ámbito del área de Comunicaciones se ocupa de asegurar la transmisión de voz y datos en el ámbito interno de la empresa. En este sentido es responsable por el proyecto, instalación y mantenimiento de los equipos de comunicaciones en uso en la empresa. Asimismo, tiene a su cargo la relación con los prestadores de servicios de comunicaciones externas. Controla el parque de teléfonos móviles, lleva los contratos por prestación de servicios y sigue los consumos.

El área de Planificación de Mantenimiento de transmisión: es responsable por el desarrollo de los planes de mantenimiento preventivo y predictivo en función de las recomendaciones del fabricante, el historial del equipamiento y la experiencia operativa. Asimismo, planifica la intervención del equipamiento en función de las rutinas de inspección y revisión de equipos coordinando su ejecución con el Departamento Operativo.

El Departamento de Planificación y Proyectos tiene a su cargo las siguientes áreas:

El área de Análisis y Planificación de la Red de AT:

- Analiza la operación del Sistema de Transmisión y recomienda las acciones más adecuadas en cada caso.
- Analiza la capacidad de las instalaciones para soportar ampliaciones. Analiza la factibilidad de conexión de nuevas instalaciones.
- Establece los contactos con el CAMMESA, y propone las alternativas más pertinentes ante situaciones especiales.
- Revisa las protecciones del sistema eléctrico y sus ajustes, y analiza su comportamiento.
- Realiza análisis de capacidad del sistema en diferentes tramos y propone las medidas que le permitan mantener la seguridad del sistema.
- Apoya la planificación del desarrollo del sistema eléctrico, aportando información necesaria o haciendo estudios de operación considerando las futuras ampliaciones.
- Determina el origen de las fallas que puedan presentarse. Realiza simulaciones que permitan prevenir nuevos inconvenientes.
- Recolecta los consumos mensuales y demandas máximas, mantiene estadísticas y prepara los informes que se requieran.

- Analiza el correcto funcionamiento de los sistemas de control y de teleprotecciones.
- Elaboración, revisión y aprobación de los estudios de protecciones.
- Verifica el permanente cumplimiento de la normativa.
- Analiza la información de estudios, planes y programas emanada del Coordinador Eléctrico Nacional, así como su normativa y aplicación.

El área de Seguimiento de Proyectos y obras: está encargado de actuar de contraparte en los anteproyectos recorriendo todas las etapas de una obra comenzando por las tareas de ingeniería básica tales como el diseño, cálculo y cómputo; continuando con la especificación, licitación, y selección de proveedores; para terminar con el seguimiento de la inspección de obra y puesta en marcha de las instalaciones. En este sentido actúa de contraparte en los proyectos definitivos de las obras incluidas en el Plan Anual de Obras. También se ocupa de la recepción de la obra, participando en la ejecución de los ensayos de puesta en marcha según las previsiones de contratación y recomendando para aprobación el certificado final. Esta área se encarga de revisar las especificaciones técnicas de las obras que se ejecutarán con fondos de la provincia y de inspeccionar y recibir las instalaciones durante el proceso de prueba y puesta en marcha. Los costos indirectos de las UC que forman parte del VNR tales como ingeniería básica, ingeniería de detalle e inspecciones de obra se incluyen en los costos de las propias UC.

El área de Gestión de servidumbres: tiene a su cargo la gestión de servidumbres y obtención de permisos para las cuadrillas que realizan tareas de campo. Se encarga de mantener actualizada la información de propiedades, terrenos y servidumbres.
El área de Gestión documental de AT: tiene la función de perfeccionar la documentación Técnica consistente en mantener permanentemente actualizado el inventario de bienes de uso e instalaciones de la Empresa (redes y SE). Realiza el mantenimiento de la Base de Datos de Explotación en su etapa de AT, siendo responsable por la consolidación de la información capturada por las Regionales.

Para la ejecución de las tareas operativas la ER cuenta con un Departamento de Mantenimiento de Transmisión. El mismo cuenta con dos oficinas regionales de transmisión (zona este y zona oeste) que tiene a su cargo la ejecución y control de las tareas operativas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo con el apoyo de la oficina de ingeniería de mantenimiento de transmisión.

En la figura presentada en el capítulo de "Caracterización de la empresa" se observa la división de territorial de la provincia en las zona este y oeste para la administración de los activos de transmisión.

La cantidad de personal de cuadrilla de cada distrito fue calculada con el Modelo de OyM que se describe más adelante en este informe y está relacionada con el volumen de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que demandan las instalaciones de la red de referencia.

El Departamento cuenta con el apoyo de un taller de reparación de transformadores que da apoyo a logístico a las dos zonales de transmisión.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 161
ENTRE RÍOS

8. DISEÑO DE EXPLOTACIÓN TÉCNICA

8.1. Consideración general

La determinación de los costos directos de OyM se realizó valorizando las tareas necesarias para la prestación del servicio. Estas tareas se agrupan en aquellos procesos y actividades en que incurre la ER para desarrollar su servicio.

Estos Procesos y Actividades (P&A) son los necesarios para una correcta prestación del servicio, de acuerdo con las exigencias de calidad.

Para la valorización de los procesos se utilizan como costos unitarios para el personal propio de la ER los costos laborales que surgen de los salarios efectivamente pagados por ENERSA para cada función y jerarquía profesional, con respecto a los servicios y materiales e insumos se utilizan los costos unitarios de mercado informados por ENERSA y obtenidos a través de procesos de compra competitivos.

La estructura de planificación, control y supervisión de OyM tiene en cuenta en los costos la Gerencia de Distribución y Transmisión.

Las tareas de supervisión de las cuadrillas de OyM y la infraestructura asociada estarán contempladas en los recursos calculados en las oficinas regionales que serán calculados teniendo en cuenta la cantidad de centros operativos que cubran el territorio del área de concesión.

Básicamente el proceso de determinación de costos seguido consistió en asignar una frecuencia de ocurrencia a cada "tarea", y asignar los recursos humanos y materiales a cada acción unitaria de cada "tarea", de donde resultó el costo total para la "tarea" considerada. La sumatoria de todos los costos de las "tareas" determinó los costos de OyM.

8.2. Procesos y actividades de operación y mantenimiento

Los procesos y actividades de operación y mantenimiento tienen como principales cometidos:

- Garantizar la continuidad del suministro eléctrico.
- Registrar y analizar en forma constante los parámetros de desempeño de las instalaciones.
- Mantener las instalaciones de distribución, transmisión y generación en buenas condiciones de funcionamiento.
- Realizar las acciones para reparar las averías.
- Relevar y registrar de forma constante el estado de las instalaciones.
- Realizar una correcta planificación, programación y gestión del mantenimiento preventivo y predictivo.

A efectos de determinar los costos de OyM, se desarrolló el siguiente procedimiento:

- Se identificó cada tarea de operación y mantenimiento, basándose fundamentalmente en la experiencia del consultor en la gestión de empresas distribuidoras y transmisoras y también en los antecedentes de trabajos similares realizados por el consultor.
- Se asignó a cada tarea una frecuencia promedio de ocurrencia y un tiempo de resolución, que se basó en experiencia estadística de ocurrencia de los eventos, y en la experiencia del consultor.

- De acuerdo con la característica de cada tarea se asignó para su resolución una cuadrilla tipo predefinida en cantidad de operarios y calificación, y los materiales y recursos que correspondan.
- Teniendo en cuenta para cada tarea la cantidad de cada categoría de instalaciones, frecuencia de ocurrencia, la duración de la intervención de la cuadrilla más los tiempos de desplazamiento, y los costos de materiales y recursos de cada acción, resultó el costo anual para cada "tarea" de cada categoría de instalaciones.
- Finalmente se determinó el costo anual de OyM, como la suma de los costos anuales de todas las tareas para todas las categorías de instalaciones.

A los efectos de clarificar las tareas técnicas analizadas, se describen a continuación los grupos analizados:

- Operación (op)

Las tareas de operación consisten en maniobrar la red frente a emergencias o en forma programada. Estas maniobras son de consignación de instalaciones para realización de intervenciones sobre las instalaciones y de reposición del servicio luego de las intervenciones o por aperturas intempestivas.

- Reparaciones (rep)

Consideran las tareas de mantenimiento que derivan principalmente de las averías del equipamiento por envejecimiento, factores climáticos, fallas de materiales, aleatorias o por accidentes. Estas tareas son básicamente el mantenimiento correctivo o de emergencia de las instalaciones y no pueden ser planificadas.

- Revisiones (rev)

Comprenden las tareas de revisión periódica de las instalaciones que realiza el personal de OyM, incluidas todas aquellas acciones correctivas que surgen de las revisiones y que están al alcance de las cuadrillas que realizan estas tareas, son básicamente las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo.

- Adecuaciones (ad)

Comprenden las tareas periódicas de acondicionamiento de las instalaciones, surgidas de la planificación del mantenimiento y que corresponden a las tareas de mantenimiento de carácter preventivo cuya finalidad es la mejora de las instalaciones.

8.3. Segmentación de las instalaciones

En atención a la diversidad de instalaciones y al elevado número de componentes de las mismas, se realizó la segmentación del sistema de distribución y transmisión en instalaciones, y dentro de estas categorías se clasificaron por niveles de tensión, en línea con lo realizado en el proceso de optimización de redes, con el objetivo de facilitar el desarrollo del modelo que determina los costos y el análisis de los resultados.

Esta segmentación garantiza una correcta relación entre las instalaciones de la empresa de referencia y la determinación de los costos de explotación, permitiendo verificar la trazabilidad y consistencia en el cálculo.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 162
ENTRE RÍOS

8.4. Frecuencias medias de realización de tareas

A cada una de las tareas básicas identificadas se les asignó la frecuencia de realización en una base anual, considerando:

- Dimensiones de las instalaciones, conforme a las redes modelos diseñadas.
- Aspectos específicos del procedimiento (reglas del arte), que contemplan aspectos como calidad de la ejecución, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y constructivas de las instalaciones.
- Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Tasas de fallas por tipo de instalación.
- Normativa de calidad del servicio vigente.

Todos estos factores se corresponden con instalaciones típicas de la red y con el equipamiento adecuado.

La frecuencia y calidad de la ejecución de las tareas del mantenimiento preventivo impactan directamente sobre las probabilidades de ocurrencia de averías y, en consecuencia, sobre las acciones del mantenimiento correctivo. Asimismo, impactan en la cantidad de energía no suministrada.

8.5. Valorización de los costos asociados a las tareas

Se valorizaron los costos de ejecución de cada tarea de OyM, para la cual se consideraron los insumos requeridos para su ejecución, así como la respectiva frecuencia media anual de intervención.

En lo referido a los costos de mano de obra (considerando las calificaciones funcionales que correspondan en cada caso) y de servicios de apoyo (transporte, maquinaria, etc.), ambos conceptos fueron agrupados en los costos unitarios de una cuadrilla típica. Ésta se definió como la unidad operativa conformada y equipada adecuadamente para realizar la tarea en análisis. Se consideró la cantidad de "cuadrillas típicas" necesaria para la realización de la totalidad de las tareas.

Con relación al costo de los materiales necesarios para la ejecución de las tareas, se tuvieron en cuenta los costos de los materiales de las unidades constructivas para la valorización de las instalaciones.

8.6. Calidad de servicio

En este punto se desarrolla una especificación de los requerimientos regulatorios que debe cumplir la ER en materia de mediciones y control de calidad de producto.

Los requerimientos regulatorios que debe cumplir la ER respecto del control y medición de la calidad de Producto, se encuentran establecidos en el contrato de concesión y específicamente detallados en la "Base Metodológica para el Control de la Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico" Resolución 29/14 EPRE.

Para el cumplimiento regulatorio se establecen puntos fijos de la red a controlar la calidad del producto, exigiéndose que en ellos exista equipamiento que permita "*Llevar en forma permanente*

un registro continuo, simultáneo e informatizado de la tensión, la corriente y la energía o potencia total entregada o recibida en todas las barras, para ello deberá contar con registradores que permitan tomar en forma horaria las tensiones y corrientes asociadas con la energía o potencia."-

Mediciones fijas

Estaciones Transformadoras (EE.TI.) de 132 kV: En todas las barras de Alta Tensión se tomarán las tres tensiones de línea, como así también las potencias activas y reactivas de cada una de las líneas que concurren a ellas. En la totalidad de las barras de MT se tomarán las tres tensiones de fase, las corrientes y su energía activa asociada.

Subestaciones Transformadoras de Subtransmisión (S.E.T.) MT/MT: En la totalidad de las barras de salida se tomarán las tres tensiones de fase, las corrientes y la energía activa asociada a las mismas.

En puntos de alimentación a distribuidores cooperativos: En la totalidad de las barras de venta de energía a los distribuidores cooperativos se tomarán las tres tensiones de fase, las corrientes y la energía activa asociada a las mismas. Quedan exceptuados los puntos de suministros en BT a Distribuidores.

Se prevé para la empresa de referencia con un total de 181 puntos fijos de control de calidad de producto, de los cuales se consideran 117 Puntos fijos medidos a través de equipos propios, y 64 puntos fijos de control medidos por el sistema SCADA. Para poder cubrir con las mediciones fijas exigidas la empresa de referencia contará con 117 equipos para mediciones fijas instalados y una reserva 32 módulos para equipos fijos. (16 gabinetes para armarlos completos)

Mediciones Móviles

El ente regulador exige muestrear el 3% mensual del total de los transformadores de distribución denominados como Centros de Transformación más 120 puntos PS (Rurales que abastecen a 1 o 2 clientes) – Esto representa que en un trimestre se tenga que muestrear con mediciones de Calidad de Producto 530 transformadores aproximadamente.

Esta tarea se llevará a cabo dividiendo el total de puntos a medir en un trimestre en 10 campañas de al menos 7 días consecutivos de mediciones en cada transformador a medir.

El montaje y desmontaje de cada medición móvil, lo lleva a cabo la contratista quien reporta los archivos de mediciones una vez obtenidos. Actualmente la contratista debe contar con un Stock mínimo de 70 equipos analizador-registrador y sus respectivos accesorios (Cables y pinzas cocodrilo para tensión y Juego de pinzas amperométrica).

Por otra parte, el ente regulador puede solicitar mediciones especiales de control de calidad en puntos específicos de la red o transformadores.

Para las mediciones móviles se prevé 71 equipos móviles completos y una reserva de 36 en la oficina y almacenes

Se ha previsto que la tarea de colocación de equipos y reporte de archivos sea realizada por el contratista, excepto cuando el regulador requiere mediciones especiales de control de calidad en puntos específicos de la red o transformadores.

La cantidad de personal de cuadrilla de cada distrito fue calculada con el Modelo de OyM que se describe más adelante en este informe y está relacionada con el volumen de tareas de

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 163
ENTRE RÍOS

mantenimiento preventivo y correctivo que demandan las instalaciones de la red optimizada.

El equipamiento de medición fijo y móvil se ha considerado en el VNR No Eléctrico.

9. DISEÑO DE LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL

9.1. Información de la ER

Se utilizó la información del mercado real de clientes que atiende la ER en su área de concesión, teniendo en cuenta las diferentes categorías, y la dispersión del mercado.

9.2. Tareas básicas

Las tareas básicas principales consideradas en el diseño del proceso de comercialización fueron las siguientes:

- Lectura de medidores
- Remisión de facturas
- Cobranza
- Atención comercial (Oficinas Comerciales)
- Atención telefónica (*call-center*)
- Suspensión, rehabilitación, corte y reconexión.

9.3. Lectura de medidores, remisión de facturas y cobranza

Los costos de Lectura de Medidores y Remisión de Facturas del Ciclo Comercial Regular, que constituyen los costos directos principales de la actividad comercial, se calculó su costo asociado considerando costos unitarios de mercado para la ejecución de estas actividades.

El costo de la Cobranza considera a esta actividad como factible de realizar en oficinas comerciales (con cajeros propios o cobranza tercerizada), bancos, Internet y otros canales comerciales (Pago Fácil, por ejemplo). La proporción adoptada para cada una de las modalidades de cobranza fue la reportada por la empresa real.

Los costos de comercialización para la Atención Comercial se estimarán sobre la base de la estructura de Oficinas Comerciales definidas como razonables (Oficinas propias o Tercerizadas), observando la dispersión geográfica de las mismas y la cantidad de clientes atendidos por cada una de ellas.

Los Costos de Personal se estimarán a partir de la estructura y dotación de personal ajustada para la atención de las funciones asignadas, que, valorizada según el nivel de remuneraciones determinado, permite calcular los costos en personal del mismo.

Adicionalmente a los costos de personal, existen otros costos considerados, relacionados principalmente con los insumos y con las oficinas cuyo monto se determinó definiendo los recursos necesarios valorizados a precios de mercado.

9.4. Atención comercial

9.4.1. Criterios de diseño

Las Oficinas Comerciales tienen como función principal realizar las actividades comerciales específicas de atención al cliente y cobranza en su ámbito geográfico, garantizando una efectiva atención a los clientes. Básicamente estas oficinas atienden a todos los clientes de la zona, pero su responsabilidad está más dirigida a los medianos y pequeños clientes.

Estas oficinas se encargan de todos los aspectos relativos a la gestión comercial, atención al cliente, ciclo comercial regular y servicio técnico, tanto de las actividades realizadas por personal propio como contratado.

Las tareas de administración y logística son las necesarias para el desempeño de las funciones ya descritas.

Se han considerado la cantidad de oficinas comerciales existentes en la empresa real, con la dotación de personal optimizado

La definición de la dotación de personal no incluirá el personal de los procesos de envío de facturas y cobranza por canales diferentes a las oficinas comerciales dado que los mismos se consideran tercerizados.

Para cada oficina comercial tipo se definirá la estructura de personal tanto de Jefatura, Supervisión como de personal operativo.

Para el dimensionamiento del personal se consideraron ratios óptimos que surgen de antecedentes de cálculos de costos en procesos de revisión tarifaria de diversas jurisdicciones.

Para aquellas oficinas que son consideradas cabecera, por la cantidad de clientes que tienen como cobertura y cuya función es la gestión de las oficinas en su zona de influencia se consideró el puesto de jefe de Oficina Comercial.

Dimensionados los recursos necesarios para cada oficina comercial y contemplando los costos del personal y demás recursos se obtendrán los Costos que el funcionamiento de dicha estructura requiere.

9.4.2. Atención telefónica

La función principal es recepcionar los reclamos y atender las consultas de los clientes y dar la respuesta pertinente además de realizar la gestión de derivar al sector pertinente.

A los efectos del diseño del *Call Center*, se estimaron en primer término las llamadas recibidas por año para una empresa de referencia a partir del número de clientes y el ratio de llamadas por cliente y por año.

Luego con la cantidad de llamados por año, y considerando una productividad promedio estándar de atención por llamada se determinó la cantidad equivalente de operadores requeridos para atender el *Call Center*.

La valorización de los costos del Call *Center* se realiza multiplicando la cantidad de operadores por el costo del operador que se asume como personal propio. Los costos de insumos e infraestructura que lo acompaña (costos de telefonía por hora -0800, alquileres, administración, servidores,

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 164
ENTRE RÍOS

software informático, administración, etc.) se consideran como parte de los costos de los servicios de la ER.

10. MODELO DE OYM UTILIZADO

10.1. Introducción y antecedentes.

En el Apéndice se encuentra la descripción detallada del modelo MEC-ROMA utilizado para el diseño de la ER y el cálculo de los costos de explotación.

El modelo permite aplicar rigurosamente la metodología y los criterios de diseño indicados en este informe y caracterizar cada uno de los componentes de la empresa de referencia.

Este modelo trabaja con una estructura de árbol permitiendo así una amplia flexibilidad para realizar distintos escenarios de simulación de costos. El modelo tiene la posibilidad de realizar la tarea con una desagregación y detalle que permite obtener los resultados de manera clara, precisa, trazable y con la capacidad para generar las tablas de presentación de resultados.

El mismo fue utilizado en más de 150 procesos de revisión tarifaria de empresas distribuidoras, acumulando de esta manera una ponderable experiencia que se encuentra reflejada en sus bases de datos.

No obstante lo anterior, en cada caso de aplicación es necesario adecuar las bases de datos de las actividades que contiene el modelo al contexto operacional donde presta servicios la empresa de referencia; es decir la dispersión del mercado, las distancias de traslado, las velocidades de vehículos, las particularidades la operación y mantenimiento de las instalaciones teniendo en cuenta las condiciones ambientales del medio (clima, orografía, etc.) y sociales del entorno (control de pérdidas no técnicas).

Adicionalmente se requiere alimentar el modelo con la base de datos de todos los costos unitarios de materiales, servicios e insumos que requieren las actividades de explotación técnica y comercial de la distribuidora a los efectos de valorar los recursos (mano de obra, materiales, etc.) a los costos de mercado donde opera la empresa real.

La aplicación detallada del modelo requiere entonces un trabajo de caracterización y ajuste del modelo al entorno operacional y a la realidad de los costos de Entre Ríos.

En este punto se presentan los datos utilizados para la caracterización, los costos unitarios relevantes y los principales criterios empleados para la aplicación del modelo.

10.2. Procedimiento de cálculo utilizado por el modelo

El modelo de cálculo de costos de OyM que se utilizó para el cálculo de los costos de explotación sigue el siguiente procedimiento de cálculo:

- Reconoce los segmentos del sistema de distribución
- Define las tareas básicas en cada segmento del sistema de distribución
- Asigna a cada tarea básica la cuadrilla típica necesaria en lo que a su composición se refiere (personal, movilidad y herramientas) y los materiales necesarios para su ejecución
- Define los tiempos necesarios para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado

- Determina la frecuencia media anual de cada una de las tareas
- Obtiene la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y las instalaciones resultantes del proceso de adaptación de las redes a la demanda.
- Valoriza las tareas, contemplando los costos de mano de obra, transporte y materiales a precios de mercado
- Agrega los costos incurridos en cada uno de los distintos segmentos del sistema.

Cabe destacar que la dotación de personal para el control de pérdidas no técnicas y el desarrollo de las campañas para determinar los niveles de calidad de servicio se determina en esta instancia.

En los puntos que siguen se detallan cada una de las etapas del procedimiento de cálculo del modelo de OyM de la empresa de referencia.

10.2.1. Reconocimiento de los segmentos del sistema de distribución

Los segmentos del sistema de distribución son los componentes de las instalaciones adaptadas a la demanda que van desde las redes de BT hasta las redes de AT.

10.2.2. Cuadrillas básicas

Previo a la definición de las tareas básicas para la explotación de las redes, se definió un listado de cuadrillas básicas, las cuales contemplarán los recursos humanos, los vehículos y las herramientas necesarias para abordar cada una de las tareas básicas contempladas en el desarrollo de la ER.

10.2.3. Definición de tiempos de traslado y ejecución

Para cada una de las tareas se determinará un tiempo de ejecución, una velocidad de desplazamiento y distancia media entre puntos. Se consideró un tiempo de desplazamiento en función del tipo de vehículo (liviano, pesado) y de la zona (urbano, rural).

10.2.4. Determinación de frecuencias anuales de ejecución

La frecuencia de ejecución -en base anual-, de las tareas de operación y mantenimiento de las instalaciones, se determinó en función de la experiencia profesional del equipo consultor, adquirida tanto en el desempeño de tareas en empresas de distribución de energía eléctrica, como en procesos de revisiones tarifarias. Estas experiencias han permitido calibrar el número de intervenciones por cada tarea, a partir de entornos asimilables.

Las frecuencias anuales de ejecución se definieron por tipo de instalación considerando los componentes del sistema de distribución que intervienen. Como ejemplo: para los transformadores y equipamiento de maniobra, las frecuencias se definieron por equipo; mientras que, para las redes de MT, AT y BT, se definieron por km. La determinación de las frecuencias de ejecución tiene en cuenta el contexto operativo al que se encuentran sujetos las instalaciones de la ER, ya sea por factores climáticos, presencia de árboles, etc.

Estas frecuencias aplicadas al total de activos de la empresa dimensionan el volumen anual de actividades.

En el Apéndice a este Informe se muestra la herramienta utilizada para implementar el modelo de cálculo.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 165
ENTRE RÍOS

10.3. Datos de ingreso al modelo

Los principales datos de entrada al modelo fueron los siguientes:

- Cantidad de Instalaciones por segmento del sistema de distribución (líneas de BT, MT y AT, número de transformadores, etc.)
- Aspectos constructivos de las instalaciones y caracterización como urbana o rural.
- Costo de cuadrillas (mano de obra, vehículos y equipos)
- Tiempos de traslado de las cuadrillas entre el desarrollo de distintas actividades para las diferentes zonas.
- Costos de materiales e insumos necesarios para el desarrollo de las actividades

10.3.1. Cantidad de instalaciones por segmento del sistema de distribución

Las instalaciones ingresadas al modelo son las utilizadas para el abastecimiento a la demanda para los diferentes niveles de tensión.

10.3.2. Costo de las cuadrillas

El costo de cada una de las cuadrillas se obtuvo valorizando los costos laborales, los costos de los vehículos y gastos operativos de los mismos y costos del equipamiento necesario para el desempeño de sus actividades.

10.3.3. Costos de materiales necesarios para el desarrollo de las actividades

Los costos de los materiales e insumos considerados son los que surgen de los valores de mercado para cada uno de los insumos y materiales utilizados por el modelo.

11. DATOS UTILIZADOS POR EL MODELO DE OYM

11.1. Caracterización del área de concesión

La caracterización geográfica del área de concesión especialmente vinculada a la dispersión de los activos, la red de caminos viales, y la división territorial de la provincia para la atención de los activos es la que se presentó al inicio del informe.

11.2. Activos físicos de la distribuidora y distancias de traslado

Los activos físicos considerados son los que corresponden a la red óptima. Para atender estas instalaciones se han considerado seis Centros de Operación Regionales.

Para activos físicos y clientes se han utilizado los siguientes datos, considerando la distancia media de traslado desde el Centro de Operación más cercano:

TABLA 1 DISTANCIAS MEDIAS DE TRASLADO Y VELOCIDAD DE DESPLAZAMIENTO

Ítem	Unidad	Urbano	Rural
Distancia media de traslado	km	22	68
Velocidad	km/h	25/30	60/75

Las distancias consignadas para el modelo son valores medios que resultan de dividir la cantidad de km recorridos por la cuadrilla cuando parte del Centro de Operación por la cantidad de eventos atendidos considerando eventos por emergencia y programados y considerando la dispersión de clientes en cada distrito.

11.3. Cantidad de clientes-oficinas comerciales y perfil de cobranza

Por la extensión del territorio atendido y la dispersión de clientes, se han considerado las siguientes oficinas comerciales propias:

TABLA 2 OFICINAS COMERCIALES

Oficina Comercial	Nombre Oficina Comercial
Oficina comercial 1	CHAJARI
Oficina comercial 2	FEDERAL
Oficina comercial 3	FEDERACION
Oficina comercial 4	SAN JOSE DE FELICIANO
Oficina comercial 5	LOS CHARRUAS
Oficina comercial 6	GUALEGUAY
Oficina comercial 7	VILLA PARANACITO
Oficina comercial 8	MARIA GRANDE
Oficina comercial 9	SANTA ELENA
Oficina comercial 10	NOGOYÁ
Oficina comercial 11	VICTORIA
Oficina comercial 12	PARANÁ
Oficina comercial 13	CRESPO
Oficina comercial 14	DIAMANTE
Oficina comercial 15	VILLAGUAY
Oficina comercial 16	SAN SALVADOR
Oficina comercial 17	CONCEPCION DEL URUGUAY
Oficina comercial 18	COLON
Oficina comercial 19	BASAVILBASO
Oficina comercial 20	ROSARIO DEL TALA

Se han considerado distintos canales de cobranza en función de la modalidad de pago de los clientes que tiene la empresa real ya que está vinculada a la cultura de pago de la provincia y es la que se muestra en la siguiente Tabla:

TABLA 3 PERFIL DE COBRANZA

Modalidad cobranza	Unidad	%
Cobranza Bancos	%	0.03%
Cobranza en oficinas propias de la ER	%	4.44%
Cobranzas en Municipios comunas	%	0.03%
Cobranza por Internet	%	26.47%
Cobranza Pago Fácil u otro	%	64.69%
Cobranza Débito en cuenta y tarjeta de crédito	%	4.33%

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 166
ENTRE RÍOS

11.4. Costo laboral del personal propio

Los valores unitarios de remuneraciones para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la ER, deben ser determinados a partir de los costos laborales que sean representativos de los salarios de mercado de la industria.

Por otra parte, el universo de categorías de personal definido debe resultar suficiente para que aproximadamente englobe la totalidad de las características de los recursos humanos necesarios para poder llevar a cabo todos los procesos y actividades que requiere la empresa de referencia. Estos valores deben corresponder al costo total anual empresario, es decir, que deben incluir todos los costos que genera cada empleado.

Los componentes de remuneración contemplados para la empresa de referencia son los que denomina como Compensación Bruta, y que corresponden a la suma de la Remuneración Bruta y un conjunto de beneficios adicionales y eventuales que paga la empresa real a sus empleados, así como las cargas sociales y demás aportes especificados en la legislación laboral vigente constituyéndose así el costo total anual empresario.

Los conceptos que componen el costo de personal son:

- Salario Básico
- Tareas Riesgosas
- Presentismo
- Extensión de jornada
- Antigüedad
- Vacaciones
- Turismo
- Aguinaldo
- Bonificación Anual por Eficiencia
- Seguros
- Aportes y Contribuciones Sociales (Obra Social, Jubilación, Fondo Nacional de Empleo, Seguro de Vida, ART)
- Otros

Se validaron los salarios utilizados en la EM para determinar su razonabilidad respecto de salarios representativos de la industria.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió en 19 niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general. A continuación, se detalla la fuente de información utilizada para determinar el costo laboral del personal bajo convenio y fuera de convenio:

1. Los costos laborales del personal de convenio se determinaron tomando como referencia los costos de personal de ENERSA a la fecha del estudio (diciembre de 2020) derivados de los convenios de Luz y Fuerza, APUAYE.
2. Los costos del personal fuera de convenio se estimaron a partir de los costos del personal de convenio y una relación eficiente entre la escala salarial de los puestos fuera de convenio y un puesto de convenio de referencia (jefe Administrativo). Para esto se utilizaron las relaciones empleadas en la revisión tarifaria anterior, los cuales se basaron en

información adoptada por ANEEL en los procesos de revisión tarifaria en Brasil.

Para la validación y determinación de la razonabilidad de los costos laborales, se comparó el costo laboral medio de la EM con los de empresas de porte (escala), dispersión del mercado, y niveles de tercerización similares con base en información pública. Como resultado de esta comparación se verificó que los salarios empleados en la EM están alineados con salarios de la industria para empresas de similares características a las de ENERSA.

En la siguiente tabla se presentan los puestos del personal de la casa matriz y una descripción de las funciones que cumplen:

TABLA 4 FUNCIONES DEL PERSONAL PROPIO DE CASA MATRIZ

Cargo	Descripción
Gerente General	Ejecutivo máximo de la organización. Es la máxima autoridad administrativa de la empresa desde donde se planifican, organizan, dirigen, coordinan y controlan a nivel estratégico todas las actividades operativas, administrativas, de desarrollo e investigación de la empresa. Preside el Comité de Gerencia y tiene bajo su supervisión a todo el personal de la empresa.
Gerente de Área	Ejecutivo a cargo de un área funcional o territorial. Cargos con foco estratégico cuya responsabilidad central implica definir las orientaciones estratégicas sobre cómo alcanzar las metas asociadas a algún área funcional. Encargado de gestionar estratégicamente la función administrativa, productiva o comercial de la empresa, según corresponda. Depende directamente de la Gerencia General y tiene bajo su supervisión a cargos con categorías de Sub-Gerente, Otros funcionarios, Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Jefe Departamento	Encargado por la administración de un conjunto de unidades funcionales. Cargos con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre procesos o subfunciones y con participación estratégica eventual. Es el responsable operativo de la planificación, ejecución, control y evaluación de una actividad o función a través de la cual se cumplen propósitos institucionales específicos. Depende de un Gerente o Sub-Gerente y podría tener bajo su supervisión a cargos con categorías de Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Jefe Sector Administrativo	A cargo de una sección funcional. Cargos con foco operativo y responsabilidad de dirección autónoma sobre procesos o subfunciones. Es el responsable operativo de un grupo de trabajo en su faz operativa a través de los cuales se cumplen los objetivos del Departamento. Dependen de u n jefe de Departamento y podría tener bajo s supervisión a cargos con categorías de Profesionales y Técnicos y Administrativos.
Especialista/Analista Senior	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación universitaria en ejercicio de su especialidad Nivel Sénior. Cargos de nivel técnico responsables de asistir y contribuir a la mantención del correcto funcionamiento de los procesos operativos y administrativos. Realiza actividades de interpretación a través de la descomposición de situaciones o problemas complejos para

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 167
ENTRE RIOS

Cargo	Descripción
	establecer lógicamente relaciones de causa y efecto que contribuyan a la toma de decisiones informadas. Depende de un Gerente, Sub-Gerente o jefe y puede tener personal a su cargo
Especialista/Analista Junior	Ingeniero, Economista, Licenciado, o cualquier profesional de formación universitaria en ejercicio de su especialidad Nivel Junior
Administrativo Senior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Sénior. Realiza labores administrativas de apoyo de la unidad orgánica a la que pertenece, a través del control de actividades operativas, emisión de informes, redacción de documentos, registro de datos, etc. Depende de un Gerente, Sub-Gerente o jefe y no tiene personal a su cargo.
Administrativo Junior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Semi Sénior que asisten al Administrativo Junior
Secretaria/Asistente	Asiste a su jefe o jefes en algunas funciones administrativas, canaliza la información para facilitar la labor, documenta correspondencia o informes, atiende el teléfono para dar o recibir llamados, realiza funciones de organización y mantención de archivos del Departamento.
Almacenista	Empleado a cargo del despacho de materiales e insumos de almacén y apoyo en tareas de administración e inventario
Supervisor/jefe Comercial	Supervisa las funciones de atención comercial y caja en oficinas comerciales.
Responsable de Oficina Comercial	Encargado de asegurar la ejecución de las actividades operativas de atención al público y cobranza correspondientes a una oficina comercial
Atención al cliente/Cajero	Empleado de atención al público en oficinas comerciales que también puede desempeñar tareas de cajero
Jefe Sector Operativo	Empleado con foco operativo-estratégico, con responsabilidad autónoma de dirección operativa sobre procesos o subfunciones de las áreas de operación y mantenimiento
Supervisor de Cuadrilla	Supervisar en el terreno la ejecución de tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de su especialidad velando por la correcta aplicación de los estándares y procedimientos establecidos y asegurando el cumplimiento de las disposiciones de prevención de riesgos.
Técnico Especializado	Técnico especializado en operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas de cualquier nivel de tensión para coordinación y supervisión del sistema eléctrico. Realiza labores de mantenimiento de equipos o infraestructura, apoyo a labores operativas para el desarrollo de las actividades productivas de la empresa. Depende de un jefe o Supervisor y no tiene personal a su cargo.

En la siguiente tabla se presentan las funciones del personal de terreno:

TABLA 5 FUNCIONES DEL PERSONAL PROPIO DE TERRENO

Cargo	Descripción
Oficial	Realiza y supervisa tareas de terreno de mantenimiento preventivo y correctivo.
1/2 Oficial	Realiza tareas de mantenimiento preventivo y correctivo
Ayudante de OyM	Colabora con el Oficial y ½ oficial
Operador vehículos especiales	Operación de grúas y elevadores
Técnico alta tensión	Experto en tareas de mantenimiento de niveles de 132 kV y 66 kV
Técnico de comunicaciones y protecciones	Experto en mantenimiento preventivo y correctivo de comunicaciones y protecciones.
Empleado de lectura de medidores	Realiza tareas de lectura de medidores

11.5. Análisis de tercerización de actividades.

La tercerización de actividades es una práctica habitual en las empresas de servicio para aquellas actividades que no son estratégicas y en la medida que el reemplazo de personal propio por personal de un contratista resulte conveniente en el mediano plazo.

Se requiere definir para la empresa de referencia las políticas de tercerización óptimas ya que el personal tercerizado no formará parte de la estructura de personal propia de la empresa y solamente se deberá incluir en esa estructura propia el personal para realizar las especificaciones técnicas, la coordinación y el control de los contratistas. En efecto, una empresa de referencia que realice la tercerización de actividades debe contar con las especificaciones técnicas para exigir al contratista una calidad de ejecución de los trabajos acorde a los niveles de confiabilidad requeridos, y disponer de una contraparte en el personal propio para controlar adecuadamente la ejecución de esos trabajos.

Las tareas factibles de tercerizar son aquellas vinculadas con los trabajos de campo relacionados a las tareas de mantenimiento de la red de distribución (MT-BT), excepto las tareas de inspección, análisis y evaluación para la toma de decisiones que son estratégicas para la calidad y confiabilidad del sistema, y para las cual se requieren perfiles de formación y experiencia específicos que no es posible conseguir en el mercado. También son factibles de tercerizar las tareas relativas a la operación comercial como la lectura de medidores.

Los puestos típicos utilizados en tercerización son: Ayudante, medio oficial, oficial, técnico especializado, supervisor de cuadrilla, jefe de sector operativo.

En general el personal propio es asignado a tareas que requieren mayor nivel de especialización y capacitación del personal y la estabilidad del puesto en la empresa permite capacitarlo y formarlo adecuadamente para el ejercicio de las tareas operativas. Lo anterior redunda en que estas labores desarrolladas por personal propio permiten asegurar y monitorear que su capacitación esté acorde con los últimos adelantos tecnológicos y medidas de seguridad necesarias, logrando la disminución de tiempos y evitando posibles accidentes

Sobre la base de los señalado se consideran realizadas con personal propio principalmente las

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 168
ENTRE RÍOS

actividades que requieren alta especialización como el mantenimiento de líneas y estaciones de Alta Tensión, el TCT en distribución, el mantenimiento de instalaciones subterráneas, la operación del sistema eléctrico, los responsables de subestación.

Se consideran tercerizadas las tareas como lectura de medidores, mantenimiento de la red de baja y media tensión área, y la guardia de reclamos que estará a cargo del contratista.

Otras tareas típicas factibles de tercerizar, ya que no forman parte del "*core business*", son la vigilancia, limpieza. También algunas asesorías específicas como por ejemplo en materia tributaria y regulatoria, se contratan en forma puntual cuando se presenta la necesidad.

También se consideran tercerizados los refuerzos de mano de obra que se requieren eventualmente por contingencias en la vía pública, para no agregar costos fijos a la plantilla de personal dado que son eventos aislados.

También se contratan las tareas que requieren de talleres que no tendrían un nivel de ocupación permanente por el volumen de los trabajos requeridos tales como taller para mantenimiento de rodados, reparaciones mayores de transformadores y reparación de equipamiento utilizado para mantenimiento.

11.6. Estructura de las cuadrillas

11.6.1. Composición de cuadrillas

Para la realización de las tareas de campo el modelo asigna a cada tarea una cuadrilla de trabajo, que luego y a los efectos del costeo son valorizadas con los costos laborales del personal

Cada una de las cuadrillas tiene una composición adecuada a los requerimientos de las tareas que realizan y están compuestas como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA 6 COMPOSICIÓN DE LAS CUADRILLAS DE TRABAJO

Personal	Cuadrilla01	Cuadrilla02	Cuadrilla03	Cuadrilla04	Cuadrilla05	Cuadrilla06	Cuadrilla07	Cuadrilla08	Cuadrilla09	Cuadrilla10	Cuadrilla11	Cuadrilla12	Cuadrilla13	Cuadrilla14	Cuadrilla15	Cuadrilla16	Cuadrilla17	Cuadrilla18	Cuadrilla19	Cuadrilla20
Oficial	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1			1	1	1
1/2 Oficial	1	1		1		1	1	1			1	1								1
Ayudante de OyM		1	1	3	3	1	3	1	1	1		1		3	2			1	1	
Operador vehiculos especiales			1		1				1	1				1	1					1
Técnico alta tensión											1									
Técnico de comunicaciones y protecciones																			1	
Empleado de lectura de medidores																	1			
Empleado de reparto de facturas																				
Oficial especializado de alta tension													3							
Vehiculo																				
Camioneta Mediana	1	1	1							1			1					1	1	1
Camioneta Grande						1					1									
Camión				1	1		1	1						1	1					
Hidro				1	1		1		1					1	1					
Grúa				1	1										1					
Furgón			1	1	1		1	1	1			1		1	1					
Hidro TCT AT													1							
Equipos																				
Equipo personal	2	2	3	5	5	3	5	3	3	3	3	3	3	5	4			2	3	3
Equipo de medición	1		1	1	1		1		1	1	1		1	1	1			1	1	1
Elementos Seg. Personal	2	2	3	5	5	3	5	3	3	3	3	3	3	5	4		1	2	3	3
Elementos Seg. Cuadrilla	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1	
Equipo Especial	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1			1	1	1
Equipo de lectura																	1			

Cada cuadrilla está integrada por diferentes categorías de trabajadores y dotada de los vehículos y "*kit*" de herramientas. En los puntos que siguen se presentan los costos unitarios utilizados para las herramientas y vehículos.

11.6.2. Equipos y herramientas

Se considera asignados a cada cuadrilla de trabajo en terreno un "kit" de equipamiento de seguridad y herramientas propias a cargo de cada integrante de la cuadrilla y otros elementos de uso común de la misma.

Los costos unitarios de los "*kit*" de herramientas mostrados en la tabla anterior se calculan a partir de los costos unitarios de los equipos, y herramientas que requiere la cuadrilla.

Dado que existen herramientas y equipos que tienen una duración superior a un año se considera el costo de la anualidad considerando la vida útil estimada.

11.6.3. Vehículos

El costo de vehículos de cada cuadrilla tiene dos componentes, el costo fijo y el costo variable.

El costo variable se estima a partir de los km recorridos por la cuadrilla, el rendimiento y costo unitario de combustible del vehículo utilizado.

El costo fijo se determina como la suma de la anualidad de inversión del vehículo considerando una vida útil, y los costos de impuestos, seguros, mantenimiento y gestión del parque de vehículos.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 169
ENTRE RÍOS

11.7. Costos unitarios de materiales

Se utilizarán los costos unitarios de materiales, repuestos y servicios que surgen de los valores de mercado y que se corresponden con la tecnología adaptada utilizada para la red modelo óptima.

11.8. Información de costos de servicios

Los costos de los servicios que requiere la ER para su funcionamiento se estimaron a partir de ratios típicos obtenidos por comparación con otras empresas y que son utilizados en procesos de revisión similares.

Los costos de fotocopias, agua electricidad y gas, formularios, útiles y otros materiales, gastos de telefónica fija y celular, capacitación se calculan a partir de valorizar el costo por empleado de cada insumo y la cantidad de empleados optimizados de la empresa de referencia.

Los costos de Imagen institucional, publicaciones y avisos, remuneración de directorio, confección de memoria anual, transporte de valores, transmisión de datos, consultoría se estimaron a partir de la información relevada y considerando un benchmarking con empresas similares.

Los costos del mantenimiento de las licencias informáticas se calculan como un porcentaje del costo inicial de inversión (software y honorarios de implementación) y de forma similar para el hardware. En el Apéndice a este informe de muestran los Sistema Informáticos considerados a los efectos del mantenimiento. Como costo de inversión se ha utilizado el VNR no eléctrico. De igual manera se procedió para el mantenimiento de mobiliario, edificios, rodados y comunicaciones cuyo costo de capital se incluye en el VNR No Eléctrico.

Los seguros se tomaron los valores reales pagados por ENERSA en concepto de seguro contra todo riesgo y se homologó el valor con ratios típico sobre el valor contable de activos.

Seguridad y vigilancia: se consideró los sistemas de vigilancia electrónica requeridos para dar el servicio a las oficinas comerciales, oficina central, oficinas regionales y almacén y estaciones transformadoras y su valorización a partir de valores de mercado. En aquellos objetivos que por su importancia estratégica y riesgos de ilícitos a la propiedad se ha considerado la combinación de la vigilancia electrónica con la guardia presencial.

Costo de edición de facturas (papel y sobre) y costo de impresión se calculó a partir de la cantidad de facturas anuales y el costo del servicio que se encuentra totalmente tercerizado. Se consideró que una parte de las facturas no requiere este costo dado que el usuario adhiere al servicio de factura digital.

En la siguiente tabla se presenta el costo de los gastos y servicios de apoyo

TABLA 7 COSTOS DE GASTOS Y SERVICIOS DE APOYO

Servicio, insumo, equipo	Costo Unitario	Unidad Costo Unitario
Viáticos x empleado por año	10,626.4	$/empleado-año
Agua, electricidad y gas por empleado	868.2	$/empleado-año
Formularios, útiles y otros materiales por empleado	375.9	$/empleado-año
Herramientas menores	67,840.6	$/año
Gastos de telefonía celular por empleado	979.2	$/empleado-año

Servicio, insumo, equipo	Costo Unitario	Unidad Costo Unitario
Gastos Celulares Tele-Lectura - Lecturas Toma Estado y Ordenes de Servicio	2,573,118.6	$/año
Costo fotocopias por empleado	47.6	$/empleado-año
Capacitación por empleado	1,062.6	$/empleado-año
Suscripción y Cuotas a entidades	3,541,579.8	$/año
Costo de impresión de facturas (emisión impresión y ensobrado)	2.6	$/factura impresa
Distribución factura y avisos	41.0	$/factura distribuida
Correos, Fletes Bolsines entre oficinas	16,990,089.2	$/año
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Planificación e Ingeniería	3,171,050.7	$/año
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Asesoría Legal (Incluye Honorarios Notariales)	5,928,325.6	$/año
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Asesoramiento Financiero y Clasificación de Riesgo (incluye Auditoría Externa y Asesoría Impositiva)	2,687,643.1	$/año
Consultoría externa, asesorías y estudios ad hoc para: Seguridad-Ingeniería-Normas Técnicas (Otros Honorarios)	1,758,328.3	$/año
Servicio de reparación de trafos	8,849,361.2	$/año
Combustible actividades técnicas	38,636,640.4	$/año
Combustible actividades administrativas	2,192,149.8	$/año
Combustible actividades comerciales	1,233,084.3	$/año
Imagen institucional - Publicaciones y Avisos	54,143,027.5	$/año
Honorarios Directorio y Síndicos	25,854,600.0	$/año
Seguros	41,610,374.0	$/año
Transmisión de datos (Incluye servicio internet)	24,756,465.4	$/año
Comunicación y radiofonía (Tasa AFTIC EX CNC)	35,689,441.2	$/año
Vigilancia y Seguridad de Oficinas	172,940,102.5	$/año
Alquileres	-	$/año
Manipuleo de Materiales Almacén Central	6,188,660.9	$/año
Seguridad e Higiene en el trabajo	7,398,836.0	$/año
Ropa de trabajo y calzado	9,903.6	$/empleado-año
Correo y mensajería	2,637,067.8	$/año
Gastos legales	965,773.3	$/año
Mantenimiento de licencias	10.0%	$/año
Mantenimiento de equipos informáticos	2.0%	$/año
Aseo de edificios	1.0%	$/año
Mantenimiento y reparación de edificios	4.0%	$/año
Mantenimiento y reparación de rodados	3.5%	$/año
Mantenimiento y reparación de muebles y maquinarias	1.0%	$/año
Total, impuestos trasladables al VAD	35,588,776.5	$/año

Los costos unitarios que se indican como % se aplican sobre el VNR No Eléctrico

Se realizó un benchmarking de costos de gastos y servicios obtenidos de procesos de tarificación

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 170
ENTRE RIOS

para empresas similares.

En el siguiente gráfico se presenta la comparación de los costos de los gastos y servicios tercerizados de apoyo de la ER como porcentaje de los costos totales de explotación comparado con los resultados de otras revisiones tarifarias de empresas similares realizadas en Argentina:

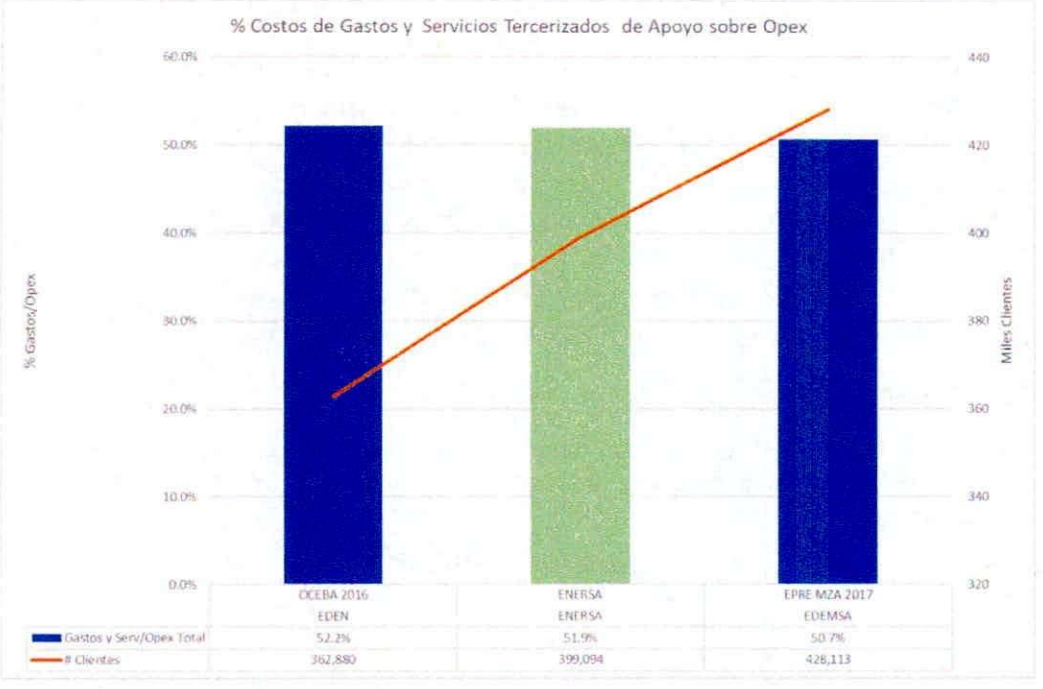


FIGURA 16 *BENCHMARKING* DE GASTOS Y SERVICIOS TERCERIZADOS DE APOYO

Sobre la base de los resultados de estudios de costos de empresa de referencia realizados en el marco de la RTI de las distribuidoras provinciales se compara el porcentaje de "Gastos y apoyo de servicios tercerizados" sobre el total de costos de explotación para:

- OCEBA (Regulador Pcia. Bs As): EDEN
- EPRE -MENDOZA (Regulador de Pcia. Mendoza): EDEMSA

Se observa que, para las distribuidoras de referencia con niveles de tercerización similares a la ER, el nivel del porcentaje de "Gastos y servicios tercerizados de apoyo tercerizados" se encuentra en el rango de las distribuidoras comparables relacionadas con su escala medido por la cantidad de clientes.

12. DETERMINACIÓN DEL VNR NO ELECTRICO

El dimensionamiento de las instalaciones no eléctricas está vinculado directamente con el diseño de la organización y de los recursos correspondientes a la Empresa de Referencia, y en consecuencia se determinaron como parte del modelo de costos de O&M de la empresa de referencia.

Se han considerado:

- Terrenos y edificios (con su correspondiente equipamiento y mobiliario)
- Vehículos de transporte y carga: para ejecutar las actividades de la empresa.
- Software corporativo propio (sistemas comercial, técnico y administrativo)
- Hardware: equipos de informática para dar soporte al Software.
- Equipos de telecomunicaciones
- Herramientas, equipos e instrumentos para tareas de campo y laboratorio, que son equipamiento de almacén de uso común para el personal de las siete unidades regionales.
- Muebles y otros bienes, que constituyen la infraestructura requerida en la casa matriz y sedes regionales para el equipamiento de los edificios en el que se trabaja el personal de plantilla.

Se dimensiona el VNR No Eléctrico considerando ratios óptimos y se valoriza utilizando costos unitarios de mercado.

Finalmente se realiza un *benchmarking* para validar el VNR No Eléctrico considerando ratios óptimos que fueron obtenidos de otras RTI para distribuidoras provinciales similares en Argentina.

12.1. Terrenos y edificios

Se determinó la superficie de edificios y terrenos de la empresa de referencia asignado a cada puesto un estándar de m2 por empleado en función de la naturaleza de la función que desempeña y su escala jerárquica.

Se estimó el costo tomando el costo unitario relevado del mercado para cada tipo de edificio considerado en la empresa de referencia.

12.2. Vehículos y transporte de carga

El requerimiento de vehículos livianos y camionetas se determinó considerando los siguientes criterios:

- Vehículos de las Cuadrillas de Terreno: en función de las tareas requeridas de mantenimiento programado y no programado, sus frecuencias de ejecución y las distancias que deben ser recorridas, el modelo calcula la cantidad y tipo de vehículos requeridos
- Vehículos para el personal de Control y Supervisión de la Casa Matriz y Regionales: en función de ratios óptimos de vehículos por empleado.
- Adicionalmente se consideran siete automóviles para las Gerencias de área y Gerencia General.

Las cantidades y costos unitarios considerados, tomando en cuenta los criterios expuestos y los precios de mercado, se muestran a continuación:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 171
ENTRE RÍOS

TABLA 8 COSTOS DE VEHÍCULOS DE TRANSPORTE Y CARGA Y OTROS EQUIPAMIENTOS

Tipo de Vehículo	Tipo	# Veh p/ Cuad Ppio	Veh p/Estructura	Total Veh	$/Unidad	$ Tipo
V1	Camioneta Mediana	77	37	114	3,737,406	426,064,244
V2	Camioneta Grande	6		6	5,653,881	33,923,285
V3	Camión	53		53	5,639,816	298,910,274
V4	Hidro	41		41	4,109,884	168,505,249
V5	Grúa	19		19	6,236,146	118,486,778
V6	Furgón	61		61	2,485,612	151,622,361
V7	Hidro TCT AT	6		6	8,101,083	48,606,498
	Auto	7		7	3,800,000	26,600,000
	Subtotal	***270***	***37***	***307***		***1,272,718,689***
Otros equipos		#			**$/Unidad**	**$ Tipo**
Generador de 180 KVA		3			3,101,196	9,303,588
Generador de 500 KVA		1			8,860,560	8,860,560
Generador de 2000 KVA		1			44,302,798	44,302,798
Acuático (botes)		6			239,094	1,434,567
	Subtotal	***11***				***63,901,512***
	TOTAL					***1,336,620,200***

Se consideran dentro del parque equipos de generación requeridos para tareas operativas y emergencias.

12.3. Software y Hardware Corporativo y Microinformática

Esta partida comprende los sistemas informáticos corporativos y microinformática requeridos para la gestión administrativa, técnica y comercial de la empresa de referencia.

Se han considerado los siguientes sistemas corporativos típicos para una empresa distribuidora:

Sistema Enterprise Resource Planning (ERP)

El Planeamiento de Recursos Empresariales (Enterprise Resource Planning, ERP) es una forma de utilizar la información a través de la organización de forma más proactiva -en áreas claves- como compras, administración de inventario y cadena de suministros, control financiero, administración de recursos humanos, logística y distribución, ventas, mercadeo y administración de relaciones con clientes

Los sistemas ERP básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

- Contabilidad y Finanzas, Costos, Tesorería, Presupuesto y Control de gestión
- *Recursos Humanos*
- *Abastecimiento - Gestión de Materiales*
- *Gestión de Activos - Control de Activo Fijo*
- *Sistemas Centrales u Ofimática*

Sistema de Utilities

El sistema de Utilities está compuesto por herramientas específicas orientadas a la gestión de empresas de "redes".

- *Sistema de Reparación y Emergencia*
- *Sistema de Gestión de Mantenimiento*
- *Sistema de Información Georeferenciada (GIS)*
- *Sistema de Clientes*

En la parte de software de microinformática para utilización a nivel usuario se han considerado notebooks, PC de escritorio, Plotter, Proyectores, Scanners, Monitores y otros elementos requeridos para la interfaz con el usuario.

En el Apéndice se describen en detalle las funciones requeridas del *Software* y *Hardware* corporativo requerido para una empresa de referencia, así como el detalle de los componentes que se han considerado en la valorización de esta partida.

12.4. Equipos e instalaciones de telecomunicación y control

En este rubro se integran todos los equipos e instalaciones para las comunicaciones de la empresa, tanto fijas como móviles, y ya sea de voz o de datos.

Este ítem es de fundamental importancia para una empresa de servicios públicos tal como una distribuidora de electricidad, puesto que debe operar cubriendo un área de concesión muy extensa con actividades técnicas y comerciales en forma continua.

Dada la variedad de elementos que intervienen se han determinado las cantidades y costos correspondientes a dos grandes grupos: los equipos e instalaciones de comunicación de datos y los equipos de comunicación personal.

Dentro de partida se incluye el software y hardware del Sistema SCADA así como la infraestructura de comunicaciones.

En el Apéndice se describen los componentes de costo considerados y que se han incluido en la valorización del VNR No Eléctrico.

12.5. Herramientas, equipos e instrumentos de laboratorio

Los equipos de almacén, maestranza, medición y control incluyen a todas las herramientas requeridas que son de uso común por las cuadrillas integradas con personal propio para la operación y mantenimiento de las instalaciones, así como a diversos equipos de inspección, medición y control de la calidad de servicio que se requieren para efectuar correctamente las actividades técnicas y comerciales.

Se ha considerado el volumen de equipamiento considerando la cantidad de cuadrillas, y los

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 172
ENTRE RÍOS

requerimientos de equipamiento de control de calidad como se explicó en este informe.

Se ha considerado la valorización utilizando costos unitarios de mercado.

12.6. Equipos y muebles de oficina

Se consideran todas las instalaciones, mobiliario y útiles requeridos para el funcionamiento de las oficinas. Se ha considerado la valorización utilizando costos unitarios de mercado.

El VNR No Eléctrico está compuesto por los bienes que forman parte de la infraestructura requerida por el personal de plantilla para el desempeño de sus funciones y por lo tanto está vinculado a los Costos de Explotación (Opex). Por lo señalado se selecciona como ratio comparativa la relación entre la anualidad del VNR No Eléctrico y los Opex totales.

En el siguiente gráfico se presenta la comparación del VNR No Eléctrico obtenido de las RTI de las distribuidoras provinciales señaladas en este informe.

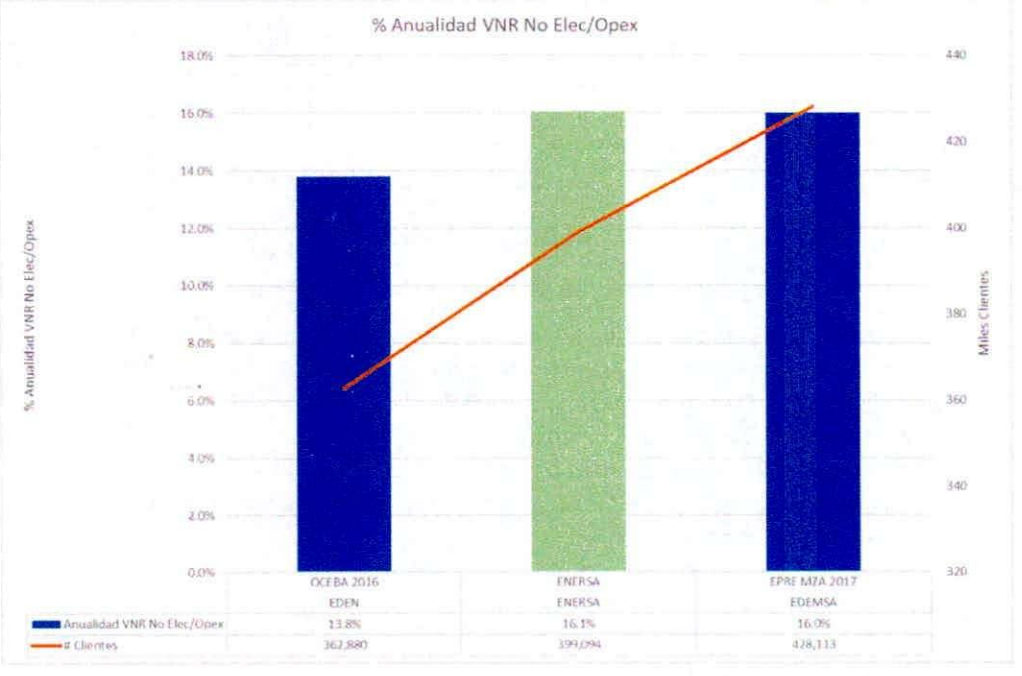


FIGURA 17 *BENCHMARKING* DE VNR NO ELÉCTRICO

A los efectos de una comparación homogénea se utiliza una tasa referencial y una vida útil referencial para todas las referencias comparativas.

Se observa que, para las distribuidoras de referencia, el nivel del porcentaje de la anualidad del VNR No Eléctrico sobre Opex, encuentra en el rango de las distribuidoras comparables relacionadas con su escala medido por la cantidad de clientes.

13. ASIGNACIÓN DE COSTOS COMPARTIDOS A LAS ACTIVIDADES NO REGULADAS

Los costos directos en que incurre el concesionario para la prestación de servicios y negocios adicionales a la actividad regulada no están incluidos en el cálculo de los costos de explotación.

Para la prestación de los servicios señalados el concesionario utiliza parte de la estructura organizacional e infraestructura que destina para la prestación del servicio de distribución de electricidad.

A los efectos de asignar una proporción de los costos compartidos por las actividades no reguladas y reguladas se consideró como criterio de asignación la relación entre los costos directos de cada actividad (regulada y no regulada) que surgen de la contabilidad regulatoria.

En el siguiente cuadro se muestran el porcentaje de asignación descripto más arriba:

TABLA 9 *ASIGNACIÓN DE COSTOS INDIRECTOS*

Actividad	Partida de costo	Costo	%
Actividad Regulada	Explotación Comercial	1,145,186,370.91	22.4%
Actividad Regulada	Explotación Técnica	3,949,522,996.72	77.3%
Actividad No Regulada	Costos Directos	12,795,041.08	0.3%
	Subtotal	5,107,504,408.71	100%
Compartidos Regulada y No Regulada	Actividades de Apoyo	2,118,284,998.46	
% Asignado al VAD			99.75%

14. COSTOS DE CONEXIONES Y REHABILITACIONES

Los costos de conexiones y rehabilitaciones se calcularon de la siguiente forma:

1. Se elaboró un listado de cantidades de materiales, vehículos y actividades para ejecutar las conexiones según los tipos constructivos estandarizados de la distribuidora para cada tipo de conexión. En forma similar para las rehabilitaciones.
2. Se valorizaron los materiales, y costo de vehículos para ejecutar las actividades señaladas en el punto 1) con los costos unitarios de mercado.
3. Se valorizaron los costos de mano de obra con los costos laborales definidos para la empresa de referencia.
4. Se calcularon los costos de conexión y rehabilitación para cada uno de los tipos de conexiones y rehabilitaciones previsto en el cuadro tarifario.

15. RESULTADOS OBTENIDOS

En este capítulo se muestran los costos de explotación obtenidos como resultado del estudio realizado.

15.1. Costos de explotación

El cálculo realizado tiene como objetivo la determinación de los costos de explotación verificables en una distribuidora, sujeta a estándares internacionales, operando en el área de concesión de ENERSA. Esta metodología lleva a establecer los costos razonables de trasladar a los consumidores a través de tarifas.

En la tabla siguiente se presentan los resultados obtenidos de costos de explotación relacionados

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 173
ENTRE RÍOS

con el volumen de instalaciones físicas que surgen de la red modelo eficiente[1], clientes para el año base y a precios al 31.12.2020 por naturaleza de costos (expresados en Miles $) y asignados a la actividad de distribución con los criterios señalados en este informe.

Los costos presentados serán actualizados a la fecha de entrada en vigencia de las nuevas tarifas con las fórmulas de ajuste del VAD previstas en el estudio.

TABLA 10 COSTOS DE EXPLOTACIÓN TOTALES EMPRESA DE REFERENCIA

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
TÉCNICO	1,388,832.9	243,551.1	1,390,850.8	3,023,234.8
COMERCIAL	501,508.0	76,424.4	262,425.3	840,357.7
ADMINISTRATIVO	476,722.4	-	583,637.6	1,060,360.0
TOTAL	2,367,063.3	319,975.6	2,236,913.7	4,923,952.6

TABLA 11 COSTOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN TÉCNICOS EMPRESA DE REFERENCIA POR NIVEL DE TENSIÓN

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
RED BT	158,316.6	43,812.2	148,855.3	350,984.1
RED MT	968,182.7	113,207.4	1,000,202.1	2,081,592.2
RED AT	133,734.8	16,568.9	133,671.6	283,975.3
MT/BT	128,598.8	69,962.7	108,121.7	306,683.2
TOTAL	1,388,832.9	243,551.1	1,390,850.8	3,023,234.8

(*) MT: incluye redes, transformadores y campos cuya tensión primaria es de 13.2 y 33 kV.

TABLA 12 COSTOS TOTALES COMERCIALES EMPRESA DE REFERENCIA POR TIPO DE USUARIO

Modelo (Miles $/año)	Personal	Materiales e Insumos	Servicios y otros gastos	Total
Pequeñas Demandas-Baja Tensión	490,425.1	75,538.9	255,822.6	821,786.6
Medianas Demandas-Baja Tensión	3,299.5	368.5	1,860.8	5,528.8
Grandes Demandas-Baja Tensión	4,149.5	463.5	2,340.2	6,953.2
Grandes Demandas-Media Tensión	3,633.8	53.5	2,401.7	6,089.0
TOTAL	501,508.0	76,424.4	262,425.3	840,357.7

Los costos calculados en este informe no incluyen los costos de:

- Impuesto a débitos y créditos, ingresos brutos, tasa del EPRE que se incluyen como un *"pass through"* del cálculo tarifario.
- Costos de perdidas por incobrables y pérdidas no técnicas
- Costo de capital de trabajo que se incluye como costo de capital

[1] La red modelo eficiente fue desarrollada sobre la base de datos de redes y facturación de ENERSA al 1.10.2021, y base de datos de clientes de la misma fecha.

- Costos asociados a ingeniería, e inspección de obras relacionados a la gestión de proyectos de inversión que se incorporan como parte de los costos unitarios de las Unidades Constructivas.
- Gastos y comisiones bancarias en general y comisiones por cobranza.

Los costos de conexiones, suspensiones no están incluidos en las tablas presentadas en este capítulo y se presentan en forma separada más adelante en este mismo informe

15.2. VNR No Eléctrico

El siguiente cuadro muestra el VNR NO Eléctrico generación desagregados en miles de Pesos a 31 de Dic de 2020.

TABLA 13 VNR NO ELÉCTRICO

VNR No Eléctrico	$ de Dic. 2020
Vehículos	1,333,271.8
Terreno	212,659.6
Edificios	1,913,936.3
Software Informático	1,154,701.0
Hardware Informático	405,054.6
Herramientas, equipos e instrumentos	173,309.4
Muebles de oficina y otros bienes	29,236.1
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos de comunicación	1,025,941.6
Vigilancia Electrónica	111,740.1
Total	6,359,850.5

15.3. Costos de Conexión y Rehabilitación

En la siguiente tabla se presentan los costos unitarios de cada servicio expresados en pesos al 31 de diciembre de 2020.

TABLA 14 COSTOS UNITARIOS DE SERVICIOS COMERCIALES EMPRESA DE REFERENCIA POR TIPO DE USUARIO

Servicio	Propuesto 31/12/2020
Conexiones	
Solo colocación de medidor	2,128.2
Conexión aérea básica	4,832.1
Conexión aérea especial	13,776.1
Conexión aérea rural básica	6,194.6
Conexión aérea rural especial	16,478.9
Conexión subterránea básica	4,009.1
Conexión subterránea especial	13,561.6
Rehabilitación del Servicio	
Tarifa 1 Uso Residencial y Rural	1,441.3
Tarifa 1 Uso General, Rural General y Tarifa 4	1,441.3
Tarifas 2, 3 y 5	1,881.5

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 174
ENTRE RÍOS

Servicio	Propuesto 31/12/2020
Envío Aviso de Suspensión	120.0
Gastos de Verificación	677.0
Emisión Duplicado Factura	22.6
Costo de Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	71,556.6

APÉNDICE 1 - SISTEMAS INFORMÁTICOS Y TELECOMUNICACIONES

En este Apéndice se describen los principales módulos de Software informático considerados para la empresa de referencia y sus funcionalidades.

Sistema Enterprise Resource Planning (ERP)

El Planeamiento de Recursos Empresariales (Enterprise Resource Planning, ERP) es una forma de utilizar la información a través de la organización de forma más proactiva -en áreas claves- como compras, administración de inventario y cadena de suministros, control financiero, administración de recursos humanos, logística y distribución, ventas, mercadeo y administración de relaciones con clientes.

Estos elementos son agregados en forma holística o integral para proporcionarle al personal una manera universal de acceder, ver, y utilizar la información que se guarda en diferentes sistemas. De esta forma con un sistema integrado vía una interfaz conocida desaparecen las barreras de información entre los diferentes sistemas y áreas de la empresa.

Los sistemas ERP básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

Presupuesto y Control de Gestión	Manutención de Árbol de Inversiones Manutención de Órdenes Internas Gerenciamiento de la Planificación Gerenciamiento de la Inversión Gerenciamiento de Gastos Emitir órdenes de gastos reales Emitir órdenes de inversiones reales Seguimiento de gastos Seguimiento de inversiones Seguimiento de Ingresos Efectuar liquidaciones de inversiones Manutención de grupos Efectuar ratios y distribución
Abastecimiento - Gestión de Materiales	Registro de Materiales Registro de Servicios Registro de Compras (proveedores)EN Reposición de Stock Compra de materiales Compra de Servicios Procesamiento de reconciliación Contratación de Obras llave en mano Atención de necesidades de manutención Distribución de materiales Devolución de materiales a recuperar Inventario de stock Envío de material en garantía para proveedor Material almacenado en almacén Informes operacionales y gerenciales Venta de materiales Substitución de material obsoleto Envío de componentes de material en garantía con proveedor Procesamiento de Libros Fiscales

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 175
ENTRE RÍOS

	Planeamiento Pago Transferencia de materiales
Contabilidad y Finanzas	Gerenciamiento diario de caja Planear y controlar otros tributos Efectuar Pagos Comunicación con Bancos Planificar y controlar IVA Registro de datos maestros Procesar pagos Procesar cierre periódico mensual Procesar cierre periódico diario Procesar reconciliación Cierre anual Impresión de Informes: Inventarios, Balances, etc. Movimientos Accionarios Pago de dividendos Gerenciamiento de préstamos y financiamientos
Gestión de Activos	Capitalizar activo Inmovilizar inversiones Gerenciamiento de la vida útil de activos en servicio
Gestión de Proyectos	Registro de datos maestros de proyectos Ejecución de proyectos con estudios de viabilidad Proyectos con actividades internas y externas Proyectos con cambios en el programa de inversiones y necesidades de transferencias Proyectos con bajas de activo (total y parcial)
Recursos Humanos	Reclutamiento, admisión / transferencia / promoción Gestión de personal (movimientos) Planeamiento de carrera y éxito de la capacitación Registro de capacitación Admisión e contabilización de mano de obra Administración del personal y pago Mantenimiento de la estructura organizacional Administrar salud ocupacional y seguridad de trabajo Planificación del costo de personal Procesamiento de obligaciones legales Efectuar reajuste salarial

Contabilidad y Finanzas, Costos, Tesorería, Presupuesto y Control de gestión

Este sistema tiene por objetivo proporcionar la información económica-financiera necesaria para cumplir con las disposiciones de los entes fiscalizadores y con los requerimientos de un adecuado control administrativo y toma de decisiones. La configuración de este sistema debe permitir la operación y gestión de las unidades relacionadas con las funciones de la gerencia de administración y finanzas y la comunicación y registro de datos que provengan de otros sistemas.

Recursos Humanos

El sistema de Recursos Humanos tiene por objetivo el cálculo de las remuneraciones de la dotación que trabaja en la empresa distribuidora, además de proveer información relevante del personal que labora en la empresa distribuidora (datos personales, forma de pago, previsión, atributos, vacaciones, planillas leyes sociales, rentas, etc.)

Este sistema se encuentra centralizado en las oficinas centrales, realizando aquí todos los procesos mensuales, y enviando por vía electrónica los datos a las zonales para que se imprima las remuneraciones mensuales del personal de esas zonas, encontrándose en cada una de estas un encargado de las remuneraciones para ayudar en este proceso y proveer de los cambios en la información del personal.

Abastecimiento – Gestión de Materiales

En este sistema se registran, controlan e informan los movimientos (entrada y salida) de materiales de los distintos almacenes maneja adecuadamente los niveles de inventario y entrega de la información necesaria para la administración de éstos

El sistema administra todo el proceso logístico de abastecimiento de la empresa, partiendo de las órdenes de compra, su relación con las cotizaciones realizadas, proporcionando a la vez una gestión de stocks, de forma tal de dar aviso de los materiales que requieren reposición, facilitando la dirección y control de los proveedores, contratistas y materiales, e la empresa.

Gestión de Activos – Control de Activo Fijo

Realiza el registro y control del activo Fijo, su corrección monetaria, vida útil, depreciación, ubicación física y demás movimientos que afectan, manteniendo un control adecuado sobre estos bienes que representan montos importantes del activo de la empresa.

Sistemas Centrales u Ofimática

A este sistema se encuentran conectados todos los usuarios de los sistemas informáticos, los que requieren el uso y consulta de los diversos sistemas, intercambio de información, impresión, etc.

Los sistemas centrales engloban el software necesario para el correcto funcionamiento de los sistemas informáticos: operación, comunicación necesaria para todos los usuarios que lo requieran dentro de la red corporativa.

Sistema de Utilities

El sistema de Utilities está compuesto por herramientas específicas orientadas a la gestión de empresas de "redes". Estos sistemas básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

Reparación y Emergencia	Interrelación con Call Center: Registro de llamadas de emergencia Ordenar salida de cuadrillas de reparación Registro estadístico
Gestión de Mantenimiento	Ejecución de servicios de manutención correctiva Mantenimiento de emergencia Mantenimiento de preventivo Registro de datos maestros da mantenimiento Seguimiento de Contratistas
Sistema de Información Geográfica	Integración con demás sistemas. Interactúa con sistema de mantención y reparación de emergencia Análisis y cálculos Creación de cartografía Creación de informes Visualización de Consultas

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 176
ENTRE RÍOS

Sistema de Clientes	Procesos de mantenimiento de bases de datos y archivos. Módulo de atención de Clientes Adquisición datos de Lectura de Medidores Proceso de Facturación de Suministro Eléctrico Facturación de servicios no periódicos Prestación de servicios y facturación a clientes sin suministros Proceso de contabilización de la facturación Proceso de contabilizaciones de Modificaciones a la Facturación. Proceso de recaudación Proceso del cierre diario de las Operaciones Módulo de Estadísticas e informes de Cierre y Gestión diarios Proceso de Cierre de Mes Módulo de Estadísticas e informes de cierre y gestión Administración de Contratos de Suministro

Sistema de Reparación y Emergencia

Este sistema tiene estrecha vinculación con el Call Center, ya que el sistema de Reparación y Emergencia se registran las llamadas de emergencia que generan órdenes de trabajo de manutención o reparación solicitada por los clientes. Se lleva el control de las órdenes de trabajo y se almacena para su posterior tratamiento estadístico. A su vez valoriza los trabajos efectuados asignando los gastos a los centros de costos correspondientes.

Sistema de Gestión de Mantenimiento

El Sistema de Mantenimiento se encarga de llevar el registro de las operaciones de mantenimiento que ejecutan sobre las instalaciones de la empresa, permitiendo el control de los servicios de cuadrillas, facilitando el control preventivo de las instalaciones de la distribuidora. Este sistema posee enlaces con los sistemas de reparación y emergencia y con el geográfico.

Sistema de Información Georeferenciada (GIS)

Permite la creación, modificación y acceso a la información georeferenciada, mediante una base de datos geográfica que integre la información de la red con los datos de los clientes. Entre las prestaciones del sistema se encuentra la de entregar interfaces a los diferentes niveles de usuarios del sistema e interrelacionarse con los demás sistemas de la empresa.

Colabora estrechamente con el sistema de manutención y reparación de la red eléctrica, asistiendo a estos sistemas en la planificación y coordinación de las cuadrillas que ejecutan las dichas tareas.

Sistema de Clientes

El sistema de clientes contiene los procesos habituales requeridos en una empresa de redes, y engloba desde los módulos básicos de atención al cliente hasta la atención de Reparaciones y Emergencias. Una de sus más importantes funciones es la de realizar un correcto seguimiento y control de todos los procesos relacionados con la atención al cliente en cada uno de los puntos de atención. Adicionalmente debe tener disponible información histórica de 1 o 2 años de antigüedad.

El sistema posee interrelación con bancos y centros de pago (por ejemplo, supermercados) y con diversos contratistas que prestan servicios de lectura de medidores, reparto de facturas, etc.

El equipamiento previsto y las licencias para implementar los sistemas informáticos descriptos son los siguientes

INFRAESTRUCTURA

Equipamiento	Rubro	Tipo	Descripción
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Conversores	Transceivers para Switches de FO
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Racks	Racks para instalación de servidores, storage, switches, etc. en los centros de datos
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Server	Servidores y componentes para servidores
Informática Software	Equipamiento Informático	Software	Incluye todo el software utilizado en ENERSA. Sistemas operativos (Windows, Linux, AIX), virtualización (Vmware, IBM, Citrix), bases de datos (Oracle, SQL Server), middleware, y los sistemas que se usan en Enersa: OPEN SGC, SGD, Oracle EBS, Hyperion, Meta4, Sistema de Gestión de Flota, Sitio Web, Portal Móvil, etc. Además de todo el software necesario para el ciclo de vida de estos sistemas los sistemas: herramientas de desarrollo, monitoreo, backup, etc.
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Storage (unidad Back Up)	Sistemas de almacenamiento de datos. Storage y Tape Libraries
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Switch	Switches de FO
Informática Hardware	Equipamiento Informático	Terminal	Consolas KVM para racks

MICROINFORMATICA

Equipamiento	Rubro	Tipo	Descripción
Informática Hardware	Docking Station	Accesorios	Accesorio de conexión
Informática Hardware	Grabadora de Voz	Accesorios	Accesorio
Informática Hardware	Impresoras	Equipos	Impresión tarjetas y etiquetadoras
Informática Hardware	Jet Direct	Placa	Placa de red
Informática Hardware	Licencia	Licencias	Softwares
Informática Hardware	Monitor / TV	Equipos	Video
Informática Hardware	Notebook	Equipos	Computadoras
Informática Hardware	Otros bienes	Inversores	Inversores de corriente
Informática Hardware	PC	Equipos	Computadoras
Informática Hardware	Plotter	Equipos	Impresoras alta calidad
Informática Hardware	Proyector	Equipos	Proyección
Informática Hardware	Retroproyectores	Equipos	Proyección
Informática Hardware	Scanner	Periféricos	Periféricos de entrada
Informática Hardware	Tablets	Equipos	Equipo móvil
Informática Hardware	Terminales	Colectoras	Equipo móvil
Informática Hardware	Llave física	Llave	Acceso físico

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 177
ENTRE RÍOS

SEGURIDAD INFORMATICA

Equipamiento	Rubro	Tipo	Descripción
Informática Hardware	REGISTRADORES DE INGRESO / EGRESO DEL PERSONAL	RELOJES DE MARCACIÓN	Equipos para control de horarios, ingreso y egreso del personal
Informática Hardware	SISTEMA DE PREVENCIÓN DE INTRUSIONES	IPS DE PROXIMA GENERACIÓN	Solución de seguridad perimetral en la red corporativa. Conjunto de hardware, firmware, software y suscripción a Internet

TELECOMUNICACIONES Y SCADA

Equipamiento	Rubro	Tipo	Descripción
Telecomunicaciones	Infraestructura de Telecomunicaciones	Red de Interconexión Servicio Voz/Datos	Incluye Cableados, Radio Enlaces, Planteles de FO, Cableado Estructurado para interconectar con voz / datos, Routers, switch, utm, firewalls
Telecomunicaciones	Infraestructura de Telecomunicaciones	Infraestructura de Radios 2V	Móviles, Portátiles, Server de Infraestructura Central, Mástiles, Shelters, Software
Telecomunicaciones	Infraestructura de Telecomunicaciones	Infraestructura Telecomunicaciones SCADA	Gabinetes, bastidores, RTU, Conversores, EQ de Tele protección, Duplexores FO
Telecomunicaciones	Infraestructura de Telecomunicaciones	Sistemas Ininterrumpido Alimentación	UPS Centro de Datos y UPS Rackeables
Informática Software	SCADA	Sistema SCADA	Software y Hardware Sistema SCADA Central

APÉNDICE 2 - MODELO MEC-ROMA

Introducción

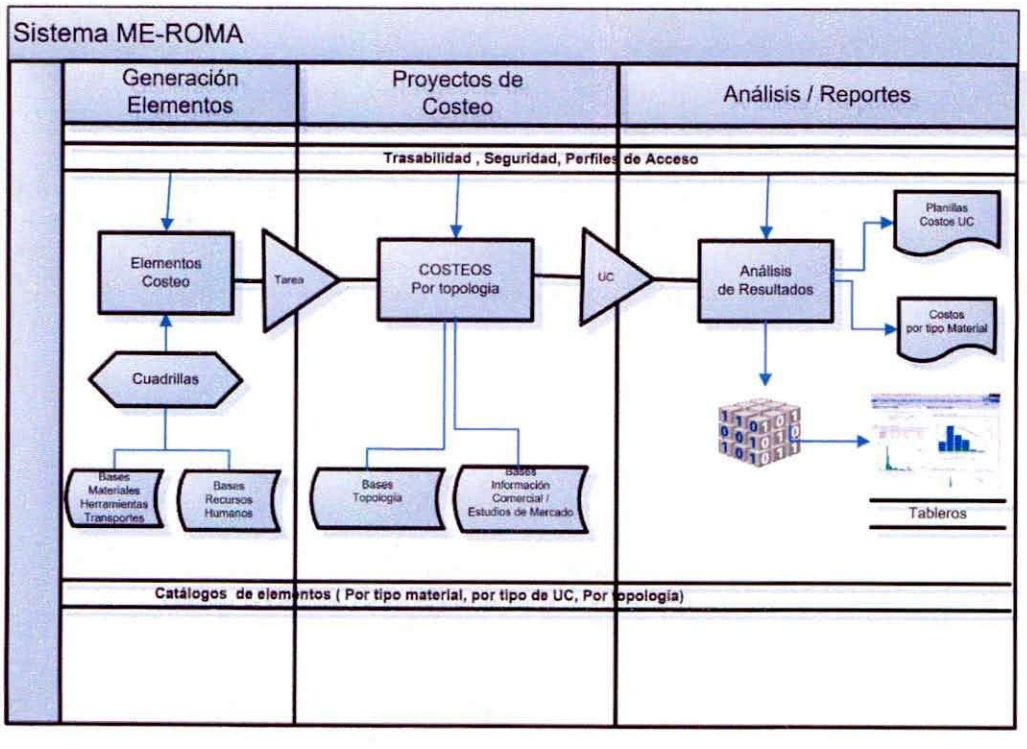
Para el cálculo de los costos de las actividades de explotación, el consultor utiliza un software especialmente desarrollado que asegura la trazabilidad, la facilidad de seguimiento y la consistencia de los datos y resultados. La aplicación fue desarrollada en MS Excel®.

El software desarrollado para el cálculo de los costos de administración y costos directos de operación y mantenimiento y comercialización se denomina **ME-ROMA** (Requirements for Operation, Maintenance and Administration), el mismo permite detallar las diferentes tareas que se realizan para *operar* el sistema eléctrico, llevar a cabo el *mantenimiento programado, correctivo* y *preventivo*, y describir los *costos* de su estructura administrativa y en términos generales permite considerar cualquier otra tarea que resulte necesaria considerar en el diseño de la ER.

Modelo Funcional

En el siguiente gráfico incorporamos una visión funcional del costeo, centrada en la trazabilidad y operación del sistema.

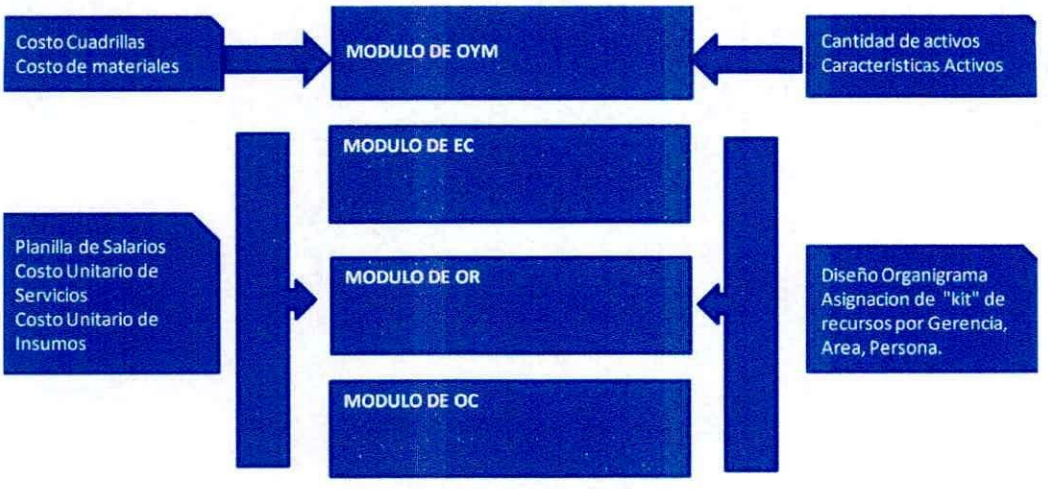
- Generación de elementos de costeo: está constituida por la base de datos de costos unitarios de materiales, servicios y salarios relevados del mercado.
- Proyectos de costeo: está constituida por la infraestructura de los activos físicos, y mercado de clientes.
- Análisis de resultados: son las tablas de salida según los requerimientos del Pliego.



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 178
ENTRE RIOS

Diagrama de Módulos

El siguiente gráfico denota los diferentes módulos que el sistema implementará para el cálculo de costos.



Existen tres módulos de cálculo donde se calculan los costos asociados a:

- Módulo de OyM: costos directos asociados a las tareas de campo tales como mantenimiento planeado y no planeado, lectura y reparto de facturas, etc.
- Sus datos de entrada son las pantallas de costo de cuadrillas y de materiales y de la base de activos físicos de la red adaptada.
- Módulo de EC (Estructura Central): costos asociados a la estructura central para las áreas técnica, comercial y administrativa.
- Módulo de OR (Oficina Regional): costos asociados a la estructura de las oficinas regionales que dan soporte y supervisión de las tareas de campo.
- Módulo de OC (Oficina Comercial): costos asociados a las oficinas comerciales.
- Sus datos de entrada son las pantallas de costos de salarios, servicios e insumos.

Módulo de OyM

La definición de los Procesos y Actividades de OyM se realiza sobre las diferentes Unidades Constructivas que definen las instalaciones de la empresa, las cuales se agrupan en diferentes tipos de Unidades Constructivas y Niveles de Tensión.

Todas estas agrupaciones de UC ubicadas en diferentes niveles de tensión, permite constituir una estructura del tipo "árbol" transformándose en la base sobre la cual se modela una Empresa de Referencia.

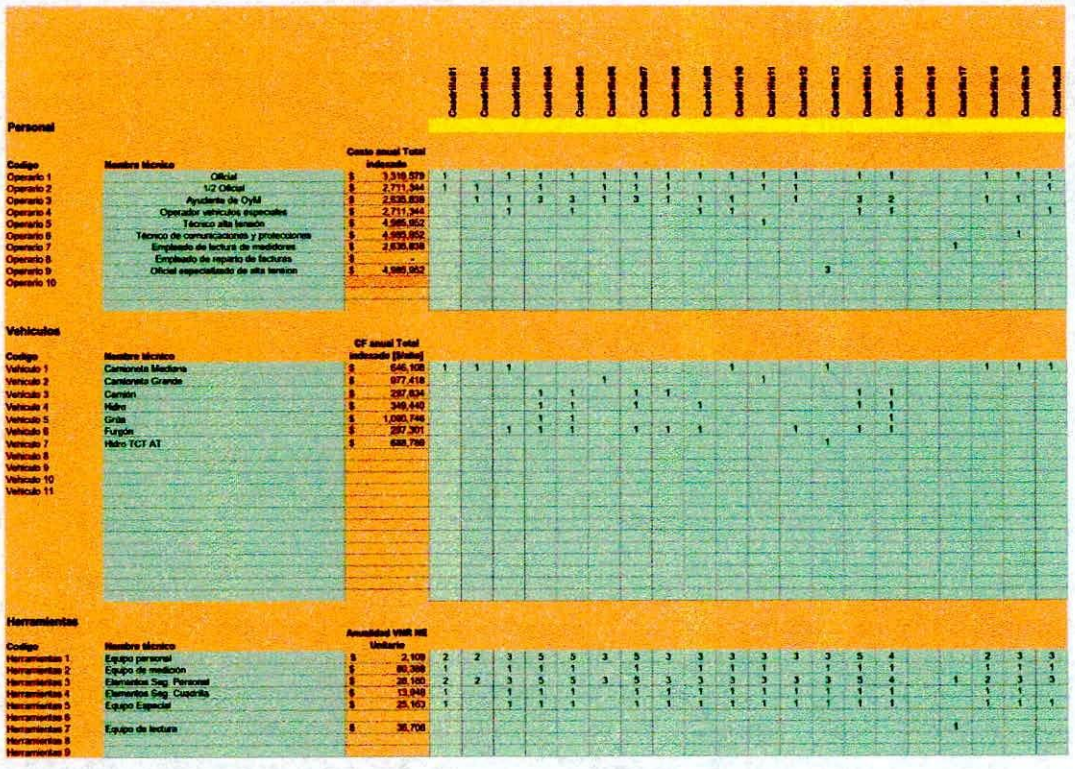
A continuación, se presenta un ejemplo de lo mencionado:

Pantallas de entrada de datos generales: en la misma se ingresan las actividades, niveles de tensión, horas hombre netas por año, etc.

Empresa	**ENERSA**		
Regional	-		
Cant. CO	1		
TC	84.16		
Datos Generales			
Nivel de Tensión			
	Código	**Detalle**	
	BT		
	AT		
	N/D		
Segmento			
	Código	**Detalle**	
	RED		
	EETT		
	EQUIPOS		
	N/D		
Tipo			
	Código	**Detalle**	
	AEREA		
	SUBTERRANEA		
	NIVEL		
	AEREA (Equipos)		
	N/D		
Densidad			
	Código	**Detalle**	
	RURAL		
	URBANO		
	SEMIURBANO		
	N/D		
Calcular con Formulario	no		
Mano de Obra			
F. disponibilidad emergencias	0.6		
Horas año laborables	1549		
Sobrecarga	0%		
Traslado			
	Distancia media de traslado [km]	**F. ajuste de velocidad**	
RURAL	58	3	
URBANO	22	1	
SEMIURBANO			
% Personal Propio AT-MT			
% Personal Propio TCT			
% Personal Propio BT-AP			
% Personal Propio Comercial			
	Detalle	**Código**	
	Operación	Op	
	Mantenimiento	Ma	
	Comunicaciones	Co	
	Mediciones	Me	
	Emergencias	Em	
	Servicios Art 116	Ar	
	Otros Servicios Asociados	Sa	
	Control de Pérdidas	Pe	
	Atencion Clientes BT	CB	
	Atencion Clientes AT	CA	
Actividades			
	Detalle	**Código**	
	Distribución AT aérea	11	
	Distribución AT subterránea	12	
	Distribución BT aérea	21	
	Distribución BT subterránea	22	
	Subestaciones de distribución aéreas	25	
	Subestaciones de distribución subterráneas	26	
	Atencion Clientes BT	32	
	Atencion Clientes AT	31	

Pantalla de entrada de datos de recursos específicos de OyM: se ingresa la conformación de las cuadrillas en cantidad y categoría de personal que la integra, vehículos y herramientas asociadas y el costo unitario de los recursos involucrados.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 179
ENTRE RIOS



Personal

Codigo	Nombre técnico	Costo anual Total indexado
Operario 1	Oficial	$ 3,318,579
Operario 2	1/2 Oficial	$ 2,711,344
Operario 3	Ayudante de OyM	$ 2,535,839
Operario 4	Operador vehículos especiales	$ 2,711,344
Operario 5	Técnico alta tensión	$ 4,980,952
Operario 6	Técnico de comunicaciones y protecciones	$ 4,980,952
Operario 7	Empleado de lectura de medidores	$ 2,535,839
Operario 8	Empleado de reparto de facturas	$ -
Operario 9	Oficial especializado de alta tensión	$ 4,980,952
Operario 10		

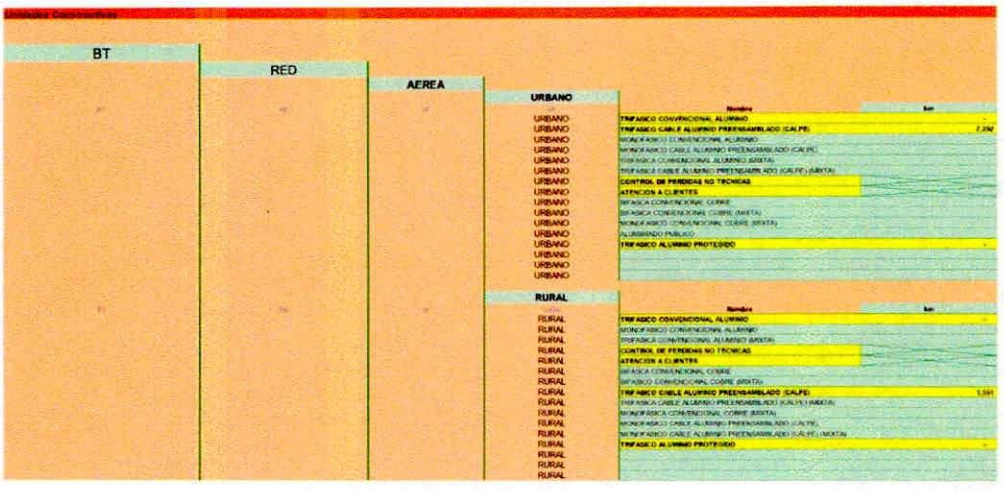
Vehículos

Codigo	Nombre técnico	CF anual Total indexado [$/año]
Vehículo 1	Camioneta Mediana	$ 646,108
Vehículo 2	Camioneta Grande	$ 977,418
Vehículo 3	Camión	$ 297,634
Vehículo 4	Hidro	$ 340,440
Vehículo 5	Grúa	$ 1,080,746
Vehículo 6	Furgón	$ 297,301
Vehículo 7	Hidro TCT AT	$ 688,788
Vehículo 8		
Vehículo 9		
Vehículo 10		
Vehículo 11		

Herramientas

Codigo	Nombre técnico	Anualidad VNR HE Unitario
Herramientas 1	Equipo personal	$ 2,109
Herramientas 2	Equipo de medición	$ 80,389
Herramientas 3	Elementos Seg. Personal	$ 28,180
Herramientas 4	Elementos Seg. Cuadrilla	$ 13,949
Herramientas 5	Equipo Especial	$ 25,163
Herramientas 6		
Herramientas 7	Equipo de lectura	$ 36,706
Herramientas 8		
Herramientas 9		

Pantalla de datos de activos físicos y sus características: se ingresa las cantidades físicas de cada tipo de activo y sus características (cantidad aisladores, cantidad de postes por tipo, etc.).

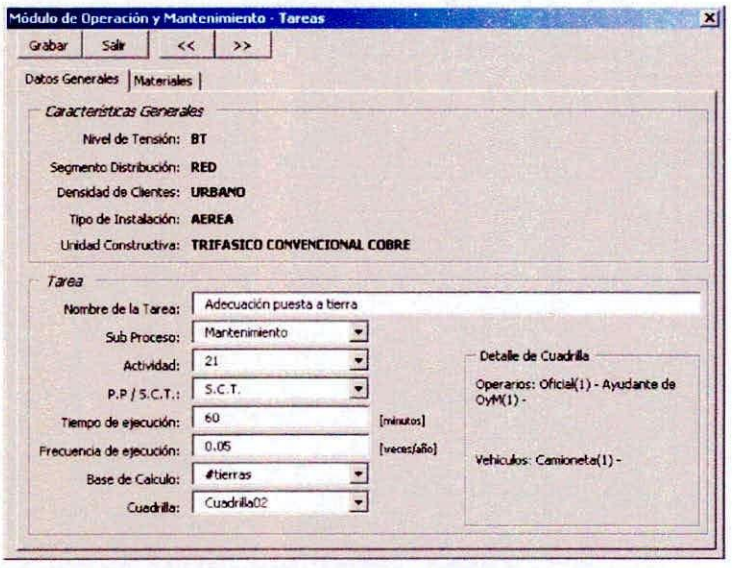


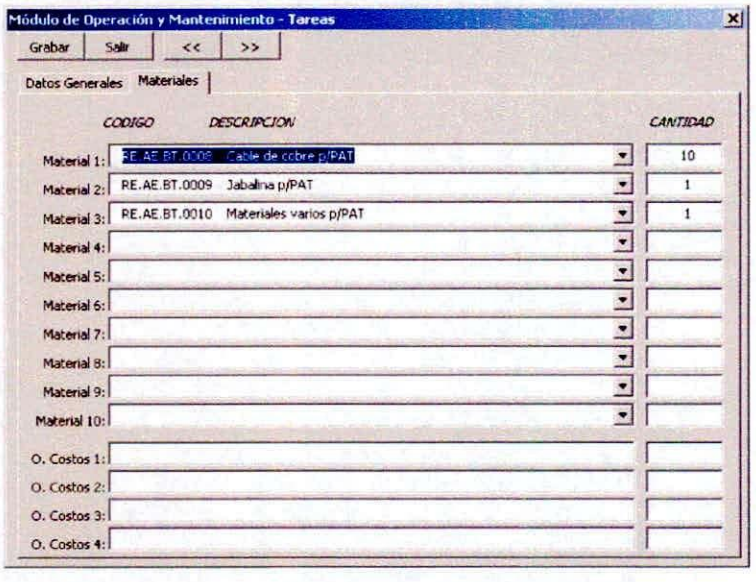
Esta estructura de árbol describe las instalaciones de la empresa admitiendo así una amplia flexibilidad para realizar el escenario de simulación de costos, la posibilidad de realizar la tarea con un nivel de desagregación y detalle que permitirá obtener los resultados de manera clara, precisa, trazable y con la capacidad para generar las tablas de presentación de resultados.

Las tareas de OyM se asocian a una UC, las mismas son definidas e incorporadas al modelo a través de un formulario específico, en el cual se debe introducir en detalle cada uno de los componentes de la tarea y la clasificación de la misma según resulte necesario:

Como se muestra en las siguientes pantallas del modelo, en la primera se presenta la codificación y definición de la tarea, el tiempo de ejecución, la frecuencia anual de ejecución, la base de cálculo, la cuadrilla asignada para la ejecución de esta tarea, etc.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 180
ENTRE RÍOS



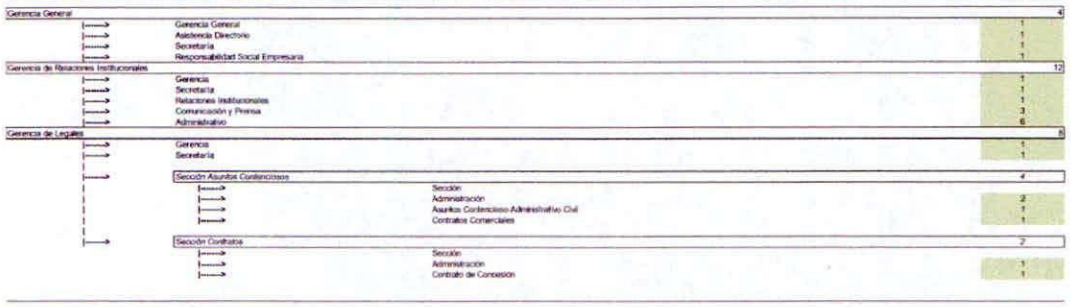


Una de las capacidades más importantes que maneja el software es que, se pueden generar nuevos escenarios desde uno anterior o inicial permitiendo al consultor comparar distintos resultados de costeo a la luz de cambios en aspectos externos al proceso, resultando así una herramienta de ágil respuesta.

Módulo de EC

Este módulo tiene su núcleo en el diseño de la estructura organizacional de la ER que se realiza mediante estándares comparativos con otras empresas, implementados a través de algoritmos de cálculo que definen la cantidad de personas por área de gestión.

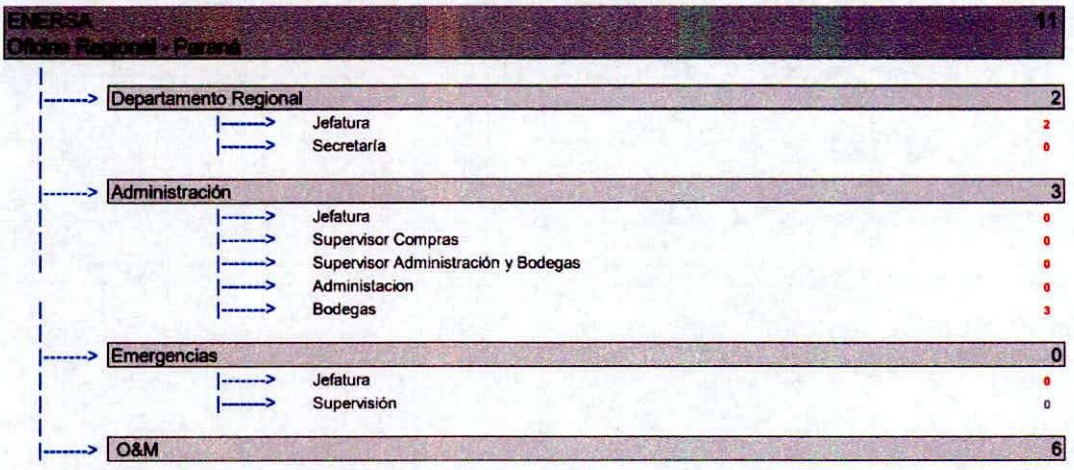
En la siguiente pantalla se muestra el área de diseño de una parte de la estructura organizacional:



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 181
ENTRE RÍOS

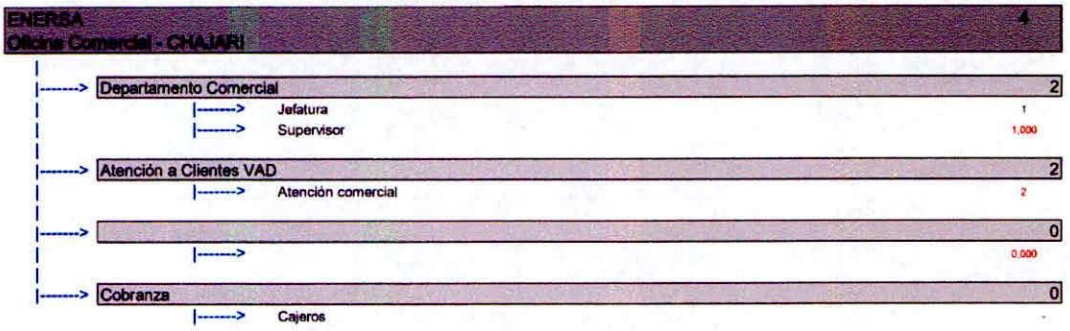
Módulo de OR

El área clave de este módulo es el diseño de la estructura organizacional donde se dimensiona la cantidad de personal de supervisión de tareas de campo en función de algoritmos de cálculo que tienen en cuenta la cantidad de cuadrillas por tipo (emergencias, preventivo) del modelo de OyM.



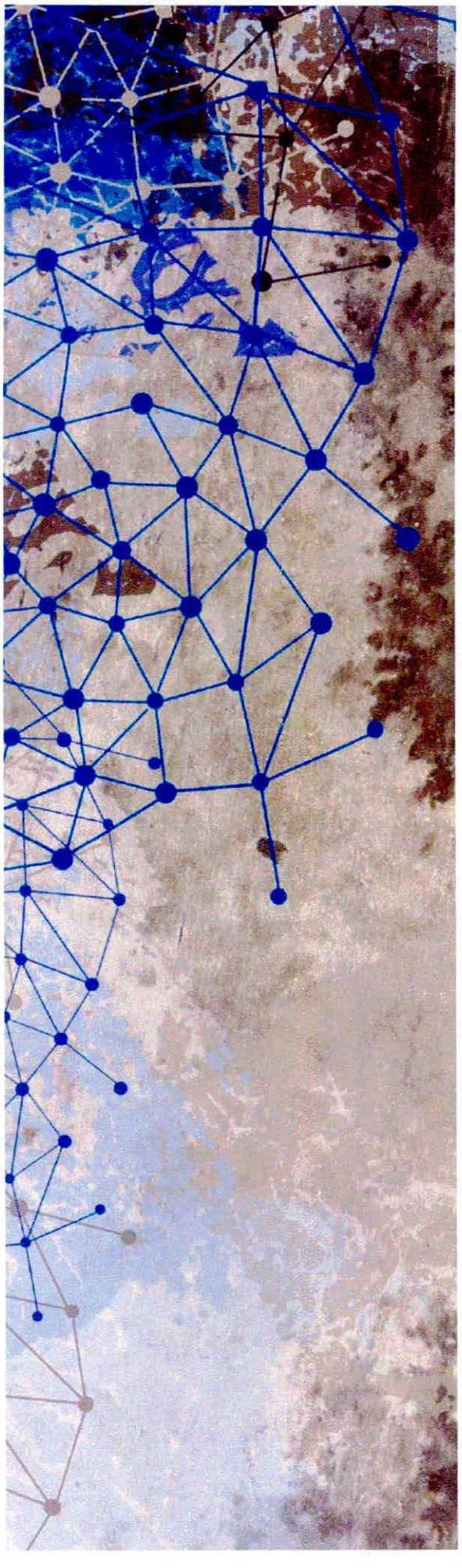
Módulo de OC

En este módulo se dimensionan cada una de las oficinas comerciales para lo cual el modelo calcula la cantidad de empleados de oficinas comerciales, cajeros, en función de algoritmos que utilizan como dato de entrada la cantidad de clientes.



Finalmente existe un Módulo de tablas de salida que contiene los resultados de los cálculos realizados con los formatos y desagregación requeridos.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 182
ENTRE RÍOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo V – Informe: Caracterización de la demanda

Preparado para:

Enersa

Mayo - 2022
M 2102

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 5
2. ENFOQUE METODOLÓGICO 5
2.1. Error de Estimación 7
3. ETAPA III - PROCESAMIENTO 8
3.1. Base de Datos 8
3.2. Tamaño de la muestra 9
3.3. Procesamiento de datos y cálculo de los parámetros 10
4. RESULTADOS DEL PROCESAMIENTO 15
4.1. Caracterización T1 15
4.2. Caracterización T2, T3, T4 y T5 18
4.3. Caracterización Peajes 23
5. FACTORES RESULTANTES PARA EL CÁLCULO TARIFARIO 26
5.1. Agrupamiento por código Tarifario 26
5.1. Agrupamiento por Grupo Tarifario 27
6. FACTOR DE POTENCIA DE TARIFAS DE PEQUEÑAS DEMANDAS 28
7. BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA 29

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 183
ENTRE RÍOS

GME

Índice de tablas y gráficos

Tabla 1 Mercado de ENERSA 8
Tabla 2 Estructura de la base de datos 9
Tabla 3 Tamaño de la muestra 9
Tabla 4 Factores de participación por bloque horario 26
Tabla 5 Factores de carga y coincidencia 26
Tabla 6 Factores de participación por bloque horario y grupo tarifario 27
Tabla 7 Factores de carga y coincidencia por grupo tarifario 27
Tabla 8 Factor de potencia de tarifas de pequeñas demandas 28

Gráfico 1 Etapas del proceso 7
Gráfico 2 Ejemplo de cálculo FC 11
Gráfico 3 Ejemplo de cálculo Yp, Yr, Yv 11
Gráfico 4 Ejemplo de cálculo Factor de coincidencia 13
Gráfico 5 Asignación por picos no coincidentes 14
Gráfico 6 Perfil de consumo tarifa T1A 15
Gráfico 7 Perfil de consumo tarifa T1E 15
Gráfico 8 Perfil de consumo tarifa T1G 16
Gráfico 9 Perfil de consumo tarifa T1L 16
Gráfico 10 Perfil de consumo tarifa T1R 17
Gráfico 11 Perfil de consumo tarifa T1V 17
Gráfico 12 Perfil de consumo tarifa T1W 18
Gráfico 13 Perfil de consumo tarifa T2D 18
Gráfico 14 Perfil de consumo tarifa T3B 19
Gráfico 15 Perfil de consumo tarifa T4 (estimado) 19
Gráfico 16 Perfil de consumo tarifa T5B 20
Gráfico 17 Perfil de consumo tarifa T3M 20
Gráfico 18 Perfil de consumo tarifa T5M 21
Gráfico 19 Perfil de consumo tarifa T3A 21
Gráfico 20 Perfil de consumo tarifa T5A 22
Gráfico 21 Perfil de consumo tarifa P3B 23
Gráfico 22 Perfil de consumo tarifa P3M 23
Gráfico 23 Perfil de consumo tarifa P3A 24

Gráfico 24 Perfil de consumo tarifa P5A 24
Gráfico 25 Perfil de consumo tarifa P3S 25
Gráfico 26 Perfil de consumo tarifa P5S 25
Gráfico 27 Factor de potencia de tarifas de pequeñas demandas 28

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 184
ENTRE RÍOS

1. INTRODUCCIÓN

La formulación de tarifas para categorías homogéneas de clientes requiere la identificación del patrón de consumo esperado para cada grupo, con el objetivo de asignar los costos del servicio de acuerdo con el criterio de responsabilidad en el uso del sistema eléctrico y los costos de abastecimiento de energía.

El patrón de consumo se obtiene a partir de la realización de una campaña de medición realizada sobre una muestra de usuarios representativa de cada uno de los mencionados grupos, con el fin de obtener una curva de carga que represente el consumo esperado en cada uno de ellos.

Las curvas de carga expresan las necesidades energéticas esperadas de los usuarios y son el punto de partida para cualquier análisis de regulación de oferta, pero son también el resultado de todas las acciones sobre la demanda. Un conocimiento suficiente de las curvas de carga es entonces una necesidad para la definición de las tarifas.

La identificación de modalidades de consumo características permitirá revisar críticamente los coeficientes de asignación de los costos de distribución a los parámetros tarifarios, midiendo probabilidades de participación de los consumos en los costos propios y de abastecimiento de potencia y energía. Asimismo, permitirá agrupar clientes o grupos de clientes homogéneos bajo determinados patrones, creando nuevas categorías tarifarias o modificando las actuales, si esto resultara conveniente.

Entonces, el objetivo de la campaña de caracterización de la carga de los grupos de usuarios homogéneos de las distribuidoras es identificar dichas modalidades de consumo a fin de determinar la responsabilidad que cada uno tiene en la curva de carga diaria de la distribuidora.

La obtención de mediciones sistemáticas, además de ser útil para la determinación de los factores de asignación, permite también la realización de estudios más precisos del sistema eléctrico tales como el dimensionamiento de redes, detección de nuevos usos de energía y desarrollo de modelos sectoriales para la agregación de cargas y estudios de pérdidas técnicas y no técnicas.

2. ENFOQUE METODOLÓGICO

El mercado de energía eléctrica presenta características particulares que lo diferencian del de otros bienes, pudiendo arribarse a su estudio desde dos puntos de vista:

Del cliente: "las empresas eléctricas, aparentemente producen y venden dos bienes relacionados entre sí: la potencia y la energía eléctrica". La realidad es que producen y venden tantos bienes como grupos de clientes homogéneos tengan en el mercado. Un criterio para considerar la división del mercado podría ser en función de la actividad principal que desarrollan: residencial, comercial, industrial y otros. Otro criterio podría ser en función del uso que se le da a la energía eléctrica: fuerza motriz, iluminación, etc.

De la empresa productora y/o distribuidora: la energía eléctrica se caracteriza por el hecho elemental que es un bien no almacenable. En efecto, dada su naturaleza ondulatoria, la energía no se genera, transporta o distribuye jamás bajo la forma de energía almacenada, sino bajo la forma de potencia.

Es por ello por lo que, el ajuste permanente de la oferta y la demanda es la tarea esencial del

productor - distribuidor.

Una manera de lograr este ajuste es adaptar la oferta a la demanda, según los momentos en que el cliente consume energía. Se trata entonces de optimizar las inversiones de producción, transmisión y distribución para poder satisfacer la demanda (es decir las curvas de carga en los diversos niveles de red) a mínimo costo.

Pero la demanda no puede ser considerada como un dato o variable exógena. El ajuste buscado entre oferta y demanda puede lograrse actuando sobre esta última. Para ello existen dos métodos:

- **Método indirecto**: consiste en ejercer una acción sobre el consumo a través de políticas tarifarias. Por ejemplo, estableciendo tarifas especiales con precios diferenciales según las horas y los días, pudiendo obtenerse esto mediante el análisis y la clasificación de una muestra estadística de las curvas de carga de los clientes.
- **Método directo**: se emplea un sistema para conectar y desconectar cargas especiales, o sea se regula la carga por telecomando.

El desarrollo de los medios de regulación del sistema eléctrico por acciones sobre la demanda disminuye las necesidades de recursos necesarios respecto del de la regulación sobre la oferta, logrando economías sustanciales.

Entonces el mercado de la energía eléctrica puede subdividirse y analizarse según la modalidad de consumo, o modos de uso de la potencia horaria, de los distintos grupos de clientes, es decir según las curvas de carga.

Siendo las curvas de carga una representación completa de la demanda de potencia eléctrica de los clientes, su conocimiento permite llevar la documentación primaria de la empresa sobre la energía que genera, transmite y distribuye.

La formulación de tarifas por categorías homogéneas de clientes encuentra una solución válida solo en una asignación racional de los costos, y en particular de los costos fijos. Este objetivo se alcanza sobre la base del conocimiento de las curvas de carga, siendo una premisa necesaria para la racionalización de los consumos de energía eléctrica, la minimización de los costos de gestión de las instalaciones y la equidad en el tratamiento de los clientes.

Las curvas de carga, expresión de las necesidades energéticas de los usuarios, son el punto de partida para cualquier análisis de regulación de oferta, pero son también el resultado de todas las acciones sobre la demanda. **Un conocimiento suficiente de las curvas de carga es entonces una necesidad para el tarifador.** Asimismo, el conocimiento de las curvas de carga permite verificar la admisibilidad de los flujos de potencia en los componentes individuales de la red y evaluar su confiabilidad en sus distintas configuraciones.

Esta necesidad aparece, en el proceso de fijación de tarifas, tanto en la etapa de planificación de las inversiones como en el agrupamiento de los clientes en categorías de consumo a efecto de determinar las responsabilidades de cada categoría sobre las inversiones y costos de operación y mantenimiento resultantes.

En términos generales, una campaña de caracterización de la carga consta de una etapa preliminar de identificación de las principales características o factores que definen las curvas de carga y dos etapas adicionales de análisis e implementación, en las que se analizan los datos del mercado y se definen los puntos de medición y finalmente su posterior procesamiento.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 185
ENTRE RÍOS

De esta manera, las etapas del estudio de curvas de carga comprenden:

- Diseño,
- Implementación y,
- Procesamiento de la información.

Para cada una de las etapas mencionadas, los principales aspectos a considerar comprenden:

Gráfico 1 Etapas del proceso

ETAPA I	ETAPA II	ETAPA III
Diseño	Ejecución y Fiscalización	Procesamiento y Cálculo de los Parámetros
✓ Identificación de los parámetros a caracterizar: ✓ Factores de Forma ✓ Factores de Asignación ✓ Definición de los criterios generales para la selección de la muestra: ✓ Población ✓ Esquema de muestreo ✓ Tamaño ✓ Selección de la muestra ✓ Validación preliminar ✓ Definición de los puntos de medición: ✓ Límites de estratificación ✓ Tamaño de la muestra por grupo ✓ Sorteo de los puntos de medición	✓ Selección de los puntos de medición ✓ Definición del periodo de medición y requerimiento de equipos ✓ Desarrollo de las actividades de campo ✓ Instalación y retiro de los equipos ✓ Lectura y Almacenamiento de los registros ✓ Envío y control de la información ✓ Validación de los registros ✓ Asegurar correcta lectura ✓ Identificación de datos anómalos ✓ Resguardo de la información y mantenimiento de bases de datos de respaldo	✓ Procesamiento de la información recibida ✓ Evaluación de la homogeneidad interna de las clases de clientes adoptadas y la justificación de la separación de clases ✓ Identificación de posibles ajustes en los puntos de medición ✓ Cálculo de los parámetros ✓ Cálculo de coeficientes e índices representativos de las distintas clases ✓ Valoración de los márgenes de confianza e incertidumbre ✓ Elaboración de la curva acumulada para la empresa

El objetivo final de todo este proceso es definir los parámetros relacionados con la asignación de los costos de abastecimiento y costos propios de distribución a los cargos tarifarios, en función de las modalidades de consumo y el nivel de tensión en que se realice el suministro, para cada conjunto de usuarios.

Esta definición es de mucha importancia, ya que con la misma se asegura que de alguna manera, los ingresos reconocidos regulatoriamente sean consistentes con la facturación de la distribuidora durante el periodo tarifario.

Dado que ENERSA realiza de forma permanente una campaña de medición, en este informe se aborda el desarrollo de la Etapa III: Procesamiento y Cálculos de los parámetros, la cual se presenta en el siguiente capítulo.

2.1. Error de Estimación

En general, una investigación estadística se basa en el análisis de datos obtenido de un grupo determinado de objetos, quienes constituyen la **población** de interés que, en el caso de este estudio, está conformada por el universo de usuarios atendidos por ENERSA. A continuación, se presenta resumidamente la población objetivo del estudio de caracterización de la demanda (cantidad de usuarios promedio del periodo septiembre 2020 a agosto 2021):

Tabla 1 Mercado de ENERSA

Tipo Usuario	Nivel de Tensión	Cantidad
Residencial	Baja tensión	338,703
Rural	Baja tensión	7,335
General	Baja tensión	44,645
Mediana demanda	Baja tensión	1,662
Alumbrado	Baja tensión	1,057
Gran Usuario BT*	Baja tensión	917
Gran Usuario MT*	Media tensión	217
Gran Usuario AT*	Alta tensión	2
TOTAL		**394,537**

* Incluye usuarios de tarifa 3, tarifa 5 y peaje.

Sobre esta población, se pretende determinar parámetros característicos, en este caso la curva de carga con que distintos grupos de usuarios consume la energía eléctrica. Sin embargo, dadas las restricciones de costos, tiempo y otros recursos que implicaría llevar a cabo un **censo,** es decir medir toda la población, se recurre a analizar una **muestra** de la misma, es decir un grupo representativo de usuarios. Luego, a partir de la información obtenida de esta muestra se determinarán los parámetros de interés los cuales se harán extensivos a toda la población.

Los parámetros obtenidos para la muestra serán una buena aproximación de los parámetros correspondientes a la población, sin embargo, siempre existirá una diferencia entre ambos. El error estándar de estimación (d) es el valor que nos permite medir la diferencia que existe entre la media de la muestra respecto de la media poblacional, o de otra forma es una medida del error que se comete al adoptar la media de la muestra como un estimador de la media poblacional.

El error estándar se calcula con la siguiente expresión:

$$d = Z\frac{CV}{\sqrt{n}}$$

Donde:

- d= error estándar
- Z= es el valor crítico de la distribución normal asociado al nivel de confianza establecido (1.96 para un nivel de confianza de 95%)
- σ= coeficiente de variación de la variable de interés
- n= tamaño de la muestra.

3. ETAPA III - PROCESAMIENTO

La ejecución de la campaña de medición estuvo a cargo de ENERSA dado que los medidores se encuentran instalados de forma permanente, de esta forma en este capítulo se aborda la validación y el procesamiento de dichas mediciones.

3.1. Base de Datos

A los efectos de poder procesar la información suministrada por ENERSA, se conformó una base estructurada de la siguiente manera:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 186
ENTRE RIOS

Tabla 2 Estructura de la base de datos

Campo	Nombre de campo	Tipo	Descripción
1	ID	Carácter	NIS
2	FECHA_REG	Fecha	Fecha
3	HORA_REG	Carácter	Hora:Minuto
4	POTENCIA_A	Numérico	KW medio de los 15 minutos
5	TIPO_DIA	Carácter	H: hábil – S: sábado – D: domingo y feriado
6	TARIFA	Carácter	Código tarifario

Se creo una base de datos para cada uno de los siguientes grupos tarifarios: T1, T2, usuarios telemedidos (T3 y T5) y usuarios de peaje.

Las lecturas se validaron mediante una comprobación de los registros, por ejemplo, graficando el perfil de carga durante el período, a fin de comprobar los puntos faltantes o aquellos que representen situaciones anómalas. Asimismo, se detectaron mediciones anómalas y mediciones con ceros, las cuales fueron desestimadas para el procesamiento.

3.2. Tamaño de la muestra

En este numeral se presenta el tamaño de la muestra empleado en cada grupo tarifario, para lo cual se presenta una tabla conteniendo la cantidad de *usuarios medidos:*

Tabla 3 Tamaño de la muestra

Grupo Tarifario	Tarifa	Tamaño de la muestra
General	T1G	422
Rural	T1E	33
Residencial	T1R	382
Residencial	T1V	42
Rural	T1L	184
Rural	T1A	69
Rural	T1W	14
T2	T2	210
GDBT	T3B	383
GDBT	P3B	8
GDMT	T3M	41
GDMT	P3M	8
GDMT	T3A	19
GDMT	T5A	35
GDMT	T5M	9
GDBT	T5B	1
GDMT	P3M	2
GDMT	P3A	2
GDAT	P3S	1
GDMT	P5A	2
GDAT	P5S	2

3.3. Procesamiento de datos y cálculo de los parámetros

3.3.1. Curvas de Carga Representativas

La curva de carga representativa de cada categoría tarifaria se calculó sobre la base de los registros considerados válidos como el promedio de los registros correspondientes a cada hora del día, para los días hábiles, sábado y domingos y feriados. Particularmente, para la categoría tarifaria T4 se utilizó una curva de carga estimada en función del horario promedio anual de encendido y apagado de las luminarias.

Para cada hora se calculó el error de estimación, observándose que en general los mismos se encuentra por debajo del 10%. En algunas pocas horas de las curvas de carga promedio de las tarifas T1E (uso rural general) y T1W (Residencial Social Rural) se observan errores en torno al 11%, sin embargo, en ambos casos el error promedio de estimación de ambas curvas de carga se ubica por debajo del 10%.

3.3.2. Obtención de parámetros

A los efectos del estudio tarifario, y considerando las fórmulas de asignación del contrato de concesión, se calcularon los siguientes cargos a partir de las curvas resultantes de cada categoría:

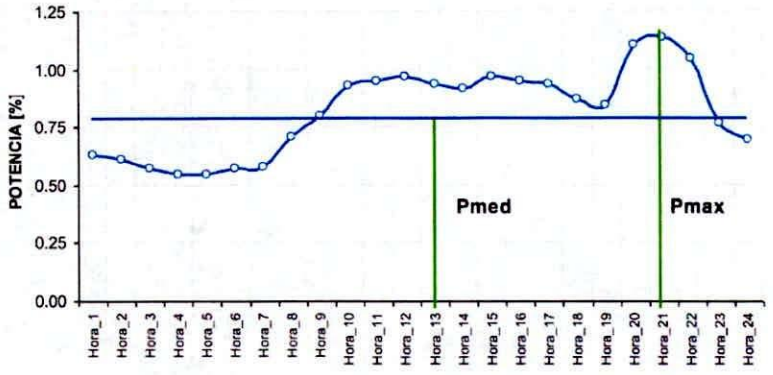
- Los Factores de Forma:
  - Factor de carga
  - Factores de participación por bloque horario
- Los Factores de Responsabilidad
  - Factores de coincidencia por categoría
  - Factores de coincidencia por nivel de tensión

a) Factor de carga

El factor de carga establece la relación entre la potencia media y la potencia máxima en un determinado período.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 187
ENTRE RÍOS

Gráfico 2 Ejemplo de cálculo FC



El factor de carga promedio diario se define como:

$$FC_d = \frac{1}{24}\frac{\sum_{i \epsilon vdia} \bar{X}(i)}{Pmax} = \frac{Pmed}{Pmax}$$

A los efectos del diseño de tarifas no se utiliza el factor de carga promedio diario, sino que se calcula el factor de carga medio anual de cada categoría tarifaria. Este factor se determina para todas las categorías tarifarias que tienen tarifas monómicas, tal como se nuestra a continuación:

$$FC_a = \frac{E_{Anual}/_{8760}}{Pmax_{CT}} = \frac{Pmed}{Pmax}$$

Donde E_{Anual} es la energía anual facturada a la categoría tarifaria "CT" y $Pmax_{CT}$ es la potencia máxima modelada a partir del estudio de caracterización de la carga para la categoría tarifaria "CT".

b) Factores de participación por bloque horario

Los factores de proporcionalidad de consumo relacionan los consumos de la categoría correspondiente, durante las horas de una banda horaria con la energía total.

Gráfico 3 Ejemplo de cálculo Yp, Yr, Yv

Horas de Punta	$Yp = \frac{\sum_{i \epsilon punta} \bar{X}(i)}{\sum_{i \epsilon dia} \bar{X}(i)}$
Horas de Resto	$Yr = \frac{\sum_{i \epsilon resto} \bar{X}(i)}{\sum_{i \epsilon dia} \bar{X}(i)}$
Horas de Valle	$Yv = \frac{\sum_{i \epsilon valle} \bar{X}(i)}{\sum_{i \epsilon dia} \bar{X}(i)}$

Donde los valores $\bar{X}(i)$ son los resultados que surgen de la curva de carga anual para la categoría tarifaria. La suma de estos tres factores es igual a 1. Los factores que resultan necesario determinar a los efectos del cálculo tarifario son:

- Yp: Factor de apropiación de la energía en Pico de la categoría i (Energía en Pico / Energía Total)
- Yr: Factor de apropiación de la energía en Resto de la categoría i. (Energía en Resto / Energía Total)
- Yv: Factor de apropiación de la energía en Valle de la categoría i. (Energía en Valle / Energía Total)

c) Factor de coincidencia

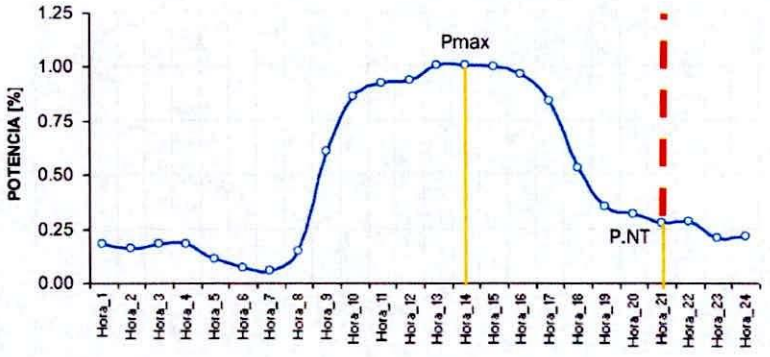
El factor de coincidencia relaciona el valor de potencia de la curva de carga de la categoría considerada, ocurrida a la hora de máxima exigencia en el nivel de tensión superior, con el valor de máxima potencia de la curva de carga de la misma categoría. También se puede calcular un factor de coincidencia para cada nivel de tensión.

Los factores se pueden calcular también considerando el momento o bloque horario del día, pudiéndose determinar factores de coincidencia en punta (FCP) relacionando la potencia en la hora de máxima en punta con la potencia máxima de la curva de carga, y factores de coincidencia fuera de punta (FCFP) relacionando la potencia en la hora de máxima fuera de punta con la potencia máxima de la curva de carga.

En este caso los factores de coincidencia en punta (FCPBH) y fuera de punta (FCFPBH) relacionan la potencia en la hora de máxima con la potencia máxima circunscriptas a la banda horaria considerada.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 188
ENTRE RÍOS

Gráfico 4 Ejemplo de cálculo Factor de coincidencia



Factor de Coincidencia $FcoinP_{NT} = \frac{P.NT}{Pmax}$; con NT: Nivel de tensión

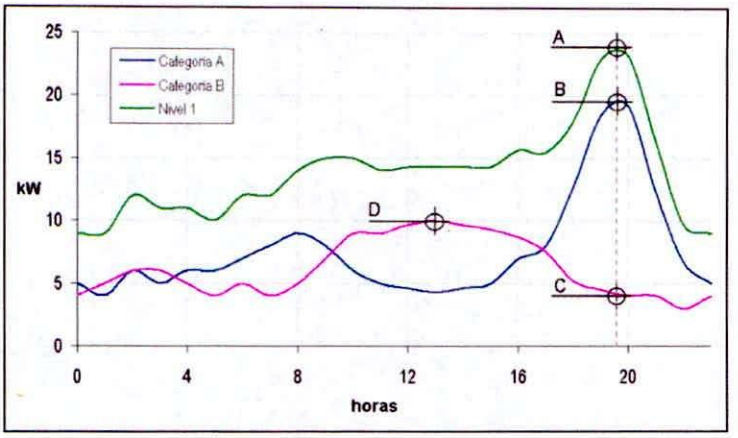
Como resultado de la aplicación de la metodología anteriormente indicada, se calcularon los siguientes parámetros:

- FcoinPBT: Factor de coincidencia externo de la categoría tarifaria CT con la máxima demanda de nivel de tensión BT
- FcoinPMT: Factor de coincidencia externo de la categoría tarifaria CT con la máxima demanda de nivel de tensión MT
- FcoinPAT: Factor de coincidencia externo de la categoría tarifaria CT con la máxima demanda de nivel de tensión AT

El resto de los factores tarifarios requeridos para la formulación de las distintas tarifas se calcula combinando datos obtenidos a partir de las curvas de carga y de la información contenida en la base de datos comercial de ENERSA.

Un análisis de las fórmulas tarifarias permite inferir que el criterio de asignación de costos previsto es "demanda coincidental". A continuación, se esquematiza dicho criterio:

Gráfico 5 Asignación por picos no coincidentes



A continuación, se muestra un ejemplo conceptual del criterio de asignación utilizado para el diseño de las tarifas de ENERSA, con el objeto de observar cómo se define la responsabilidad de cada categoría tarifaria y en consecuencia cómo debe producirse la recuperación de los costos calculados para un nivel de tensión genérico (Nivel 1).

Asumamos que se dispone de un monto de dinero (X1) a asignar a entre dos categorías tarifarias A y B (p.e. la remuneración estimada para la actividad de distribución en un nivel de tensión Nivel 1). Considerando el criterio de asignación mencionado, la responsabilidad en el uso del sistema de distribución de los usuarios A y B está dada por su máxima demanda, es decir los puntos B y D de la gráfica.

El monto a asignar a cada categoría es entonces proporcional a su demanda coincidental.

La responsabilidad y en consecuencia el monto de dinero que se tiene que recuperar en la categoría A es igual a:

$$= \frac{X1}{A} * B$$

Y la responsabilidad y en consecuencia el monto de dinero que se tiene que recuperar en la categoría B es igual a:

$$= \frac{X1}{A} * D$$

El término $\frac{X1}{A}$ se conoce como valor agregado de distribución unitario. Luego los términos B y D surgen de computar los factores de forma y responsabilidad y la variable de facturación (energía o potencia) de cada categoría tarifaria.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 189
ENTRE RÍOS

4. RESULTADOS DEL PROCESAMIENTO

A continuación, se presentan las curvas de carga resultantes para días hábiles expresadas en por unidad de la energía diaria (área debajo de cada curva es igual a la unidad) y el error de estimación de la demanda de cada hora.

4.1. Caracterización T1

Gráfico 6 Perfil de consumo tarifa T1A

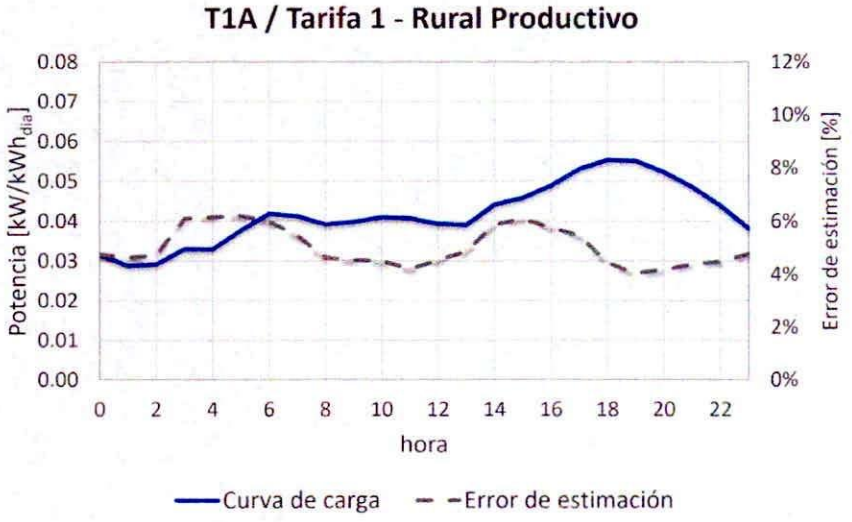


Gráfico 7 Perfil de consumo tarifa T1E

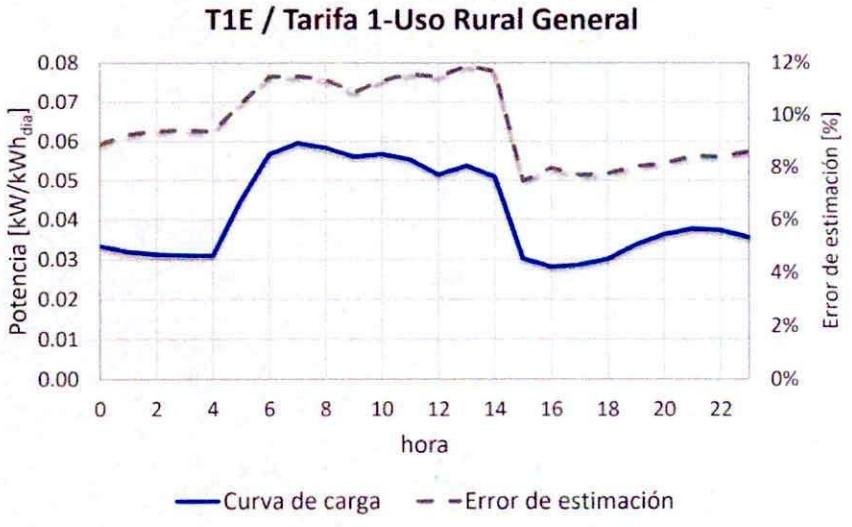


Gráfico 8 Perfil de consumo tarifa T1G

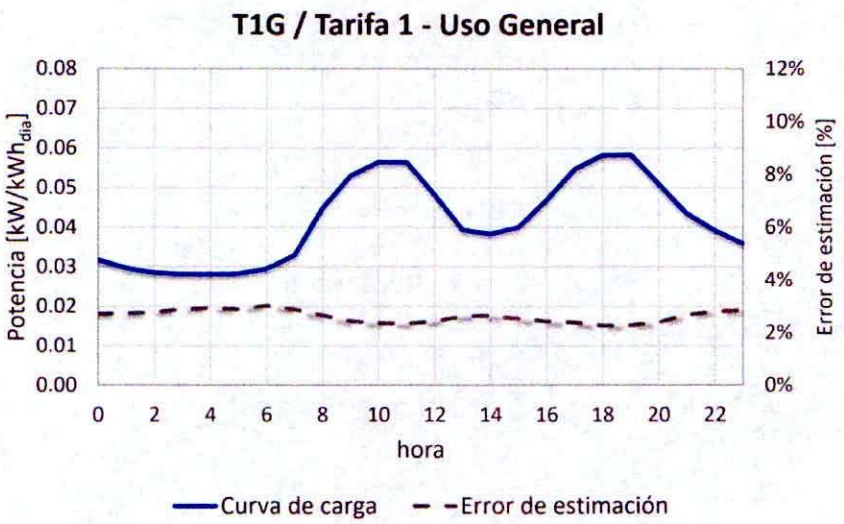
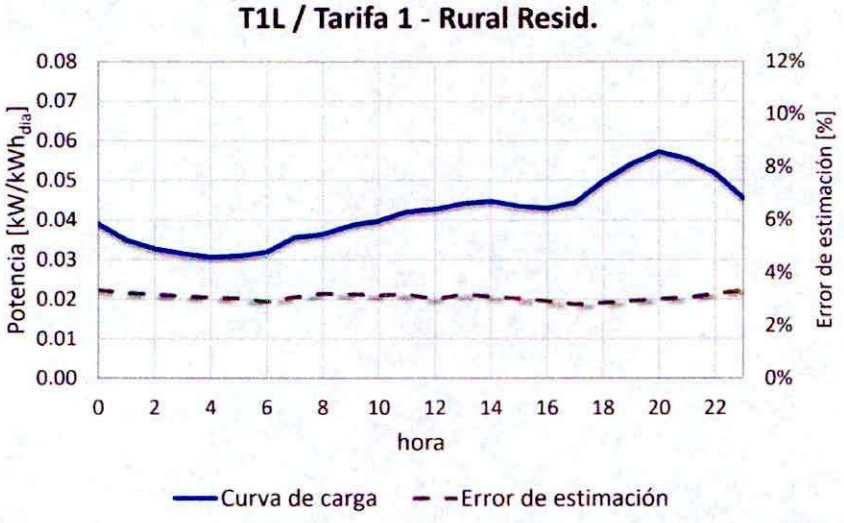


Gráfico 9 Perfil de consumo tarifa T1L



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 190
ENTRE RIOS

GME

Gráfico 10 Perfil de consumo tarifa T1R

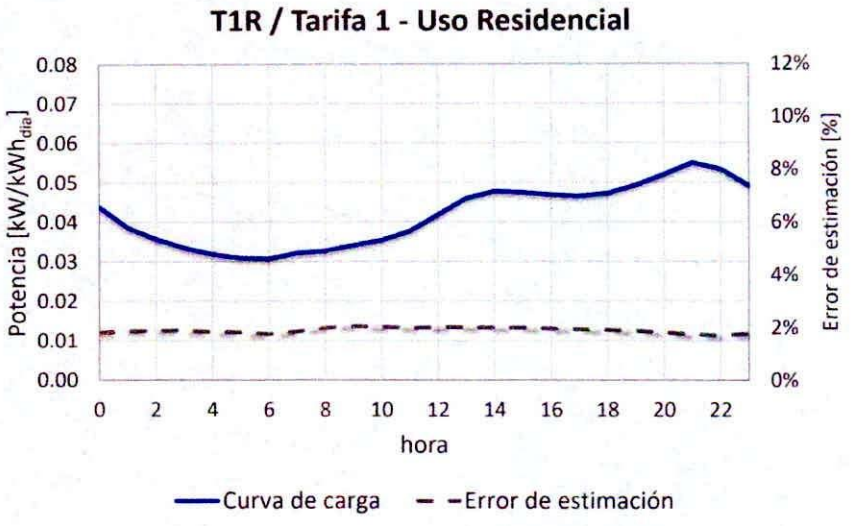


Gráfico 11 Perfil de consumo tarifa T1V

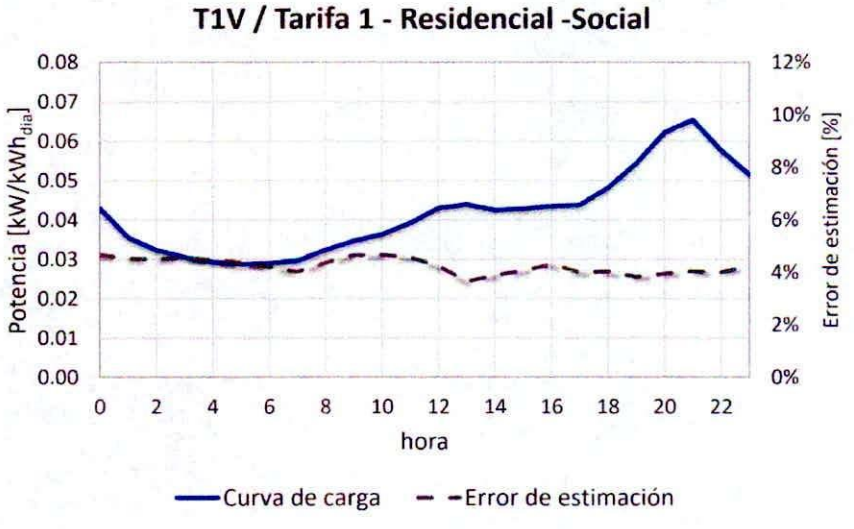
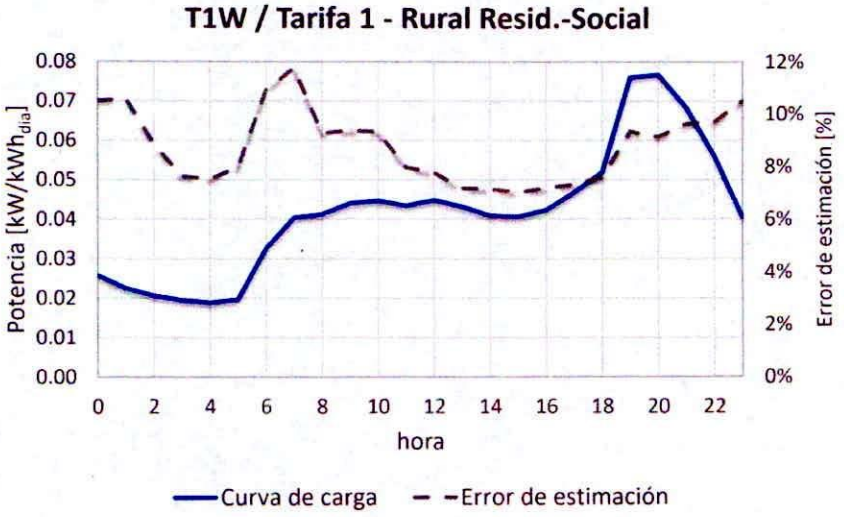
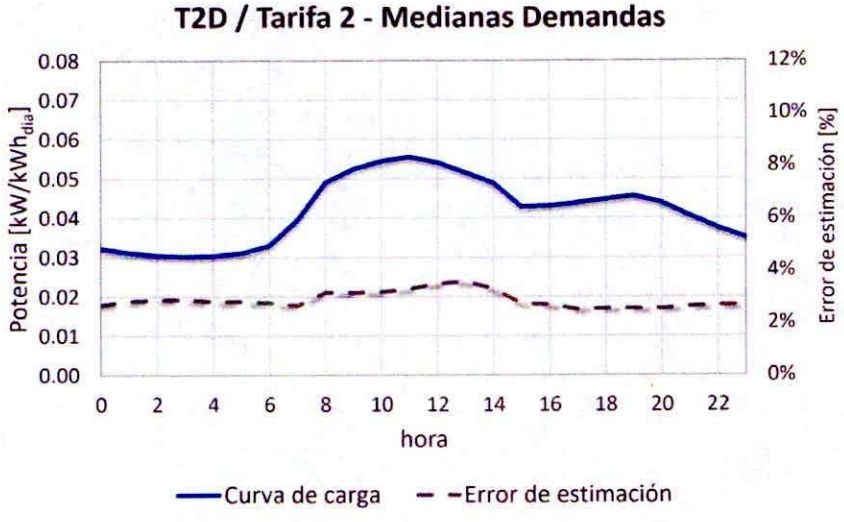


Gráfico 12 Perfil de consumo tarifa T1W



4.2. Caracterización T2, T3, T4 y T5

Gráfico 13 Perfil de consumo tarifa T2D



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 191
ENTRE RÍOS

Gráfico 14 Perfil de consumo tarifa T3B

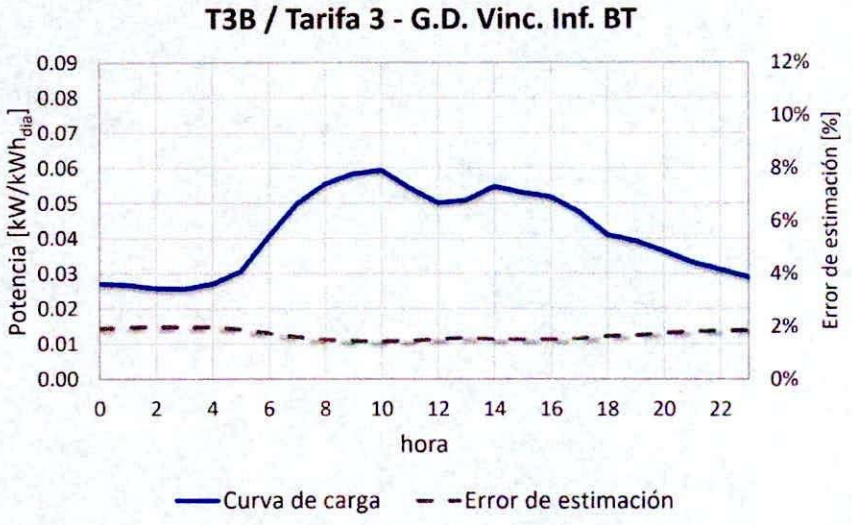


Gráfico 15 Perfil de consumo tarifa T4 (estimado)

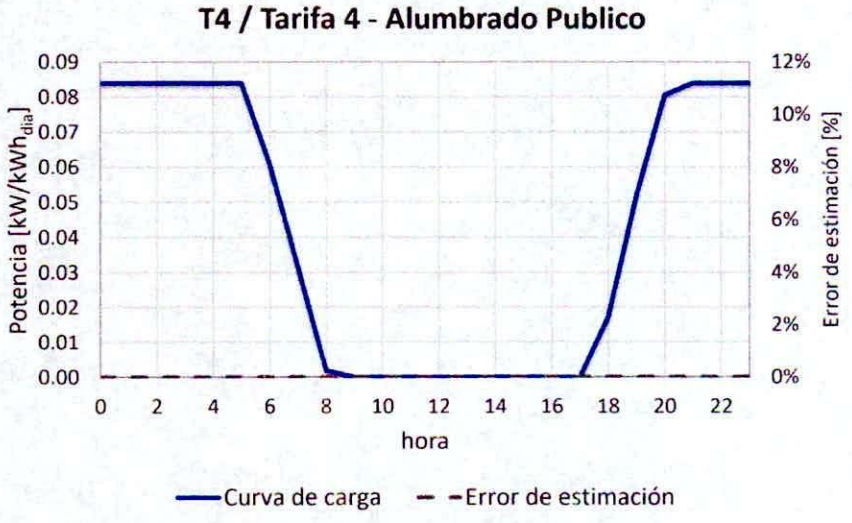


Gráfico 16 Perfil de consumo tarifa T5B

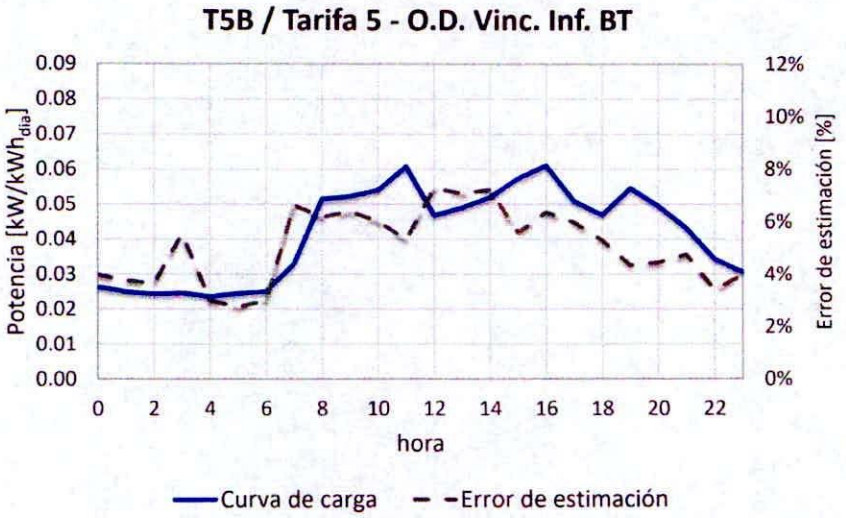
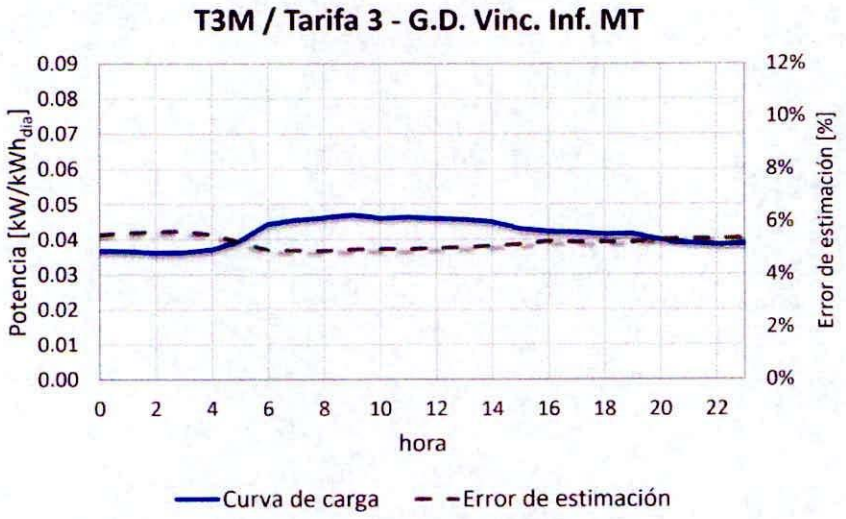


Gráfico 17 Perfil de consumo tarifa T3M



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 192
ENTRE RÍOS

Gráfico 18 Perfil de consumo tarifa T5M

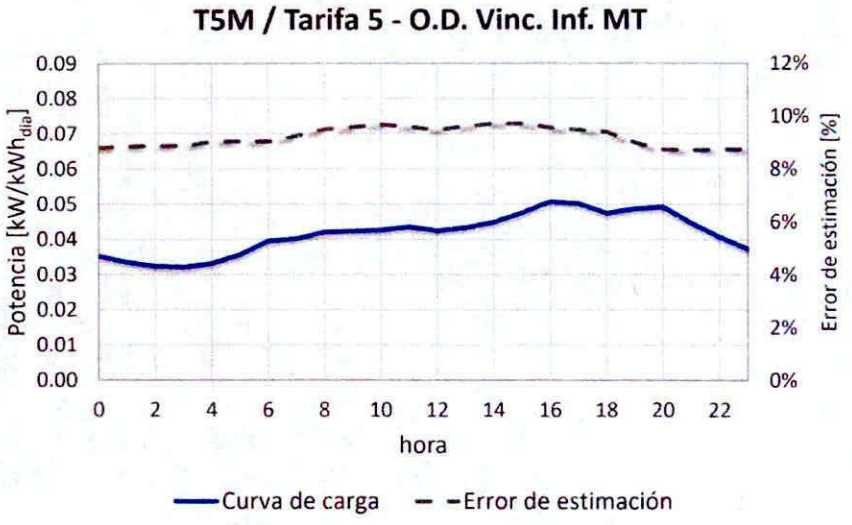


Gráfico 19 Perfil de consumo tarifa T3A

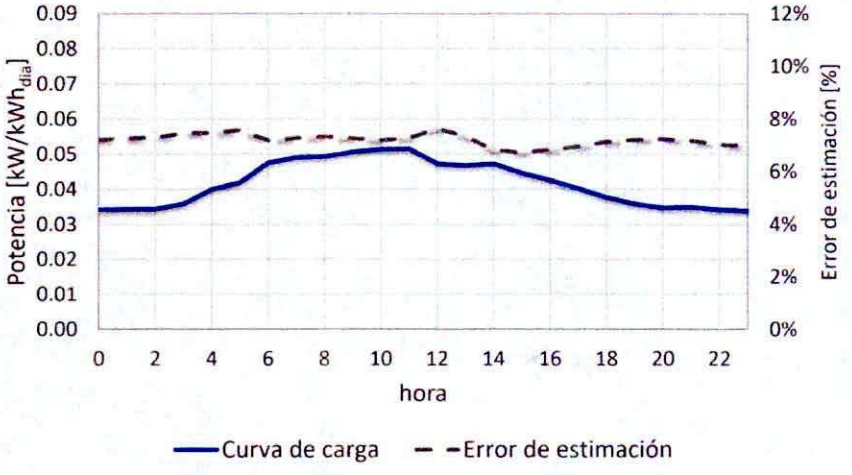
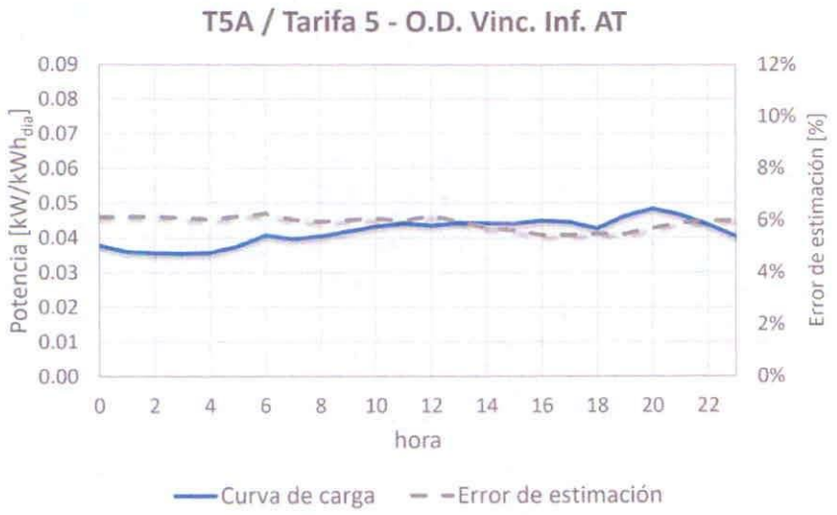


Gráfico 20 Perfil de consumo tarifa T5A



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 193
ENTRE RÍOS

4.3. Caracterización Peajes

Gráfico 21 Perfil de consumo tarifa P3B

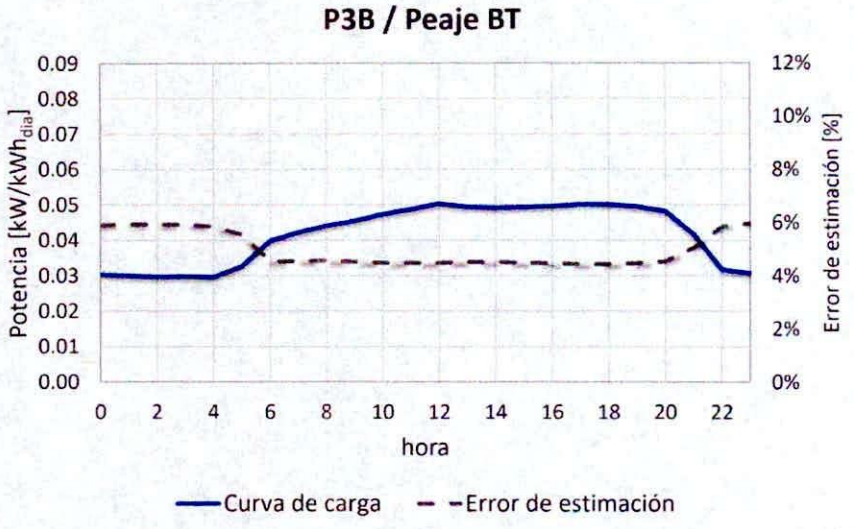


Gráfico 22 Perfil de consumo tarifa P3M

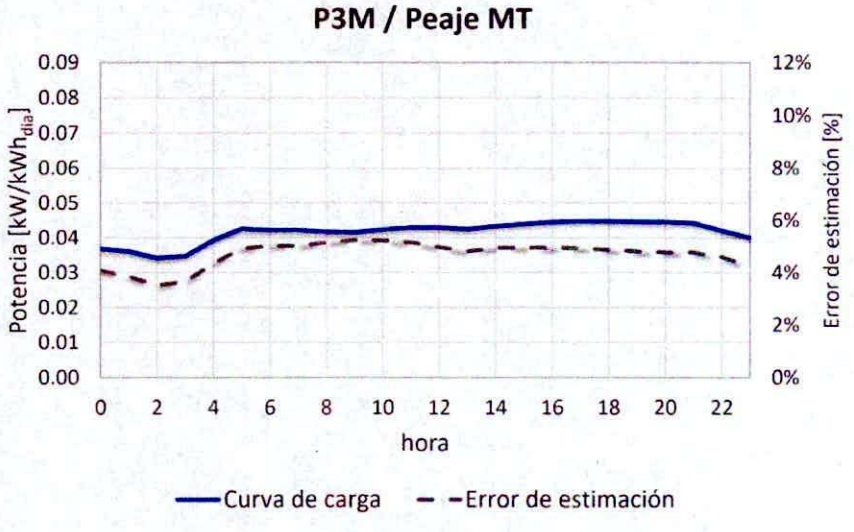


Gráfico 23 Perfil de consumo tarifa P3A

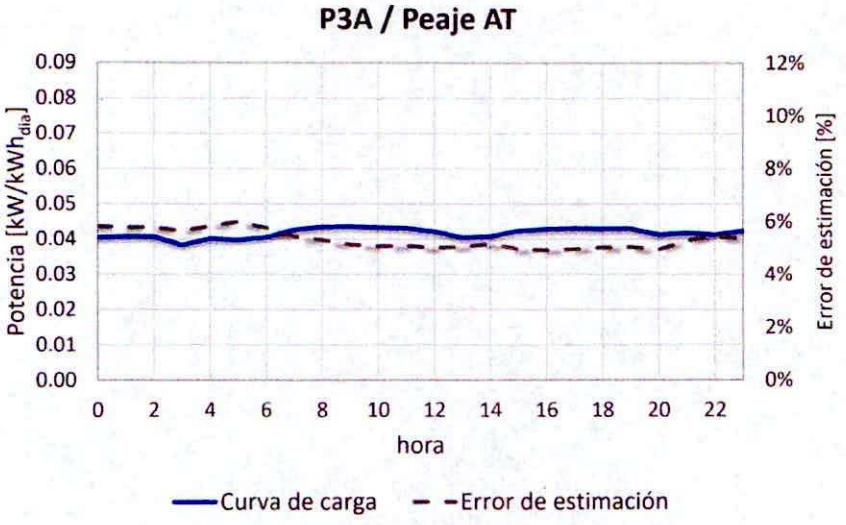
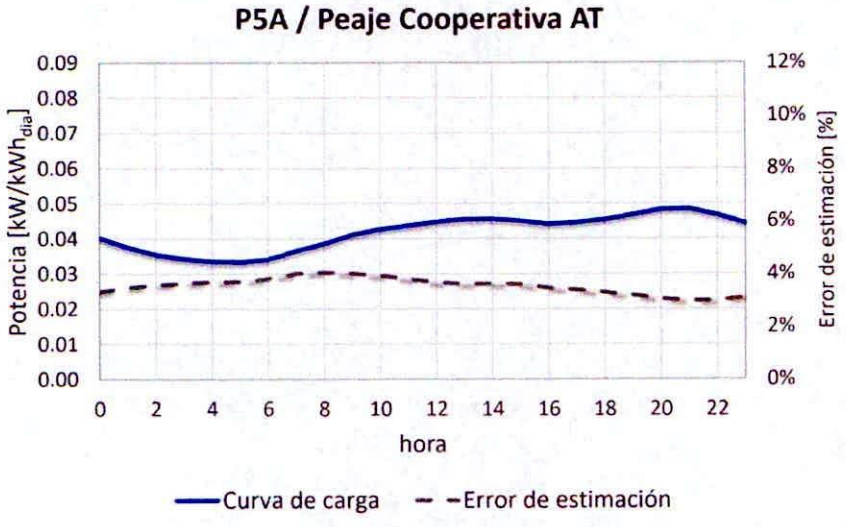


Gráfico 24 Perfil de consumo tarifa P5A



ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 194
ENTRE RÍOS

Gráfico 25 Perfil de consumo tarifa P3S

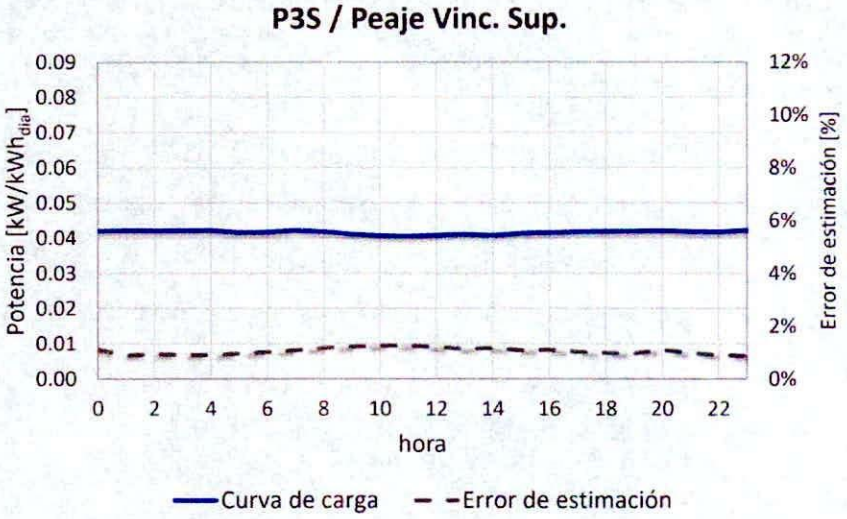
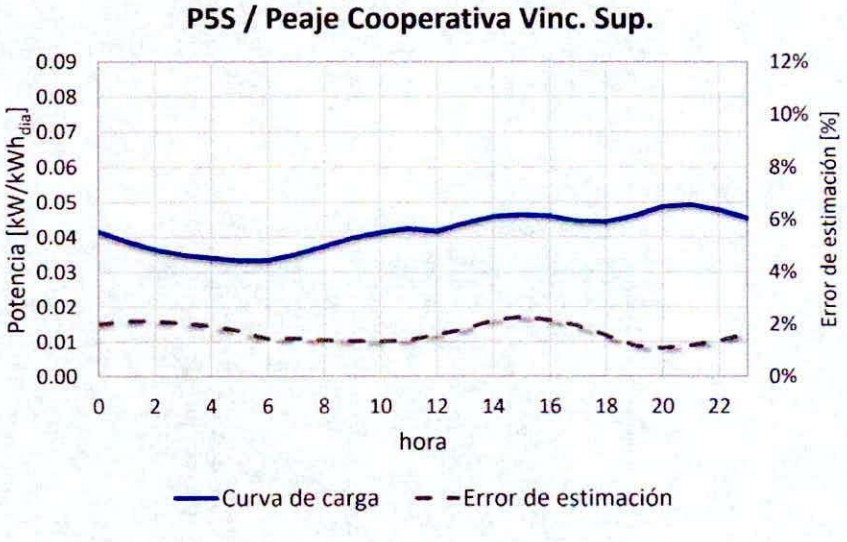


Gráfico 26 Perfil de consumo tarifa P5S



5. FACTORES RESULTANTES PARA EL CÁLCULO TARIFARIO

A continuación, se presentan los factores utilizados para el cálculo tarifario, los cuales surgen a partir del balance de potencia obtenido a partir de las curvas de carga características de cada una de las categorías tarifarias analizadas, del balance de energía y de la información contenida en la base de datos comercial de ENERSA.

5.1. Agrupamiento por código Tarifario

A continuación, se presentan los resultados obtenidos agrupados por código tarifario.

5.1.1. Factores de participación por bloque horario

A los efectos de ponderar el precio de la energía por bloque horario, se determinaron los siguientes factores:

Tabla 4 Factores de participación por bloque horario

Tarifa	Yp	Yv	Yr
T1A	0.2551	0.1936	0.5513
T1E	0.1752	0.1942	0.6306
T1G	0.2499	0.1816	0.5684
T1J	0.2569	0.2327	0.5104
T1K	0.2681	0.2142	0.5177
T1L	0.2681	0.2142	0.5177
T1R	0.2569	0.2327	0.5104
T1V	0.2878	0.2225	0.4896
T1W	0.3286	0.1473	0.5240
T2D	0.2120	0.1894	0.5986
T4	0.3178	0.5040	0.1782

Yp: Participación de consumo en punta
Yr: Participación de consumo en resto
Yr: Participación de consumo en valle

5.1.2. Factores de carga y coincidencia

Los restantes factores calculados son:

Tabla 5 Factores de carga y coincidencia

Tarifa	FCa	FcoinBT	FcoinMT	FcoinAT
T1A	0.75	0.9441	0.9441	0.9441
T1E	0.70	0.6105	0.6105	0.6105
T1G	0.71	0.8722	0.8722	0.8722
T1J	0.76	0.9454	0.9454	0.9454
T1K	0.73	1.0000	1.0000	1.0000
T1L	0.73	1.0000	1.0000	1.0000
T1R	0.76	0.9454	0.9454	0.9454
T1V	0.64	0.9512	0.9512	0.9512
T1W	0.54	1.0000	1.0000	1.0000
T2D	0.75	0.7901	0.7901	0.7901
T3B	0.70	0.6137	0.6137	0.6137
T4	0.50	0.9589	0.9589	0.9589
T5B	0.68	0.8106	0.8106	0.8106

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 195
ENTRE RÍOS

Tarifa	FCa	FcoinBT	FcoinMT	FcoinAT
P3B	0.83	0.9563	0.9563	0.9563
T3M	0.89		0.8488	0.8488
T5M	0.82		0.9697	0.9697
P3M	0.93		0.9959	0.9959
T3A	0.81		0.6735	0.6735
T5A	0.86		1.0000	1.0000
P3A	0.96		0.9461	0.9461
P5A	0.86		0.9962	0.9962
P3S	0.99			0.9957
P5S	0.84			0.9888

FCa: Factor de carga anual
FcoinBT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en BT
FCoinMT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en MT
FCoinAT: Factor de coincidencia con la máxima demanda en AT

5.1. Agrupamiento por Grupo Tarifario

A continuación, se presentan los resultados obtenidos agrupados por grupo tarifario.

5.1.1. Factores de participación por bloque horario

A los efectos de ponderar el precio de la energía por bloque horario, se determinaron los siguientes factores:

Tabla 6 Factores de participación por bloque horario y grupo tarifario

Grupo Tarifario	Yp	Yv	Yr
Residencial	0.2643	0.2303	0.5054
General	0.2499	0.1816	0.5684
Rural	0.2623	0.1992	0.5384
T2	0.2120	0.1894	0.5986
T4	0.3178	0.5040	0.1782
GUb	0.1829	0.1621	0.6550
Gum	0.2191	0.2187	0.5622
GUs	0.2250	0.2408	0.5342

5.1.2. Factores de carga y coincidencia

Los restantes factores calculados son:

Tabla 7 Factores de carga y coincidencia por grupo tarifario

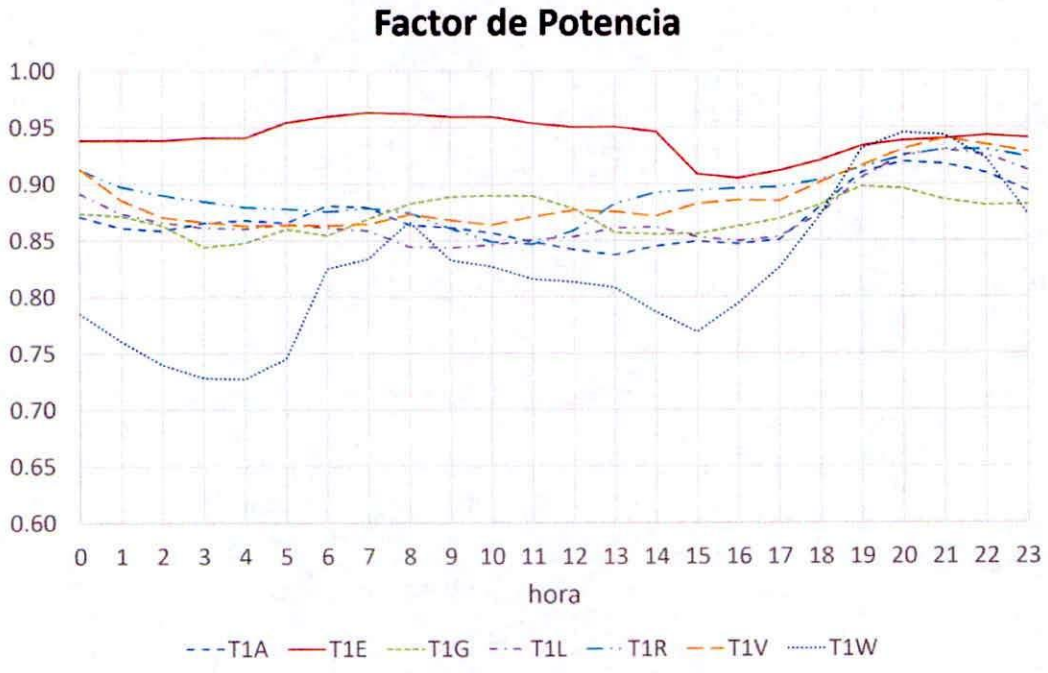
Grupo Tarifario	FCa	FcoinBT	FcoinMT	FcoinAT
Residencial	0.72	0.9470	0.9470	0.9470
General	0.71	0.8722	0.8722	0.8722
Rural	0.75	1.0000	1.0000	1.0000
T2	0.75	0.7901	0.7901	0.7901
T4	0.50	0.9589	0.9589	0.9589
GUb	0.71	0.6264	0.6264	0.6264
Gum	0.92		0.9937	0.9937
GUs	0.90			0.9954

6. FACTOR DE POTENCIA DE TARIFAS DE PEQUEÑAS DEMANDAS

Como parte del relevamiento de los perfiles de consumo de los usuarios (potencia activa) también se relevó el consumo de potencia reactiva y con base en esta información se determinó el factor de potencia medio esperado para las categorías tarifarias de pequeña demanda.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Gráfico 27 Factor de potencia de tarifas de pequeñas demandas



En la siguiente tabla se presentan los valores promedio obtenidos para categoría tarifaria:

Tabla 8 Factor de potencia de tarifas de pequeñas demandas

Código Tarifario	Descripción	Factor de potencia promedio
T1A	Tarifa 1 - Rural Productivo	0.870
T1E	Tarifa 1-Uso Rural General	0.941
T1G	Tarifa 1 - Uso General	0.872
T1L	Tarifa 1 - Rural Resid.	0.872
T1R	Tarifa 1 - Uso Residencial	0.891
T1V	Tarifa 1 - Residencial -Social	0.887
T1W	Tarifa 1 - Rural Resid.-Social	0.824

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 196
ENTRE RÍOS

7. BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA

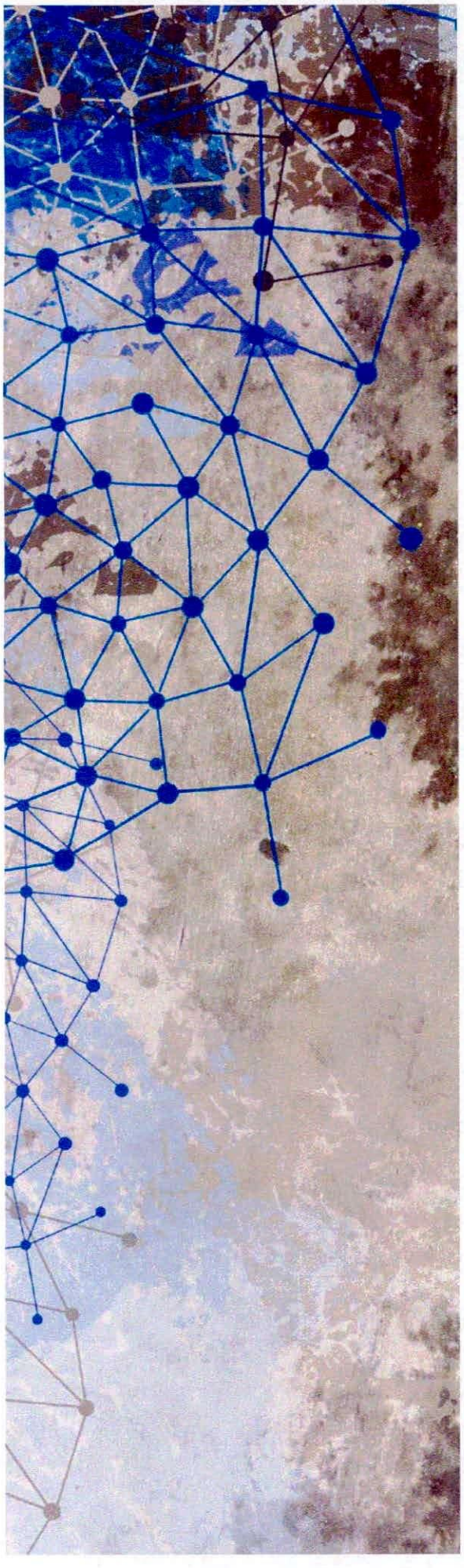
Levy, P. and Lemeshow, S. (1999): "Sampling of Populations: Methods and Applications". 3rd Edition, Wiley Series in Probability and Statistics.

Lohr, S. (1999): "Sampling: Design and Analysis". Duxbury Press.

M. Landry: Estimation de la courbe de charge nationale de la clientèle B.T. non domestique (Campagnes nationales de mesures et sondages), E.D.F. Bulletin de la Direction des Études et Recherches, Série B, Nº ½, 1983, pp.81-91

H. Lee Willis, 1997:"Power Distribution Planning Reference Book", *ABB Power T&D Company Inc. Cary, North Carolina.*

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 197
ENTRE RÍOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo VI – Informe: Inversiones Previstas en Transmisión

Enersa

Mayo - 2022

M 2102 - 21

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 3
2. PLAN DE INVERSIONES EN ALTA TENSIÓN 3
3. DETALLE DE LAS PRINCIPALES OBRAS DEL PLAN DE INVERSIÓN DE AT 4
3.1. Nueva LAT 132 "Colonia Elía" - "Gualeguaychú" (60 km) 4
3.2. Nueva ET 132 "Oro Verde" 6
3.3. Nueva ET "Diamante" y "LAT 132 "Crespo - Diamante" 7
3.4. Nueva ET VIALE Y LAT 132 KV CRESPO – VIALE 9
3.5. Línea de 132 kV Gualeguaychú - Islas y Nueva ET Islas 11
3.6. Cierre Norte 2da Etapa, Línea de 132 kV entre La Paz –Federal. Remodelación EETT La Paz, El Pingo, Federal y Los Conquistadores 13
3.7. Líneas de 132 kV a Federación y Construcción de nueva ET Federación 15

Índice de Tablas

Tabla 1 Valorización del plan de inversiones en AT expresados en moneda de setiembre 2021 4

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 198
ENTRE RÍOS

1. INTRODUCCIÓN

El Objetivo de este informe es poner en conocimiento, el conjunto de obras que al momento de este informe surgen como necesarias para el cumplimento de la calidad del servicio establecida y la demanda proyectada para su sistema de transmisión y subtransmisión, identificadas en los estudios de Planificación de Mediano y Largo Plazo, técnicas y económicamente viables, que permitan operar el sistema de manera segura, cumpliendo con los requerimientos de la calidad de producto y servicio técnico exigidos por el contrato de concesión.

El sistema de transporte de en alta tensión en 132 kV, tiene la misión de abastecer a la totalidad de los usuarios finales de la provincia de Entre Ríos, incluyendo a las Distribuidoras Cooperativas.

Las inversiones este sistema son las de mayor volumen por tamaño y dimensión de las unidades o módulos constructivos y por los importantes módulos de potencia que involucran.

Debido la complejidad que implican las Obras de transmisión y la importancia de los costos, en general, las mismas con planificadas con años de antelación, ya que entre otras cosas además los procesos licitatorios para la contratación de su ejecución y la compra de materiales y equipos y la construcción en el terreno, demandan períodos de entre uno y tres años aproximadamente, dependiendo de la magnitud y complejidad; a lo que hay que agregarle los tiempos para adquisición de terrenos y servidumbres que sean necesarias; y cuya complejidad se incrementa con el paso del tiempo y el avance de las urbanizaciones, y en el caso de las obras de Transmisión contar con las autorizaciones del Ente Regulador.

Debido las restricciones financieras productos de los congelamientos tarifarios y las dificultades de acceso crédito que existen en nuestro país, varias de estas obras se encuentras retrasadas respecto de lo que la Planificación recomendaba para su entrada en servicio,

A continuación, se presenta el Plan de Inversiones Previsto, elaborado al momento de que ENERSA calculaba su Presupuesto Anual para el Año 2022, donde se determinó una nómina de inversiones necesarias para los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión para los próximos 5 años.

En función de la disponibilidad del financiamiento, la evolución de la demanda, y otros factores, este plan es permanentemente revisado y actualizado, pudiendo modificarse el orden de prioridades y el diseño de las obras. Las obras de Transmisión previstas además se informan anualmente a CAMMESA en la Guía de Referencia del Transporte.

Cabe destacar que este plan de inversiones no es vinculante, esto quiere decir que las obras pueden cambiar en función a las prioridades que se establezcan en el futuro. Además, este detalle de obras no forma parte de los activos utilizados para determinar los ingresos requeridos para la empresa en la presentación tarifaria. Es decir que se está utilizando lo que la tarifa considera como tasa de reinversión para financiar los desembolsos previstos para estas nuevas obras o las necesarias para el cumplimiento de la calidad del servicio y la capacidad económica futura de la empresa.

Finalmente se presenta una descripción de las principales obras del plan de transmisión y una planilla Excel con el presupuesto estimado de las mismas.

2. PLAN DE INVERSIONES EN ALTA TENSIÓN

El plan de inversiones establecido para el periodo quinquenal en pesos a moneda de septiembre

de 2021 y se detalla por concepto en la siguiente tabla.

Tabla 1 Valorización del plan de inversiones en AT expresados en moneda de setiembre 2021

Concepto	Millones pesos
ET 132	10,583.93
Línea 132	6,311.88
Comunicación	990.97
ET 33-13	961.37
Línea 33	559.90
Transformadores	435.56
Total general	**19,843.62**

Estas inversiones tienen previsto un cronograma de desembolsos, a lo largo del periodo, con un promedio de desembolsos del orden de 4.000 millones de pesos por año

3. DETALLE DE LAS PRINCIPALES OBRAS DEL PLAN DE INVERSIÓN DE AT

A continuación, se hace una descripción de las principales obras y los montos involucrados para las mismas.

3.1. Nueva LAT 132 "Colonia Elía" - "Gualeguaychú" (60 km)

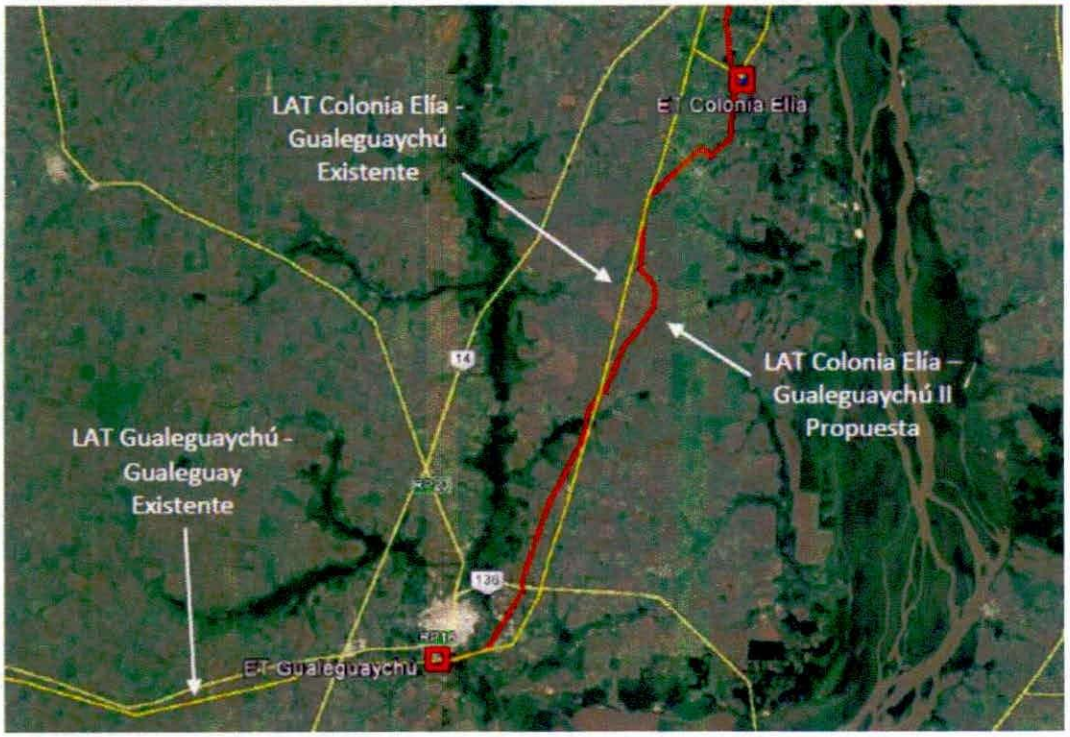
El actual corredor de 132 kV ET Colonia Elía – ET Gualeguaychú, representa uno de los puntos vitales de alimentación a todo el sistema de transporte en 132 kV de la provincia de Entre Ríos, por su importancia en cuanto a la potencia y energía transportada y por razones de confiabilidad para todo el sistema.

De los estudios de flujos de carga para el mediano y largo plazo surge la necesidad de reforzar este corredor para evitar la saturación de las líneas actuales y evitar el colapso de tensiones ante la salida de servicio de la principal línea de alimentación a la ciudad de Gualeguaychú.

Actualmente esta obra posee el Certificado Medioambiental otorgado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos y está en etapa de estudios para la solicitud del Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública expedido por el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos (EPRE).

La siguiente imagen muestra la traza propuesta de la línea de transmisión.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 199
ENTRE RÍOS



Descripción:

Construcción de la segunda línea de 132 kV entre ET Colonia Elía (500/132 kV) y ET Gualeguaychú.

Características técnicas:

Construcción de una línea aérea de 132 kV con conductor de Al/Ac de 300/50 mm2 de sección, cable de guardia OPGW y postación de hormigón armado. Longitud aproximada: 62 km. La obra incluye la construcción de un campo de entrada/salida de LAT en ET Colonia Elía y un campo de entrada/salida de LAT en ET Gualeguaychú.

Beneficios esperados de la obra:

La actual línea Colonia Elía – Gualeguaychú representa uno de los puntos vitales del sistema de 132 kV de ENERSA, por su importancia como primera línea a partir del punto de alimentación Colonia Elía hacia el sur y por la demanda de potencia y energía transportada. Esta obra permitirá aliviar la carga de la línea actual y mejorar la confiabilidad del sistema. Cabe destacar que la pérdida del vínculo Colonia Elía – Gualeguaychú representa una de las contingencias más severas para el sistema de trasmisión de ENERSA.

Plazo de Obra:

24 meses.

Monto de la obra:

1.145 millones de pesos

3.2. Nueva ET 132 "Oro Verde"

En los últimos años se ha observado un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en la zona sur de la ciudad de Paraná y Paraná Campaña, para lo cual la Empresa de Energía de Entre Ríos debe encarar la planificación necesaria de sus redes para evitar a futuro problemas de abastecimiento de energía eléctrica. El elevado crecimiento de la demanda de energía de esta amplia zona en especial durante el periodo estival, a lo que se suman pedidos puntuales de aumento de potencia de las actividades productivas, determinan que la actual alimentación a la zona se verá en el corto plazo ampliamente superada y además limitaría importantes emprendimientos que quieran realizarse.

En la actualidad las localidades de Oro Verde, Villa Fontana, Colonia Ensayo, Diamante, Valle María, Las Delicias, Aldea Salto, Aldea Brasilera, Aldea Protestante, Spatzenkuter, Tezanos Pintos y gran parte de la demanda de energía eléctrica de la zona sur de la Ciudad de Paraná es alimentada desde la Estación Transformadora 132/33/13,2kV "Paraná Sur" como única fuente confiable de alimentación, no existiendo en gran parte del año la posibilidad de socorrer por otras estaciones transformadoras a estas localidades en caso de que la estación antes enunciada sufra algún tipo de inconveniente, estando además muy condicionado el desarrollo social y productivo en el corto plazo.

La obra propuesta permite liberar potencia de trasformación en la ET "Paraná Sur" para abastecer una zona urbana de gran densidad de carga dentro de la Ciudad de Paraná, transfiriendo la mayor parte de la zona suburbana y rural a la nueva ET "Oro Verde"

La imagen siguiente muestra las líneas y estaciones transformadoras actuales y la ubicación de la ET Oro Verde.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 200
ENTRE RÍOS

Esta obra posee el Certificado Medioambiental otorgado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos y el Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública expedido por el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos (EPRE) luego de la realización de una audiencia pública.

Descripción:

Construcción de una ET 132/33/13,2 kV con dos transformadores de 15 MVA. La estación se proyecta en un terreno de 140x100 metros ubicado en el ejido de la localidad de Oro Verde, en la ruta provincial número 11, kilómetro 7.

Características técnicas:

En el nivel de 132 kV contará con un sistema de doble barra, dos campos para transformadores y dos para entrada/salida de línea. En el nivel de 13,2 kV y 33 kV se construirán dos semibarras intemperie, con interruptores para entrada de transformador, banco de capacitores y para las salidas de distribuidores en 13,2 kV y alimentadores en 33 kV.

La vinculación de esta nueva estación transformadora de 132/33/13,2 kV al sistema de transporte de ENERSA se realizará mediante la apertura de la LAT entre Paraná Oeste y San Benito a la altura del piquete 52.

Beneficios esperados de la obra:

Los estudios de expansión del sistema a corto plazo determinaron la necesidad de hacer una nueva estación transformadora para abastecer la demanda de las localidades de Oro Verde, Villa Fontana, Colonia Ensayo, Las Delicias y gran parte de la demanda de energía eléctrica de la zona sur de la Ciudad de Paraná.

Plazo de Obra:

18 meses.

Monto de la obra:

1.225 millones de pesos

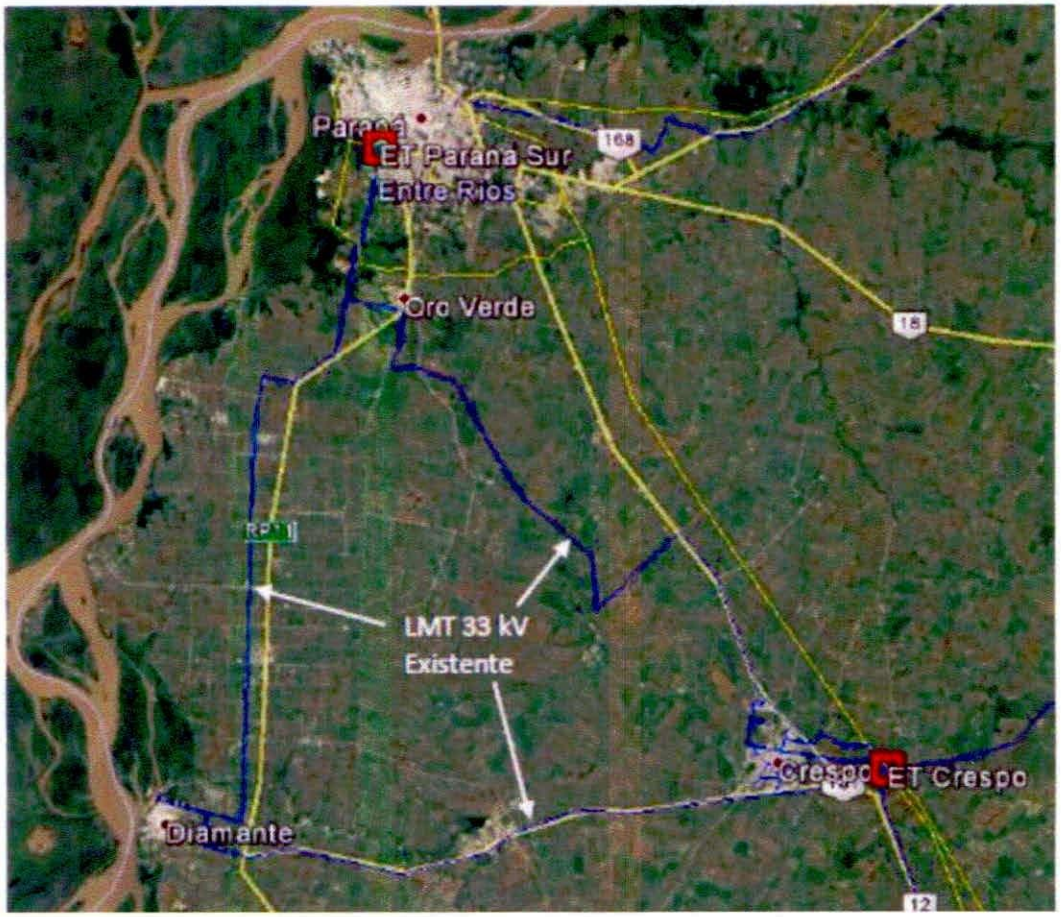
3.3. Nueva ET "Diamante" y "LAT 132 "Crespo - Diamante"

El crecimiento de la demanda de la zona de Diamante, Villa Libertador General San Martín, Valle María y el resto de las localidades del departamento Diamante, potenciado por la expansión de urbana con planes de desarrollo habitacional y el desarrollo de su zona portuaria están llevando a la saturación del sistema de subtransmisión en 33 kV que une las EETT Paraná Sur y Crespo.

Antes del verano 2014/2015, y para hacer frente a la demanda creciente, se instaló en forma provisoria una tercera máquina de 5 MVA adicional a las dos máquinas de 33/13,86kV-5MVA instaladas en la subestación Strobel (que abastece a la localidad de Diamante), llegándose por lo tanto a contar con una potencia de transformación en 33/13,2 kV de 15 MVA con un sistema de protección y comando de baja prestación no acorde con el nivel de potencia, que implica un cambio radical de la subestación transformadora.

Además, en los horarios de máxima demanda se producen valores de tensión mínimos que afectan la calidad de producto en todo el corredor de 33 kV, aun cuando se han instalado bancos de capacitores acorde a la potencia de transformación instalada.

La imagen siguiente muestra el esquema de alimentación actual.



ENERSA posee la propiedad del terreno para la construcción de la Estación Transformadora. Se han realizado los estudios planimétricos y planialtimétricos de la traza para la ejecución de la LAT.

Esta obra posee el Certificado Medioambiental otorgado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos y el Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública expedido por el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos (EPRE) luego de la realización de una audiencia pública. Se encuentran finalizados los pliegos licitatorios para contratar la ejecución de la obra.

Descripción:

Construcción de la línea de 132 kV entre ET Crespo y la nueva ET Diamante. Construcción de la ET Diamante de 132/33/13,2 kV con un transformador de 30 MVA. La estación se proyecta en un terreno ubicado en el ejido de la localidad de Diamante donde actualmente funciona la SET 33/13,2 kV Strobel.

Características técnicas:

Construcción de una línea aérea de 132 kV de 39,7 km de longitud, proyectada con conductor de Al/Ac de 300/50 mm2 de sección y cable de guardia tipo OPGW sostenida por estructuras de hormigón pretensado. El proyecto incluye la construcción de la primera etapa de la estación

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 201
ENTRE RÍOS

transformadora de 132/33/13,2 kV Diamante, compuesta por una simple barra y dos campos de 132 kV, uno de transformación y uno de entrada/salida de línea. Transporte, instalación y montaje de un transformador de potencia. Se prevén también las obras necesarias para la conexión de los transformadores a los sistemas de 33 kV y 13,2 kV existentes.

Beneficios esperados de la obra:

Los estudios de expansión del sistema a corto plazo determinaron la necesidad de hacer una nueva línea de transmisión para abastecer la demanda de Diamante, Villa Libertador General San Martín, Valle María, Colonia Ensayo y la zona rural productiva aledaña a estas localidades, logrando así una mayor oferta eléctrica con alta confiabilidad y calidad de servicio.

Plazo de Obra:

24 meses.

Monto de la Obra:

1.906 millones de pesos

3.4. Nueva ET VIALE Y LAT 132 KV CRESPO – VIALE

El crecimiento de la ciudad de Viale y su zona de influencia potenciado por la expansión urbana y el desarrollo de su área industrial están llevando a la saturación del sistema de subtransmisión en 33 kV que une las localidades de Crespo, Seguí, Viale, Sosa, Tabossi y María Grande.

Antes del verano 2013/2014, y para hacer frente a la demanda creciente, se instaló una central térmica (CT Viale) de 10 MW ubicada en el predio del Parque Industrial de Viale para prestar servicio a este parque y ayudar en las horas de máxima demanda a solventar el déficit de potencia de toda la zona al verse saturado el sistema de subtransmisión.

La alternativa propuesta para solucionar este problema consiste en la construcción de una LAT de 132 kV entre ET Crespo y la ciudad de Viale,

incluyendo la construcción de una nueva estación transformadora de 132/33/13,2 kV en Viale, y un nuevo campo de LAT en ET Crespo. Esto permite abastecer la demanda de la zona centro oeste de la provincia de Entre Ríos para el mediano y largo plazo.

La siguiente imagen muestra en color rojo la traza de la línea propuesta y la ubicación de la nueva estación transformadora:

El proyecto tiene certificado medioambiental aprobado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos. ENERSA es propietaria del terreno para la construcción de la estación transformadora y los pliegos están concluidos para licitar. El EPRE ha otorgado favorablemente el Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública. No hay parte de la obra que corresponda a la jurisdicción nacional. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación.

Descripción:

Construcción de la línea de 132 kV entre ET Crespo y la futura ET Viale. Construcción de una nueva Estación Transformadora 132/33/13.2 kV – 1x30 MVA en la localidad de Viale.

Características técnicas:

Construcción de una línea aérea de 132 kV de 29 km de longitud, que se proyecta construir con conductor de Al/Ac de 300/50 mm2 de sección y cable de guardia tipo OPGW sostenida por estructuras de hormigón pretensado. Construcción completa de una estación transformadora de 132/33/13,2 kV, compuesta por una simple barra y dos campos de 132 kV, uno de transformación y uno de entrada/salida de línea. Transporte, instalación y montaje del transformador de potencia. Construcción e instalación de la playa intemperie en el nivel de 33 kV para conexión del transformador a los sistemas de 33 kV existentes. La capacidad de transformación será de 1x30 MVA.

Beneficios esperados de la obra:

Los estudios de expansión del sistema a corto plazo determinaron la necesidad de hacer una nueva línea de transmisión y estación transformadora para abastecer la demanda de la ciudad de Viale y de su zona de influencia, logrando así una mayor oferta eléctrica con alta confiabilidad y calidad de servicio. Actualmente la red de subtransmisión que abastece a la zona se encuentra al límite

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 202
ENTRE RÍOS

de su capacidad técnica de transmisión y es auxiliada en los horarios de pico por una central térmica de generación distribuida ubicada en el parque industrial de Viale.

Plazo de Obra:

24 meses. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación.

Monto de la obra:

1.490 millones de pesos

3.5. Línea de 132 kV Gualeguaychú - Islas y Nueva ET Islas

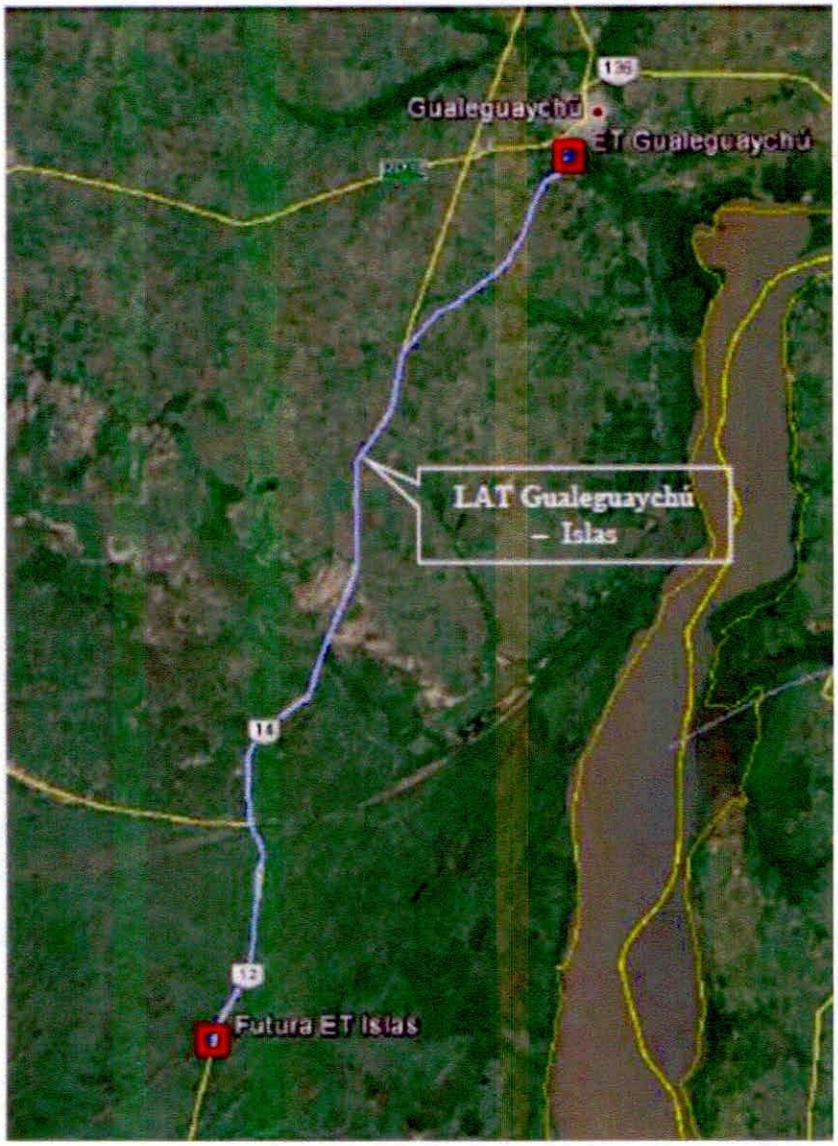
Toda la zona sur del departamento Gualeguaychú y todo el departamento Islas del Ibicuy son abastecidos por una sola LMT de 33 kV, denominada alimentador Ceibas que parte de la ET Gualeguaychú. Este alimentador posee tres ramificaciones que abastecen en sus extremos a Villa Paranacito, al complejo ferrovial Zarate - Brazo Largo y a Ibicuy. Estos extremos distan de la fuente de abastecimiento eléctrico 96km, 112 km y 119 km respectivamente.

Como puede observarse de las longitudes expresadas anteriormente, son principalmente las tensiones las que originan las necesidades de cambios en la red. Lo anterior sumado a la creciente demanda de la zona hace que las tensiones en los extremos de las líneas sean muy bajas. Esta situación se ha corregido en la medida de lo posible con bancos de reguladores de tensión,

como así también bancos de capacitores, pero todas estas soluciones están llegando a su máxima posibilidad de paliar la deficiencia de una obra de fondo. La obra propuesta consiste en la construcción de la LAT de 132 kV Gualeguaychú – Islas de 75 km y una nueva estación transformadora de 132/33/13,2 kV en la localidad de Sagastume. Esta propuesta permite abastecer la demanda de la zona sur de la provincia de Entre Ríos para el mediano y largo plazo.

El proyecto tiene certificado medioambiental aprobado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos. ENERSA es propietaria del terreno para la construcción de la estación transformadora y los pliegos están concluidos para licitar. El EPRE ha otorgado favorablemente el Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública. No hay parte de la obra que corresponda a la jurisdicción nacional. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación.

La siguiente imagen muestra la traza de la línea de transmisión.



Descripción:

Construcción de la línea de 132 kV entre ET Gualeguaychú y la futura ET Islas. Construcción de la ET Islas de 132/33/13,2 kV con un transformador de 15 MVA.

Características técnicas:

Construcción de una línea aérea de 132 kV en simple terna con conductor de Al/Ac de 300/50 mm2 de sección, cable de guardia OPGW y postación de hormigón armado. Longitud: 78 km.

Construcción de una primera etapa de la estación transformadora de 132/33/13,2 kV, compuesta por un campo de transformación y un campo de entrada/salida de LAT. Transporte, instalación y montaje de un transformador de potencia. Construcción e instalación de la playa intemperie en el nivel de 33 kV para conexión del transformador al sistema de 33 kV existente.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 203
ENTRE RÍOS

Beneficios esperados de la obra:

Los estudios de expansión del sistema a corto plazo determinaron la necesidad de hacer una nueva línea de transmisión para abastecer la demanda de la zona sur de la provincia de Entre Ríos y los sistemas rurales existentes.

Actualmente esta demanda es alimentada desde la ET Gualeguaychú mediante una línea de 33 kV radial, de gran longitud, de diferentes secciones y con varias subestaciones transformadoras 33/13,2 kV.

Con la nueva LAT se logrará una mayor oferta eléctrica para abastecer la demanda creciente de la toda la zona sur de la provincia de Entre Ríos y de las localidades de Ibicuy, Villa Paranacito y Ceibas, entre otras.

Plazo de Obra:

36 meses. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación.

Monto de la obra:

2.345 millones de pesos

3.6. Cierre Norte 2da Etapa, Línea de 132 kV entre La Paz –Federal. Remodelación EETT La Paz, El Pingo, Federal y Los Conquistadores

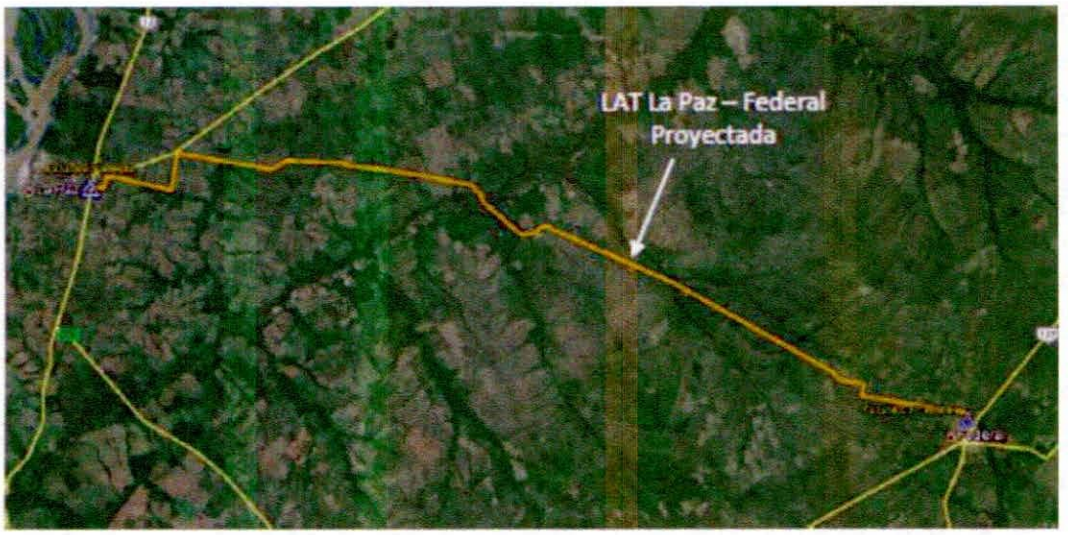
La obra consiste en realizar un cierre eléctrico en 132 kV en el norte de la provincia, siendo una obra de infraestructura para el desarrollo del norte de Entre Ríos aumentando la oferta de energía eléctrica y la calidad de servicio y producto.

Actualmente se encuentra en servicio la primera etapa de ET Federal alimentada de forma radial desde ET Los conquistadores y se encuentra en construcción la primera etapa de ET la Paz alimentada de forma radial desde ET Santa Elena. La realización de la línea de transmisión La Paz – Federal permite la doble alimentación de todo el norte de la provincia de Entre Ríos desde ET Salto Grande hasta ET Gran Paraná, incluyendo las EETT Chajarí, Los Conquistadores, Federal, La Paz, Santa Elena, El Pingo.

El proyecto incluye además la construcción de la segunda etapa definitiva de las EETT El Pingo, La Paz, Federal y Los Conquistadores junto con la finalización del cierre en 132 kV mediante la construcción de LAT La Paz – Federal.

Esta obra posee el Certificado Medioambiental otorgado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos y el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública expedido por el Ente Provincial Regulador de la Energía de Entre Ríos (EPRE) luego de la realización de una audiencia pública.

La siguiente imagen muestra la ubicación de las obras del Cierre Norte entre ET La Paz y ET Federal.



Descripción:

Construcción de la línea de 132 kV entre ET La Paz y ET Federal. El proyecto incluye la ampliación y construcción definitiva de las EETT La Paz, El Pingo, Federal y Los Conquistadores.

Características técnicas:

Construcción de una línea aérea de 132 kV en simple terna con conductor de Al/Ac de 300/50 mm2 de sección, cable de guardia OPGW y postación de hormigón armado. Longitud: 88 km. Ampliación y construcción definitiva de las EETT El Pingo, La Paz, Federal y Los Conquistadores incluyen el transporte, instalación y montaje de los transformadores de potencia, la construcción de dos campos de 132 kV para entrada/salida de líneas y dos campos para los transformadores de potencia, la construcción e instalación de barras intemperie en los niveles de 33 kV y 13,2 kV para conexión de los transformadores a los sistemas existentes.

Beneficios esperados de la obra:

De los resultados obtenidos para la ENS a largo plazo, surge que una de las obras que permitirían obtener una importante reducción de costos asociados a ENS, es el Cierre Norte, que incluye las obras mencionadas anteriormente.

Esta obra permitiría evitar la mayor parte de los cortes asociados a las líneas radiales Paraná - El Pingo - Santa Elena – La Paz y Chajarí – Conquistadores - Federal, así como los originados en fallas de la línea Salto Grande - Chajarí y en la transformación de Salto Grande.

Esta obra permite además reemplazar el sistema de subtransmisión en 33 kV que abastece el norte de la provincia por un sistema de transmisión de mayor capacidad y confiabilidad para atender la demanda actual y futura.

Plazo de Obra:

36 meses

Monto de la obra

4.755 millones de pesos

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 204
ENTRE RÍOS

3.7. Líneas de 132 kV a Federación y Construcción de nueva ET Federación

El crecimiento de la demanda eléctrica en la ciudad de Federación se vio incrementado en los últimos años por el complejo termal y por el desarrollo de la industria maderera ubicada en su Parque Industrial. A este incremento sostenido de la demanda se suman los incrementos extra tendenciales de los planes de desarrollo de infraestructura para el turismo, la radicación de industrias en su parque industrial, y los desarrollos sociales en la ciudad que potencian la necesidad de realizar una solución de fondo a la alimentación de todo el sistema eléctrico de la localidad, con una conexión directa al sistema de transporte provincial en 132 kV.

En la actualidad, y para hacer frente a la demanda creciente, se instaló en forma provisoria una tercera máquina de 5 MVA adicional a las dos máquinas de 33/13,86kV-5MVA instaladas en la subestación, llegándose por lo tanto a una potencia de transformación de 15 MVA con un sistema de protección y comando de baja prestación, no acorde con este nivel de potencia, que implica un cambio radical de la estación transformadora.

La SET Federación, se encuentra alimentada por una única línea de 33 kV, que a su vez tiene una longitud significativa desde la estación transformadora de 132 kV más cercana (ET Chajarí).

Además, las proyecciones de demanda para el corto plazo indican la saturación de la ET Chajarí desde donde se alimenta esta línea en 33 kV y niveles de tensión inadmisibles en esta línea, sin la posibilidad de su mejora, ya sea por los conmutadores de tensión de los transformadores como así también por la instalación de bancos de capacitores. Anualmente, en el período estival, se contrata generación para garantizar el servicio en la ciudad y su parque industrial, situación que pone en riesgo las actividades productivas previstas.

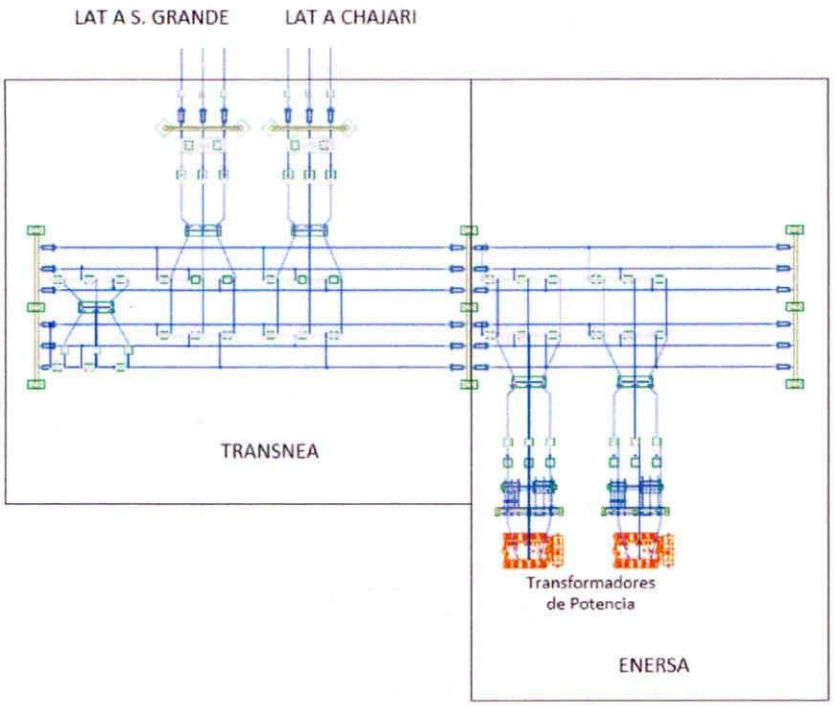
El proyecto posee el certificado medioambiental aprobado por la Secretaría de Ambiente de la Provincia de Entre Ríos. ENERSA es propietaria del terreno para la construcción de la estación transformadora y los pliegos están concluidos para licitar. Se han solicitado los Certificados de Necesidad y Conveniencia Pública al EPRE y el ENRE. Se ha obtenido el certificado favorable por parte del EPRE. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación

El proyecto consiste en lo siguiente:

- Línea doble terna en 132 kV de alimentación a la nueva ET Federación mediante el seccionamiento de la actual línea Salto Grande- Chajarí. Barras de 132 kV en la ET Federación y campos de líneas. Ampliaciones solicitadas a TRANSNEA mediante nota GG N° 007/2015 en un todo de acuerdo al Anexo 16 de Los Procedimientos de CAMMESA.
- Construcción de una nueva Estación Transformadora 132/33/13,2 kV en Federación (campos de transformadores de potencia, transformadores de potencia, equipamientos y obras en 33 y 13,2 kV), aprobado por el Ente Provincial de la Energía de Entre Ríos, mediante resolución N°25 del año 2017 que resuelve otorgar el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para la construcción de la Estación Transformadora.

Límites Jurisdiccionales:

En el siguiente esquema simplificado del proyecto de la estación transformadora de 132 kV "Federación", se indican los límites jurisdiccionales (físicos y eléctricos). Contará con accesos independientes con sus respectivas salas de comando y de servicios auxiliares.



La siguiente imagen muestra la traza de la línea de transmisión.

Descripción:

Construcción de una nueva Estación Transformadora 132/33/13,2 kV - 1x30 MVA y de las líneas de 132 kV de vinculación con el sistema de transporte de ENERSA.

Características técnicas:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 205
ENTRE RIOS

Construcción completa de una estación transformadora de 132/33/13,2 kV, compuesta por una doble barra y cuatro campos de 132 kV, uno de transformación, dos de entrada/salida de línea y uno de acoplamiento.

Transporte, instalación y montaje del transformador de potencia. Construcción e instalación de playas intemperie en los niveles de 33 kV y 13,2 kV para conexión de los transformadores a los sistemas de 33 kV y 13,2 kV existentes. La capacidad de transformación será de 1x30 MVA.

El proyecto incluye la apertura de la línea que une la ET Salto Grande con la ET Chajarí a la altura del piquete N° 382 y la construcción de las líneas aéreas de 132 kV de acceso a la nueva ET en doble terna con conductor de 300/50 mm2 Al/Ac, cable de guardia OPGW y postación hormigón armado. Longitud total: 14 km.

Beneficios esperados de la obra:

Los estudios de expansión del sistema a corto plazo determinaron la necesidad de hacer una nueva estación transformadora para abastecer la demanda de la ciudad de Federación y sus sistemas rurales asociados. Actualmente esta demanda es alimentada principalmente desde la ET Chajarí mediante una línea radial de 33 kV, de sección 95/15 mm2 y una subestación transformadora 33/13,2 kV de 15 MVA.

Con la nueva ET se logrará una mayor oferta eléctrica para abastecer la demanda creciente de la toda la ciudad de Federación y su zona de influencia con alta confiabilidad y calidad de servicio.

Plazo de Obra:

18 meses. Se ha solicitado financiamiento al Consejo Federal de Energía Eléctrica, necesario para realizar la licitación.

Monto de la obra:

1.677 millones de pesos

INVERSIONES TRANSMISIÓN

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
1	Alta prioridad	Paraná	Reparación integral de transformadores de subtransmisión 33/13,86 KV [(1600 KVA c/RBC (1 trafo); 1000 KVA (2 trafos);	Las máquinas de 33/13,86 KV con averías en su parte activa durante el servicio son reparadas integralmente incluyendo todas sus partes con lo cual, al finalizar, tienen las mismas características que un transformador nuevo. Las mismas son indispensables para la prestación del servicio ya que pasan a formar parte del parque de máquinas a disposición en cualquier punto de la provincia. En algunas potencias es escaso o nulo el nivel de equipos de reserva.	Demanda	Transformadores	**$ 4,480,952**
8	Media prioridad	Paraná	Reparación integral y repotenciación de transformador de potencia a 15/15/15 MVA; 132/34,5/13,86 KV (trafo Miron 17297).	Las máquinas de 132/34,5/13,86 KV con averías en su parte activa durante el servicio son reparadas integralmente incluyendo todas sus partes con lo cual, al finalizar, tienen las mismas características que un transformador nuevo. Las mismas son indispensables para la prestación del servicio ya pasan a formar parte del parque de máquinas en servicio y reserva. Inversión conveniente ante los costos de una máquina nueva de las mismas características. Ya se han reparado 2 (dos) máquinas idénticas con buenos resultados.	Demanda	Transformadores	**$ 20,178,200**
10	Media prioridad	Paraná	Transformador de Potencia nuevo de 15/15/15 MVA con RBC. (1 trafo)	En la medida de las pendientes de demanda crecientes año tras año, las potencias de este tipo son las mayormente solicitadas para la repotenciación de diferentes localidades en toda la provincia y en 3 obras nuevas en 2021 se consumieron las reservas con que se contaba. Por ello en esta potencia la reserva es mínima (1 trafo) y se hace necesaria su reposición por instalación en diversos puntos de la provincia. Se ha considerado además la relación con la cantidad de máquinas en servicio.	Demanda	Transformadores	**$ 28,826,000**
12	Urgente	Varias	Interruptor tipo intemperie en SF6 - accionamiento tripolar - 132kV	Actualización tecnológica de equipamientos con accionamiento hidráulico/neumático.Corresponde a 3 equipos de valor U$D 28.000	Demanda	ET 132	**$ 8,348,760**
13	Urgente	Varias	Interruptor tipo intemperie en SF6 - accionamiento unitripolar - 132kV	Actualización tecnológica de equipamientos con accionamiento hidráulico/neumático. Corresponde a 6 equipos de valor U$D 40.000	Demanda	ET 132	**$ 23,853,600**
14	Urgente	Nogoyá	ET Nogoyá - Repotenciación Barra 13,2kV	Repotenciación por aumentos de la demanda.	Demanda	ET 132	**$ 3,759,427**
15	Urgente	Paraná	ET Paraná Sur - Banco de capacitores 33 kV	Hasta tanto se ponga en servicio la ET Oro Verde será necesario agregar un banco de capacitores para mejorar la tensión. Solicitado por Operaciones.	Demanda	ET 132	**$ 8,500,000**
16	Media prioridad	Nogoyá	ET Nogoyá - Acoplamiento por interruptor de Barra 13,2kV	Normalización de instalaciones. Mejora en la calidad del servicio	Seg. y Mejora Medio Ambiente	ET 132	**$ 5,265,185**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 206

INVERSIONES TRANSMISIÓN

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
17	Media prioridad	Nogoyá	ET Nogoyá - Cisterna separadora de aceite	Normalización de las instalaciones. Mejora en las condiciones de seguridad ambiental.	Seg. y Mejora Medio Ambiente	ET 132	**$ 5,500,000**
18	Alta prioridad	Varias	Transformadores de medida en 132kV	Plan de reemplazo transformadores de corriente (TI) y transformadores de tensión (TV) en 132kV por finalización del ciclo de vida útil. Corresponde a 9 equipos TI de valor U$D 8.000 y 3 equipos TV de valor U$D 6.000 por año durante 4 períodos.	Demanda	ET 132	**$ 35,780,400**
19	Media prioridad	Victoria	ET Victoria - Nuevo distribuidor 13,2kV	Ampliación por aumentos de la demanda.	Demanda	ET 132	**$ 8,448,150**
20	Alta prioridad	Paraná	Pórtico metálico desmontable 132kV	Adquisición de estructuras para montajes provisiorios y/o de emergencia.	Demanda	ET 132	**$ 5,963,400**
21	Alta prioridad	Gral. Ramirez	SET Ramirez - Normalización Antena 13,2kV	Repotenciación por aumentos de la demanda / Normalización de la instalación.	Demanda	ET 33-13	**$ 20,500,000**
21	Urgente	Paraná	Alimentadores 13,2kV - ET Paraná Este/CD Villa Uranga	Repotenciación por aumentos de la demanda.	Demanda	ET 33-13	**$ 14,330,000**
22	Media prioridad	Varias	Normalización bateas de transformadores	Plan de mejora de las bateas de transformadores en EETT y SET. Mejora en las condiciones de seguridad ambiental.	Seg. y Mejora Medio Ambiente	ET 132	**$ 10,000,000**
23	Alta prioridad	Paraná	ET Paraná Norte - Ampliación de caminos internos para mtto y acondicionamiento playa 132kV	Acciones correctivas / mejoras de la instalación. Seguridad	Seg. y Mejora Medio Ambiente	ET 132	**$ 10,000,000**
23	Alta prioridad	Gualeguaychú	Reemplazo Banco de Baterías 110V Alcalino	Fin de vida útil de equipamiento existente	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,285,970**
24	Media prioridad	Nogoyá	ET Nogoyá - Campo transformador N°1	Repotenciación por aumentos de la demanda / Normalización de la instalación.	Demanda	ET 132	**$ 45,000,000**
25	Media prioridad	Varias	Acceso ET móvil 132kV	Plan de mejora de las intalaciones para accesos y emplazamiento de la ETM 132kV en EETT.	Demanda	ET 132	**$ 20,000,000**
26	Baja prioridad	Paraná	ET Paraná Norte - Reubicación transformadores de potencia	Normalización de las instalaciones.	Demanda	ET 132	**$ 30,000,000**
27	Alta prioridad	Hernandarias	SET Hernandarias provisoria	SET provisoria por aumento de demanda	Demanda	ET 33-13	**$ 68,000,000**
39	Urgente	Concordia	Ampliación de barras en ET Salto Grande, Nuevo campo de LAT Salto Grande - Concordia II y Bobinas de compensación para	Obra necesaria para la conexión definitiva de LAT Salto Grande - Concordia II equiparando además la impedancia de ambas líneas. Pliegos concluidos. Legales en gestiones con Transnea para poder licitar.	Demanda	ET 132	**$ 298,170,000**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			LAT Salto Grande - Concordia I				
40	Alta prioridad	Gualeguaychú	Nueva LAT 132 "Colonia Elía" - "Gualeguaychú" (60 km): Etapa de la Obra	Problemas de saturación de líneas existentes y mejora de la calidad de producto y servicio del sur de la provincia. Compra de materiales y contrato de la obra. Incluye campo de LAT en ET Gualeguaychú y Colonia Elía con refuerzo de las barras. Estudio ambiental aprobado. Estudio de traza y suelos realizado. Audiencia pública pendiente por la pandemia.	Demanda	Línea 132	**$ 1,145,304,952**
41	Urgente	Paraná	Finalización de LAT DT Gran Paraná - Paraná Norte (Paraná III y Parana IV)	Obra necesaria para conectar ET Gran Paraná con ET Paraná Norte y garantizar el abastecimiento a la zona Oeste de la Provincia, así como la estabilidad del sistema eléctrico de la provincia. Necesidad de muy alta prioridad de acuerdo con el aumento continuo de la demanda. La generación de Paraná fue retirada, incrementándose aún más el riesgo sobre la confiabilidad del suministro de energía. Incluye las estructuras metálicas correspondientes.	Demanda	Línea 132	**$ 82,058,396**
42	Media prioridad	Paraná	Ampliaciones en ET Paraná Norte. Compra terreno lindero.	Inversión estratégica para futuras ampliaciones de la estación transformadora.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 8,141,778**
43	Alta prioridad	Paraná	Nueva ET 132 en predio ET "Gran Paraná" 500kV	Necesario para garantizar el servicio eléctrico en la ciudad de Paraná y su expansión hacia el noreste. Incluye equipamiento para campo de transformación, 1 alimentador en 33 kV y 2 distribuidores en 13,2 kV. Compra de materiales y contrato de la obra. Obra de muy alta prioridad. Pliegos terminados.	Demanda	ET 132	**$ 205,892,753**
44	Alta prioridad	Oro Verde	Nueva ET 132 "Oro Verde" Etapa de la Obra. Incluye conexión a la red de distribución de 13,2 kV, subtransmisión en 33 kV y transformador de potencia.	Mejorar la alimentación de la distribución desde el sur de Paraná hasta Oro Verde debido a crecimientos significativos. Necesidades de mejorar la calidad y seguridad. Paraná Sur con mayor exclusividad para la ciudad de Paraná. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Terreno gestionado ante la AABE por el área de Servidumbres. Estudio de suelos realizado. Obra de muy alta prioridad.	Demanda	ET 132	**$ 1,224,484,800**
45	Urgente	Varias	Nueva LAT 132 "Crespo" - "Diamante" (40 km): Etapa de la Obra	Por demanda de la zona y saturación de las líneas de 33kV. Mejora significativa de la seguridad y la calidad de servicio. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	Línea 132	**$ 912,580,891**
46	Urgente	Diamante	Nueva ET 132 "Diamante": Etapa de la Obra.	Construcción de una ET de 1x30 MVA. No se incluye el costo del transformador. La etapa I incluye un campo de línea, un campo de transformador y la obra civil. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE.	Demanda	ET 132	**$ 993,900,000**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
ENTRE RÍOS
FOLIO
Nº 207

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
				Terreno propiedad de ENERSA. Estudio de suelos realizado. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.			
47	Urgente	Viale	Nueva LAT 132 "Crespo" - "Viale" (29 km): Etapa de la Obra	Por demanda de la zona y saturación de las líneas de 33kV. Permite retirar la generación en Viale. Mejora significativa de la seguridad y la calidad de servicio. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	Línea 132	**$ 505,985,446**
48	Urgente	Viale	Nueva ET 132 "Viale": Etapa de la Obra	Construcción de una ET de 1x30 MVA. No se incluye el costo del transformador. La etapa I incluye un campo de línea, un campo de transformador y la obra civil. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno adquirido. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	ET 132	**$ 993,900,000**
49	Alta prioridad	Nogoyá	Ampliaciones en ET Nogoyá: Instalación de tres celdas en 13,2 kV para distribuidores y de la segunda semi barra en 33 kV.	Por demanda es necesario un nuevo distribuidor urbano. Obra pedida por la Gcia. De Distribución de Zona Oeste. El proyecto incluye tres nuevas celdas de 13,2 kV y la instalación de 4 celdas de 33 kV.	Demanda	ET 132	**$ 53,735,734**
50	Alta prioridad	Nogoyá	Compra de Transformador de 132/33/13,2kV - 40/40/40 MVA para ET "Nogoyá".	Por demanda, es necesario cambiar un transformador de 15 MVA por otro de 30 MVA. Se propone comprar un transformador de 40/40/40 MVA para rotar y recuperar un trasformador de 30 MVA de otra ET.	Demanda	Transformadores	**$ 74,930,121**
51	Media prioridad	Victoria	Ampliación en ET Victoria: Instalación de una nueva barra de 33 kV intemperie.	Obra pedida por la Gcia. de Zona Oeste. El proyecto incluye una barra intemperie.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 73,698,922**
52	Alta prioridad	Rosario del Tala	Nueva ET 132 "Rosario del Tala": Etapa Compra del Terreno	Por demanda y seguridad. Inversión necesaria para poder descargar la ET "Basavilbaso" y por la precariedad de la actual LMT Basavilbaso - Rosario del Tala.	Demanda	ET 132	**$ 5,466,450**
53	Alta prioridad	Rosario del Tala	Nueva ET 132 "Rosario del Tala": Etapa Estudios Preliminares	Estudios de impacto ambiental, de traza y suelo.	Demanda	ET 132	**$ 188,190**
54	Alta prioridad	Rosario del Tala	Nueva ET 132 "Rosario del Tala": Etapa de la Obra	Nueva ET "Rosario del Tala" de 1 x 15 MVA con dos campos de línea en 132 kV, salidas en 13,2 kV y 33 kV. No se incluye el costo del transformador porque se usará uno existente. Compra de materiales y contrato de la obra.	Demanda	ET 132	**$ 618,479,938**
55	Alta prioridad	Gualeguaychú	Nueva ET 132 "Gualeguaychú Oeste":	Por demanda y seguridad se debe construir una segunda ET en la ciudad. Permite también dedicar la ET actual a la ciudad. Todas las gestiones de autorizaciones, EPRE y financiamiento llevarán un tiempo	Demanda	ET 132	**$ 5,466,450**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			Etapa Compra del Terreno	significativo. Fracasaron todas las gestiones de compra de terrenos realizadas en el año 2014.			
56	Urgente	Ibicuy	Nueva LAT 132 "Gualeguaychú" - "Islas" (78 km): Etapa de la Obra	Elevado costo por la zona desfavorable donde se emplaza. Compra de materiales y contrato de la obra. Obra necesaria para atender los pedidos de aumento de demanda del puerto de Ibicuy y Canteras. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. En año 2020 se realizó la licitación pero no se adjudicó. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	Línea 132	**$ 1,580,539,536**
57	Urgente	Ibicuy	Nueva ET 132 "Islas": Etapa de la Obra	Compra de materiales y contrato de la obra. Incluye Campo de LAT en ET Gualeguaychú y Nueva ET Islas. Obra necesaria para atender los pedidos de aumento de demanda del puerto de Ibicuy y Canteras. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno adquirido. En año 2020 se realizó licitación pero no se adjudicó. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	ET 132	**$ 763,596,496**
58	Alta prioridad	Gualeguay	Nueva ET 132 "Gualeguay Oeste": Etapa Compra del Terreno	De acuerdo a la proyección de la demanda de la zona se hace necesaria esta obra. Inversión necesaria para poder descargar la ET "Gualeguay". Se debe empezar con los tramites anticipadamente pues las tramitaciones llevan mucho tiempo en concluirse.	Demanda	ET 132	**$ 5,466,450**
59	Alta prioridad	Uruguay	Nueva LAT 132 kV "C.Elia - Uruguay Norte" (17 km): Etapa de la Obra	Problemas de saturación de la línea Colonia Elía - Uruguay Sur - Uruguay hacen necesaria esta obra. La generación fue retirada, incrementándose el riesgo. Incluye un nuevo campo de línea en ET Colonia Elía y la adecuación del campo existente en ET Uruguay. Estudio ambiental aprobado. Estudio de suelos realizado.	Demanda	Línea 132	**$ 384,010,674**
60	Media prioridad	Colón	Adecuaciones en ET "Colón". Etapa III barras de 132 kV	Finalización del cuadrilátero en 132 kV.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 137,588,473**
61	Media prioridad	San Salvador	Ampliación de ET "San Salvador" (incluye segundo campo de transformador y celdas en 33 kV)	Se incluye la construcción del segundo campo de transformador. Aumento de la cantidad de celdas de 33 kV para conectar la nueva generación, normalizar la conexión del transformador II, aumentar la compensación capacitiva y prever nuevas salidas. Incluye todo el equipamiento y trabajos de obra civil.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 217,567,317**
62	Alta prioridad	Los Conquistadores	ET 132 "Los Conquistadores": Obra Definitiva	Regularizar los campos de transformador, construcción de barra de 33 kV intemperie, sala de comando, bancos de capacitores y demás instalaciones. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno propiedad de ENERSA. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 819,231,942**
63	Alta prioridad	La Paz	ET 132 "La Paz": Obra definitiva	Construción de ET definitiva: dos campos de LAT, dos campos de transformador, construcción de barra de 33 kV intemperie, sala de comando, bancos de capacitores y demás instalaciones. Estudio	Demanda	ET 132	**$ 1,126,939,445**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 208

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
				ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno propiedad de ENERSA. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.			
64	Alta prioridad	Federal	ET 132 "Federal": Obra definitiva	Segunda etapa de la ET: segundo campo de LAT, segundo campo de transformador, salidas en 13,2 kV y demás instalaciones. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno propiedad de ENERSA. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 878,309,688**
65	Alta prioridad	El Pingo	ET 132 "El Pingo": Obra definitiva	Construción de ET definitiva: dos campos de LAT, dos campos de transformador, construcción de barra de 33 kV intemperie, sala de comando, bancos de capacitores y demás instalaciones. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno propiedad de ENERSA. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.	Calidad de servicio 1	ET 132	**$ 634,501,661**
66	Alta prioridad	Varias	Nueva LAT 132 "Federal" - "La Paz" (88,3 km): Etapa de la Obra	Inversión necesaria para realizar el "Cierre Norte" en 132 kV. Obras de infraestructura de desarrollo del norte provincial. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.	Calidad de servicio 1	Línea 132	**$ 1,295,761,612**
67	Alta prioridad	Varias	Nuevo Enlace en FO ADSS/OPGW entre EETT Gran Paraná - El Pingo - Santa Elena - La Paz - Federal - Conquistadores - Chajari.	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. En año 2018 se realizó licitación pero no se adjudicó.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 380,218,310**
68	Alta prioridad	Santa Elena	Barra de 13,2 kV en ET Santa Elena	Por demanda. Permite eliminar la SET Tres Arroyos en el acceso a Santa Elena.	Demanda	ET 132	**$ 49,346,460**
69	Urgente	Federación	Nueva LAT 132 DT a ET "Federación" (14 km): Etapa de la Obra	Construcción de una LAT de 132 kV en doble terna de 14 km. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Estudio de suelos realizado. Pliego concluido. Legales en gestiones con Transnea para poder licitar. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	Línea 132	**$ 402,312,611**
70	Urgente	Federación	Nueva ET 132 "Federación": Etapa de la Obra. Incluye conexión a la red de distribución de 13,2 kV y subtransmisión en 33 kV	Construcción de una ET de 1x30 MVA. No se incluye el costo del transformador. La obra incluye la construcción de una ET con dos campos de LAT, un campo de transformador, distribuidores y alimentadores de 13,2 y 33 kV, bancos de capacitores y demás instalaciones. Compra de materiales y contrato de la obra. Estudio ambiental aprobado. Tiene certificado de aprobación del EPRE. Estudio de suelos realizado. Terreno propiedad de ENERSA. Pliego concluido. Legales en gestiones con Transnea para poder licitar. Se solicitó financiamiento al Consejo Federal.	Demanda	ET 132	**$ 1,168,049,389**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
71	Alta prioridad	Hernandarias	Nueva ET 132 "Hernandarias": Etapa Compra del Terreno	Por demanda y seguridad. Terreno en proceso de adquisición por Inmuebles.	Demanda	ET 132	**$ 2,186,580**
72	Alta prioridad	Hernandarias	Nueva LAT 132 DT a ET "Hernandarias": Etapa Estudios Preliminares	Por demanda y seguridad. Estudios de impacto ambiental, suelos, topografía y traza.	Demanda	Línea 132	**$ 1,127,449**
73	Alta prioridad	Hernandarias	Nueva ET 132 "Hernandarias": Etapa Estudios Preliminares	Por aumento de la demanda y calidad de servicio. Estudios de impacto ambiental y suelo. Terreno en proceso de adquisición por Inmuebles.	Demanda	ET 132	**$ 188,190**
74	Media prioridad	Varias	Ampliación de la capacidad del Troncal - Enlaces en FO ADSS entre ET Crespo - ET Nogoyá	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. Mejora para protecciones, telemando, información para el SCADA, operación, videovigilancia, etc.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 76,530,300**
75	Media prioridad	Varias	Ampliación de la capacidad del Troncal - Enlaces en FO ADSS entre ET Nogoyá - ET Basavilbaso	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. Mejora para protecciones, telemando, información para el SCADA, operación, videovigilancia, etc.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 101,129,325**
76	Media prioridad	Varias	Ampliación de la capacidad del Troncal - Enlaces en FO ADSS entre ET Basavilbaso - ET Uruguay Sur	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. Mejora para protecciones, telemando, información para el SCADA, operación, videovigilancia, etc.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 67,783,980**
77	Media prioridad	Varias	Ampliación de la capacidad del Troncal - Enlaces en FO ADSS entre ET San José - ET Colón - ET Uruguay	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. Mejora para protecciones, telemando, información para el SCADA, operación, videovigilancia, etc.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 43,731,600**
78	Media prioridad	Varias	Ampliación de la capacidad del Troncal - Enlaces en FO ADSS entre ET San José - ET San Salvador - ET Concordia	Ampliación de capacidad de Comunicaciones Troncales. Mejora para protecciones, telemando, información para el SCADA, operación, videovigilancia, etc.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 166,508,067**
79	Media prioridad	Varias	Plan de actualización equipos de OP en LAT de 132 kV.	Reemplazo por fin de vida útil de equipos instalados, mejora de su tecnología.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 28,253,779**
81	Media prioridad	Varias	Compra de Transformador de	Es necesario mantener el parque de transformadores de potencia con dos máquinas como mínimo como respaldo ante eventuales	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 74,930,121**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
ENTRE RÍOS
FOLIO
Nº 209

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			132/33/13,2 kV - 40/40/40 MVA para Reserva - 1 máquina	contingencias o necesidades de repotenciaciones. Tensiones 132/34,5/13,86 kV			
82	Media prioridad	Varias	Compra de Transformador de 132/13,2 kV - 40 MVA para Reserva - 1 máquina	Es necesario mantener el parque de transformadores de potencia con una máquina como mínimo como respaldo ante eventuales contingencias o necesidades de repotenciaciones. Tensiones 132/13,86 kV	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 50,987,070**
83	Media prioridad	Varias	Compra de Reactor de neutro para Reserva. 1 máquina	Es necesario mantener el parque de reactores de neutro como respaldo ante eventuales contingencias o necesidades de repotenciaciones.	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 2,782,920**
84	Media prioridad	Varias	Compra de un Autotransformador de 132/150 kV de 100 MVA	Se prevé el reemplazo del autotransformador existente por obsolescencia. Se han realizado notas para obtener financiamiento de la Nación.	Calidad de servicio 1	Transformadores	**$ 61,184,484**
85	Media prioridad	San Marcial	Ampliación SET "San Marcial".	La SET esta operativa. Se hace barra de 13,2 kV, normalización campo de transformación, 3 nuevas salidas en 13,2 kV, cabina y telecontrol. Por pedido de distribución.	Calidad de servicio 1	ET 33-13	**$ 58,372,180**
86	Media prioridad	Villa Domínguez	Compra de terreno para la SET "Villa Domínguez".	Esta etapa comprende la compra del terreno.	Calidad de servicio 1	ET 33-13	**$ 2,003,702**
87	Media prioridad	Villa Domínguez	Construcción de SET "V. Domínguez" de 2,5 MVA.	Mejoras en el servicio. Cambio de tensión de la localidad y abastecimiento de la zona rural aledaña. Esta SET tomará carga de la línea de 33 kV "Villaguay II". No incluye costo del transformador, se usará uno existente.	Calidad de servicio 1	ET 33-13	**$ 56,905,594**
88	Alta prioridad	San Miguel	Ampliación de SET "San Miguel" - Segundo campo de transformador.	Por problemas de confiabilidad y de demanda. Permite instalar 2 transformadores de 5 MVA.	Demanda	ET 33-13	**$ 11,055,715**
89	Urgente	Villa Clara	Nueva SET "Villa Clara" . Etapa nivelación del terreno y cerco perimetral.	Terreno cedido por la Municipalidad. Incluye: nivelación del terreno para la SET y construcción de un badén de acceso, cerco perimetral y portón de acceso. Presupuesto para la porción del terreno para la SET de unos 1400m2. El terreno completo tiene una superficie aproximada de 2750 m2.	Demanda	ET 33-13	**$ 6,465,175**
90	Urgente	Villa Clara	Nueva SET "Villa Clara" . Etapa de construcción	Terreno cedido por la Municipalidad. Permite el cambio de tensión en Villa Clara y la alimentación de pedidos productivos en la zona de Ing. Sajaroff. No incluye costo del transformador, se usará uno existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 53,626,452**
91	Urgente	Villa Clara	Nueva LMT alimentación a SET "Villa Clara" en 33 kV	Permite el cambio de tensión en Villa Clara y la alimentación de pedidos productivos en la zona de Ing. Sajaroff. Se solicita a la Secretaría de Energía el financiamiento de la obra el 30/10/2018.	Demanda	Línea 33	**$ 37,841,886**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
93	Alta prioridad	Chañar	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 8 MVA c/RBC para SET "Bonn"	Cambio de transformador en SET "Bonn".	Demanda	Transformadores	**$ 22,257,345**
94	Alta prioridad	General Campós	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 8 MVA c/RBC para SET "Gral Campos"	Cambio de transformador en SET "Gral Campos".	Demanda	Transformadores	**$ 22,257,345**
95	Alta prioridad	Galarza	Remodelación y Potenciación de SET "Lazo" en Galarza a 5 MVA c/RBC	Por demanda. Se proyecta una primera etapa de una SET definitiva. No incluye costo del transformador, se usará uno existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 51,175,475**
97	Alta prioridad	Maciá	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 8 MVA c/RBC para SET "Maciá"	Por demanda. Cambio de transformador en SET "Maciá".	Demanda	Transformadores	**$ 22,257,345**
98	Media prioridad	Sola	Reguladores en 33kV en línea Maciá-Tala	Permite mejorar la tensión de todo el corredor. Transferencia de SET R. Tala a Nogoya por contingencias. Se usan los reguladores retirados de LMT Ceibas.	Calidad de servicio 1	Línea 33	**$ 5,933,292**
99	Urgente	Villa Urquiza	Nueva LMT en 33kV entre Est. La Picada y Villa Urquiza -120/20 mm2 - 13 km - Etapa de Construcción	Problemas de calidad del servicio e incremento de la demanda hacen necesaria esta obra. Etapa de construcción de 13 km de LMT en 33kV.	Demanda	Línea 33	**$ 99,872,079**
100	Urgente	Villa Urquiza	Nueva SET "Villa Urquiza" de 2,5MVA - Etapa de construcción	Problemas de calidad del servicio e incremento de la demanda hacen necesaria esta obra. Etapa de construcción de SET 33/13,2 kV. Terreno gestionado por Inmuebes.	Demanda	ET 33-13	**$ 56,905,594**
101	Alta prioridad	Nueva Escocia	Remodelación y Potenciación de SET "Nueva Escocia" a 5 MVA	Por demanda. Se proyecta construir una primera etapa de una SET definitiva. Se emplea transformador existente. Hay pedidos de aumento de demanda en la zona de C. Ledesma.	Demanda	ET 33-13	**$ 60,091,627**
102	Alta prioridad	Ubajay	Nueva SET "Parque Industrial Ubajay" Etapa 1: SET aérea de 1 MVA	Terreno cedido por la Municipalidad. Obra para pedidos en el Parque Industrial. Incluye SET mínima aérea con reconectadores. Se emplea transformador existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 2,510,498**
103	Alta prioridad	Ubajay	Adecuación de SET "Humaita" para cambio de transformador de 2,5 MVA a 5 MVA.	Por demanda. Incluye incorporación del sistema de medición y proteccion diferencial acorde al nuevo modulo de potencia. No incluye el costo del trasformador porque se usará uno existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 5,543,318**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA · ENTRE RÍOS · FOLIO Nº 210

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
104	Urgente	Los Charrúas	Construcción de Nueva SET "Los Charrúas" - 5 MVA s/RBC. - Primera Etapa obra definitiva.	Por demanda, seguridad y precariedad de las instalaciones existentes. Se proyecta una primera etapa de una SET definitiva. Esta SET transfiere carga con SET "Colonia Roca". Se emplea transformacor existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 60,091,627**
105	Alta prioridad	La Criolla	Construcción de Nueva SET "La Criolla" - 5 MVA s/RBC. - Primera Etapa obra definitiva.	Por demanda, reemplaza a SET Colonia Roca que se debe desmantelar. Se proyecta construir una primera etapa de una SET definitiva. Esta SET transfiere carga con SET "Los Charrúas". Se emplea transformador existente. Tereno gestionado por Distribución. Según correo del 06/2020.	Demanda	ET 33-13	**$ 60,091,627**
106	Urgente	Chajarí	Nueva LMT ET Chajarí - SET Cooperativa Chajarí. Tendido 5 km CAS para 33 kV de Al 3x1x240 mm2.	Por aumento de demanda de Cooperativa Chajarí. Se proyecta el tendido de un alimentador subterráneo exclusivo y la adecuación de la celda de 33 kV en ET Chajarí realizando un retrofit del interruptor de PVA por uno de vacío e instalación de relé SEL.	Demanda	Línea 33	**$ 66,920,707**
107	Alta prioridad	Escriña	Potenciación de SET "4 Bocas" 1x315 a 1x630 kVA.	Por demanda. Se proyecta una SET aérea con reconectadores. Se emplea transformador existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 2,510,498**
108	Media prioridad	Santa Anita	Estudio de traza y estudio de suelos para nueva LMT en 33kV entre San Marcial y SET "Santa Anita" - 120/20 mm2 - 25 km	El deterioro de la postación de la LMT Villa Mantero - Santa Anita llegó hasta las armaduras implicando un elevado riesgo. El Dto. Uruguay realizó algunas mejoras por urgencia. Se propone construir una nueva alimentación desde San Marcial.	Calidad de servicio 1	Línea 33	**$ 1,618,224**
109	Urgente	Gualeguaychú	Nueva LMT en 33kV entre Gualeguaychú y A° Pehuajó (cola distribuidor Pehuajó) - 120/20 mm2 - 11,8 km - Etapa de construcción.	Línea de 33 kV funcionando en 13,2 kV en una primera Etapa. Por demanda. Nuevo pedido de Baggio al Oeste del parque industrial de Gualeguaychú. Permite tomar carga del distribuidor Pehuajó de SET Larroque. Incuye celda de 13,2 kV en ET Gualeguaychú.	Demanda	Línea 33	**$ 123,855,565**
110	Media prioridad	Maria Grande	Nueva SET "Maria Grande" de 2x5 MVA - 2da. Etapa de Construcción	Continuación de obra de la Nueva SET en terreno donado por el Municipio. Esta etapa comprende obras civiles y el montaje de equipos.	Calidad de servicio 1	ET 33-13	**$ 81,438,523**
111	Alta prioridad	Valle María	Adecuación de SET "Stella Maris" para cambio de transformador de 2,5 MVA a 5 MVA.	Por demanda. Incluye incorporación del sistema de medición y proteccion diferencial acorde al nuevo modulo de potencia. No incluye el costo del trasformador porque se usará uno existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 2,771,659**
112	Alta prioridad	Villa Fontana	Cambio de transformador en SET "Villa Fontana" de 1 MVA a 2,5 MVA.	Por demanda. No incluye el costo del trasformador porque se usará uno existente.	Demanda	ET 33-13	**$ 99,390**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
113	Media prioridad	Ceibas	Construcción de Nueva SET "Ceibas". Primera etapa de construcción definitiva.	Por la precariedad de las instalaciones existentes se debe adelantar la obra antes de su saturación. Se proyecta una primera etapa de una SET definitiva. Se emplea el transformador existente.	Calidad de servicio 1	ET 33-13	**$ 36,263,506**
114	Alta prioridad	Ibicuy	Remodelación y Potenciación de SET "Ibicuy" a 2x5 MVA. Etapa de construcción	Obra incluida en el proyecto "Alimentación al puerto de Ibicuy" que se licitó pero se dio de baja. Se proyecta una remodelación y actualización de la SET. Pedidos por 2270 kW.	Demanda	ET 33-13	**$ 106,995,951**
115	Alta prioridad	Brazo Largo	Nueva LMT a SET Ibicuycito - 120/20 mm2 - 29 km - Etapa de construcción.	Obra incluida en el proyecto "Alimentación al puerto de Ibicuy". Obra solicitada por distribución. Nueva línea en reemplazo de la actual por significativos problemas en la postación.	Calidad de servicio 1	Línea 33	**$ 205,556,591**
117	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador VT5 + VT6 LMT Libertador	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,810,826**
118	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador OT + VT1 + VT2 LMT Federación	Mejora significativa en la operación y mediciones. inlcuye mastil en ET Concordia. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,216,240**
119	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador VT3 + VT4 LMT Federación	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,943,049**
120	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador OT + VT1 LMT Ramirez	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,934,234**
121	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador VT y OT LMT Campos	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,355,393**
122	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador OT + VT1 + VT2 LMT Ubajay	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,059,042**
123	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador VT1 - VT2 LMT Herrera	Mejora significativa en la operación y mediciones. Inlcuye mastil en SET Caseros. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,946,869**
124	Media prioridad	Varias	Telecontrol de Seccionalizador VT3 en LMT Larroque	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 878,275**
125	Media prioridad	Santa Anita	Telecontrol de SET Santa Anita	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,425,123**
126	Media prioridad	Juan Jorge	Telecontrol de SET Juan Jorge	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,498,605**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 211
ENTRE RÍOS

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
127	Media prioridad	Ubajay	Telecontrol de SET Humaitá	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 5,498,023**
128	Media prioridad	San Vicente	Telecontrol de SET San Vicente	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,050,159**
129	Media prioridad	Hernández	Telecontrol de SET Hernandez	Mejora significativa en la operación y mediciones. Es necesaria obra de Telecontrol de Seccionalizador VT1 LMT Maciá -Tala. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,334,062**
130	Media prioridad	Colonia Roca	Telecontrol de SET Colonia Roca	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,016,728**
131	Media prioridad	Villa Paranacito	Telecontrol de SET Villa Paranacito	Mejora significativa en la operación y mediciones. Comunicación a traves de red LAN de oficina. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,313,907**
132	Media prioridad	San Marcial	Telecontrol de SET San Marcial	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,414,864**
133	Media prioridad	Nueva Escocia	Telecontrol de SET Nueva Escocia	Mejora significativa en la operación y mediciones. Es necesaria obra de Telecontrol de SET Humaitá. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 6,549,997**
134	Media prioridad	Mabragaña	Telecontrol de SET Mabragaña	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,653,955**
135	Media prioridad	Los Conquistadores	Telecontrol de SET Buena Esperanza	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,644,846**
136	Media prioridad	Santa Elena	Telecontrol de SET Tres Arroyos	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,670,703**
137	Media prioridad	Rocamora	Telecontrol de SET Rocamora	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,653,955**
138	Media prioridad	Conscripto Bernardis	Telecontrol de SET Feller	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,564,233**
139	Media prioridad	Villa Fontana	Telecontrol de SET Villa Fontana	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,930,584**
140	Media prioridad	Conscripto Bernardis	Telecontrol de SET El Cimarrón	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,862,894**
141	Media prioridad	Gualeguay	Telecontrol de SET El Octavo	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,146,079**
142	Media prioridad	Colonia Oficial N°5	Telecontrol de SET Colonia Oficial N°5	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,565,460**
143	Media prioridad	Sauce de Luna	Telecontrol de SET Sauce de Luna	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,476,085**
144	Media prioridad	Acc. Puente	Telecontrol de SET El Puente	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,121,835**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
145	Media prioridad	C. Bernardi	Telecontrol de SET C. Bernardi	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,616,742**
146	Media prioridad	Piedras Blancas	Telecontrol de SET Piedras Blancas	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,760,509**
147	Media prioridad	Las Delicias	Telecontrol OT (seccionalizador) y VT3 (Reconectador) LMT Las Delicias	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 2,572,290**
148	Media prioridad	Ceibas	Telecontrol de Reguladores de tensión LMT Ceibas	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,223,420**
149	Media prioridad	Galarza	Telecontrol de SET Lazo + Reconectador 1 y 2 derivación a Galarza	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 4,062,646**
150	Media prioridad	Hernandarias	Telecontrol Reguladores de tensión Hernandarias	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,223,420**
151	Media prioridad	Villa Paranacito	Telecontrol de SET Barrio Náutico	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 3,616,742**
152	Media prioridad	Lucas Gonzalez	Telecontrol Reconectador Derivación Lucas Gonzalez	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 1,602,360**
153	Media prioridad	Hasenkamp	Telecontrol Reconectador Derivación Hasenkamp	Mejora significativa en la operación y mediciones. Para este ingreso se necesita que este operativo el nuevo SCADA.	Calidad de servicio 1	Comunicación	**$ 1,602,360**
154	Media prioridad	Varias	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 5 MVA c/RBC para reserva	Inversión necesaria para mantener un nivel de reserva acorde al parque de máquinas en servicio.	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 17,949,472**
155	Media prioridad	Varias	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 5 MVA s/RBC para reserva	Inversión necesaria para mantener un nivel de reserva acorde al parque de máquinas en servicio.	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 10,282,764**
156	Media prioridad	Varias	Compra de transformador de 33/13,2 kV - 8 MVA c/RBC para reserva	Inversión necesaria para mantener un nivel de reserva acorde al parque de máquinas en servicio.	Calidad de servicio 2	Transformadores	**$ 22,257,345**
157	Alta prioridad	ET MOVIL	Nueva RTU	RTU actual obsoleta que pone en riesgo las comunicaciones y el telecontrol de la ET.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 1,528,817**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
ENTRE RÍOS
FOLIO
Nº 212

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
158	Alta prioridad	ET PARANA OESTE	Actualización de protecciones principales del transformador 1	Cambio de relé diferencial ABB por diferencial SEL y Max corriente SEL en TR1 por tecnología obsoleta. Falta de respuestos y riesgos de fallas en el telecontrol y las comunicaciones de la ET.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 6,303,538**
159	Alta prioridad	ET PARANA OESTE	Actualización de protecciones principales del transformador 2	Cambio de relé diferencial ABB por diferencial SEL y Max corriente SEL en TR2 por tecnología obsoleta. Falta de respuestos y riesgos de fallas en el telecontrol y las comunicaciones de la ET.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 6,303,538**
162	Alta prioridad	SET MARÍA GRANDE	Nuevos relés de protección y telecontrol	Reemplazo de 4 relés Alstom a causa de la tecnología obsoleta que implica riesgos de fallas para la operación y para el telecontrol, impactando directamente al sistema de distribución.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 977,202**
163	Alta prioridad	ET VICTORIA	Nueva RTU	La obsolescencia y la falta de repuestos de la tecnología implica riesgos de fallas repentinas operativas y en el telecontrol y las comunicaiones del ET.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 1,408,794**
164	Alta prioridad	GUALEGUAY	Nueva RTU	La obsolescencia y la falta de repuestos de la tecnología implica riesgos de fallas repentinas operativas y en el telecontrol y las comunicaiones del ET.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 1,756,659**
166	Alta prioridad	SET PIEDRAS BLANCAS	Telecontrol	Necesidad de Distribución	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 546,645**
169	Alta prioridad	Zona Oeste	Reloj Satelital para estaciones y subestaciones	Reloj Satelital para subestaciones más críticas para mejorar precisión en el seguimiento de eventos	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 318,366**
170	Urgente	Zona Oeste	Protección Diferencial para transformadores mayores a 5MVA	Protección de transformadores de potencia. Equipos de alta importancia operativa para el sistema y de alto costo de dinero y tiempo para reparación. (5 x SEL-787)	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,590,240**
171	Alta prioridad	El Pingo	Nueva RTU	RTU obsoleta con fallas continuas	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,450,659**
172	Baja prioridad	Libertador	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en LMT Libertador	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	Línea 33	**$ 700,000**
173	Baja prioridad	Libertador	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en LMT Libertador	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	Línea 33	**$ 700,000**
174	Alta prioridad	Diamante	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en SET Colonia Ensayo	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 700,000**
175	Alta prioridad	Diamante	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en SET Colonia Ensayo	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 700,000**
176	Alta prioridad	Diamante	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en SET Stella Maris	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 700,000**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
177	Baja prioridad	Bóvril	Reemplazo de llave de vacío por reconectador en LMT Bóvril	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	Línea 33	**$ 700,000**
178	Urgente	Paraná	Adquisición de interruptor de reserva para distribuidores ET Paraná Oeste	Falta de interruptor de reserva en dicha instalación.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,500,000**
179	Urgente	Paraná	Adquisición de interruptor de reserva para trafos/acoplamiento ET Paraná Oeste	Falta de interruptor de reserva en dicha instalación.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,500,000**
180	Alta prioridad	Santa Elena	Retrofit de interruptor 33 kV en SF6	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,000,000**
181	Alta prioridad	Santa Elena	Retrofit de interruptor 33 kV en SF6	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,000,000**
182	Alta prioridad	Santa Elena	Retrofit de interruptor 33 kV en SF6	Modernización de equipos existentes para mejorar maniobras por telecontrol, reduciendo tiempos de indisponibilidad en el servicio.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,000,000**
183	Urgente	Zona Oeste	Compra de TI para protecciones diferenciales de 10 transformadores de potencia lado 33kV	30 Transformadores de corriente 30VA; 100-200 5/5 A; Cl:0,5; 5P20 Transformadores de corriente de medición y protecciones para protecciones diferenciales de transformadores de potencia de 5MVA y 7,5MVA	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,981,700**
184	Urgente	Zona Oeste	Compra de TI para protecciones diferenciales de 10 transformadores de potencia lado 13,2kV	24 Transformadores de corriente relación 120-240 5/5 A; Cl:0,5; 5P20 3 transformadores de corriente relación 250-500 5/5 A Cl:0,5; 5P20 Transformadores de corriente de medición y protecciones para protecciones diferenciales de transformadores de potencia mayores a 5MVA y 7,5MVA	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,385,360**
184	Alta prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de interruptores de 13,2KV en PVA por vacio con adecuación de carro. Se reemp. 4 en 2022 restando 4 sin contar las reservas	Por actualización tecnológica, mejora en las prestaciones y eliminación del aceite aislante.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,800,000**
185	Alta prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de interruptores de 33KV en PVA por vacio con adecuación de carro. Se reemp. 2 en 2022 (ET Guaeleguaychú)	Por actualización tecnológica, mejora en las prestaciones y eliminación del aceite aislante.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,800,000**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 213

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
186	Media prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de protecciones de LAT en ET San Salvador. Se adquieren 3 protecciones SET 421	Por actualización tecnológica, mejora en las prestaciones y mejoras en el esquema de comunicaciones de toda la ET	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 3,660,000**
187	Media prioridad	ET URUGUAY NORTE	Adecuación de celdas de seccionamiento a interruptores de acoplamiento. (Un interruptor de 13,2KV y uno de 33KV por estación). Pedido por operaciones para mejorar la selectividad	Se requieren estas adecuaciones de las celdas de seccionamiento rígido para poder accionar las protecciones por semibarra tanto en 13,2KV como en 33KV	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,500,000**
188	Media prioridad	ET SAN JOSE	Adecuación de celdas de seccionamiento a interruptores de acoplamiento. (Un interruptor de 13,2KV y uno de 33KV por estación). Pedido por operaciones para mejorar la selectividad	Se requieren estas adecuaciones de las celdas de seccionamiento rígido para poder accionar las protecciones por semibarra tanto en 13,2KV como en 33KV	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 2,500,000**
189	Alta prioridad	LMT CEIBAS	Comunicación de reguladores de 33KV en P142 y P292 (Equipamiento de comunicaciones e instalacion)	Mejora en el control en caso de ser necesario modificar el perfil de tensión a lo largo del Alimentador	Calidad de Servicio 1	Línea 33	**$ 600,000**
190	Alta prioridad	Chajarí	Reemplazo de RTU ABB 210 por RTU SEL 3530 con equipamiento de E/S necesario y obra en ET Chajarí.(Compra de equipamiento y obra)	Actualización tecnológica de equipamiento electrónico sin repuestos ni soporte por parte del fabricante y muy limitado en sus prestaciones.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 4,000,000**
192	Media prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de seccionalizadores por Reconectadores Cooper 33KV por actualización	Se reemplazan los seccionalizadores Joslyn por reconectadores y se utilizan funciones de protección y comunicación.	Calidad de Servicio 1	Línea 33	**$ 15,600,000**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			tecnológica y falta de repuestos. Se provee cambiar 7 equipos en 2022 y 6 en 2023				
193	Urgente	Federación	Se requiere realizar una semibarra exterior para dividir el dos circuitos el Distribuidor Norte. Se requieren 2 reconectodores, dos columnas, barras, cable subt. De 13,2KV y obra - Pedido por Dist	Obra requerida por Distribución para separar circuitos con subterráneos ya tendidos hasta la celda.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 3,400,000**
194	Alta prioridad	Rosario del Tala	Prolongar malla de PAT, construir base definitiva para TR2, reposicionar reconectadores, cambiar la acometida de cables de 13,2KV a barras para liberar una celda y reemplazar la RTU. Pedido por Dist.	Está en funcionamiento permanente el TR2 con una instalación provisoria que debe normalizarse por confiabilidad (ver obras de planificación)	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 9,500,000**
195	Media prioridad	NUEVA SET STAUBER	Se requiere una realizar una nueva SET para reemplazar el rebaje STAUBER - Pedido por Distribución	Retirar el actual rebaje Stauber T02672 que está emplazado en prop. Privada e inundable de dificil acceso - Se prevee Trafo 1MVA con fusibles a ambos lados	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 3,000,000**
196	Media prioridad	ET CHAJARI	Dos celdas de 13,2KV nuevas para ampliar la barra existente - Pedido por Distribución 2023	Distribución prevee construir 2 nuevos distribuidores 3 de febrero centro y Cepeda que requerirán nuevas celdas	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 8,000,000**
197	Media prioridad	NUEVA SET LA CRIOLLA	Nueva SET- Pedido por Distribución 2023	Falta definir el terreno pero se requiere una nueva SET para alimentar la demanda local - Esta inversión figura en el plan a 10 años para 2022	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 42,000,000**
198	Media prioridad	NUEVA SET LOS CHARRUAS	Nueva SET- Pedido por Distribución 2023	La actual SET se encuentra mal emplazada y con un espacio muy limitado para futuras mejoras, por lo que se preve construir una nueva SET definitiva en un terreno cedido por el municipio - Esta inversión figura en el plan a 10 años para 2022	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 42,000,000**
199	Media prioridad	NUEVA SET RUTA 28	Nueva SET Ruta 28 - Pasar SET a nivel -	Se modifica el tipo constructivo en terreno cedido	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 300,000**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
ENTRE RÍOS
FOLIO
N° 214

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			Pedido por Distribución 2023				
200	Media prioridad	SET LARROQUE	Para nuevo distribudor se requiere de reconectador, 2 seccionadores, postecillos y obra - Pedido por Distribución para 2022	Se requiere nueva salida para área industrial -	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,000,000**
201	Media prioridad	ET SAN SALVADOR	Se requiere ampliación de barra de 13,2KV con la compra de 2 celdas completas con interruptor extraíble - Pedido por Distribución para 2023	Se requiere para separar zona urbana y rural y para nueva autovia 18	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 8,000,000**
202	Media prioridad	SET HUMAITA	Se requiere la adecuación de los interruptores de trafo y de los distribuidores con reconectadores Cooper más los equipos para el telecontrol - Pedido por Distribución para 2022	Mejora en la operatividad y el mantenimiento	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 4,000,000**
203	Media prioridad	SET NUEVA ESCOCIA	Se requiere la adecuación de los interruptores de los distribuidores con reconectadores Cooper más los equipos para el telecontrol - Pedido por Distribución para 2022	Mejora en la operatividad y el mantenimiento	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,500,000**
204	Media prioridad	Mabragaña	Se requiere agregar un reconectador más los equipos de telecontrol - Pedido por Distribución para 2022	Se requiere para separar zona urbana y rural y para nueva autovia 18	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,500,000**
205	Media prioridad	ET URUGUAY SUR	Habilitar una salida en 33KV desde uno de los transformadores para	Se preve la alimentación al Al. Conejera y a 2 Coop.	Calidad de Servicio 1	Línea 132	**$ 2,200,000**

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
			anilla el Alimentador P. Industrial- Se prevee un reconectador con 2 seccionadores y montaje - Pedido por Distribución para 2023				
206	Baja prioridad	ET VILLA ELISA	Equipar 3 Salidas en 33KV - Pedido por Distribución para 2022	Se requieren tener separadas las 3 salidas que se encuentran en servicio, 2 en la ET y otra en piquete próximo - Independizar carga de la cooperativo, de NOELMA y ALIMT V. Elisa 2	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 7,000,000**
207	Alta prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de interruptores de 13,2KV en PVA por vacio con adecuación de carro. Se reemp. 2 en 2023 y 2 en 2024	Por actualización tecnológica, mejora en las prestaciones y eliminación del aceite aislante.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 3,000,000**
208	Alta prioridad	ZONA ESTE	Reemplazo de interruptores de 33KV en PVA por vacio con adecuación de carro. Se reemp. 3 en 2023	Por actualización tecnológica, mejora en las prestaciones y eliminación del aceite aislante.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,850,000**
209	Alta prioridad	ET Uruguay Norte	Reemplazo de RTU ABB 210 y gabinetes GIR por RTU SEL 3530 con equipamiento de E/S necesario y obra en ET Uruguay. (Segunda etapa finalizar compra de equipamiento necesario + obra)	Actualización tecnológica de equipamiento electrónico sin repuestos ni soporte por parte del fabricante y muy limitado en sus prestaciones.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 3,000,000**
210	Alta prioridad	ET Gualeguaychu	Reemplazo de RTU ABB 210 y gabinetes GIR por RTU SEL 3530 con equipamiento de E/S necesario y obra en ET Gualeguaychú.	Actualización tecnológica de equipamiento electrónico sin repuestos ni soporte por parte del fabricante y muy limitado en sus prestaciones.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 6,000,000**
211	Media prioridad	ET San José	Reemplazo de RTU ABB 210 y gabinetes GIR por RTU SEL 3530 con equipamiento de E/S necesario y obra en ET San José.	Actualización tecnológica de equipamiento electrónico sin repuestos ni soporte por parte del fabricante y muy limitado en sus prestaciones.	Calidad de Servicio 1	ET 132	**$ 6,000,000**

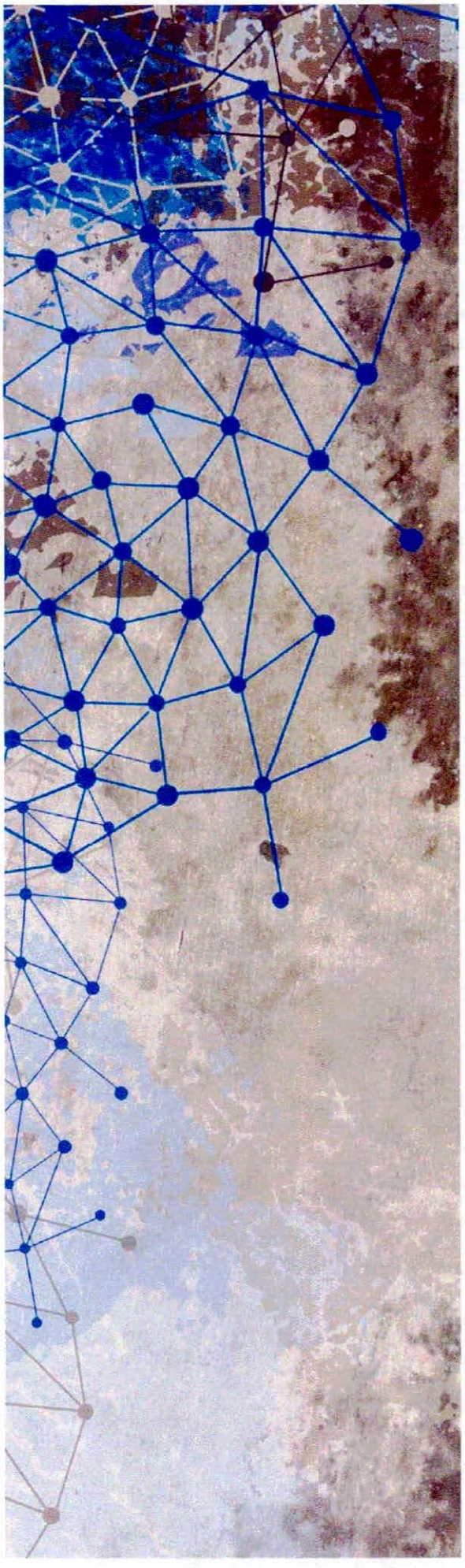
ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO N° 215

INVERSIONES TRANSMISIÓN

N°	Rank	Localidad	Descripción	Causas que generan la necesidad de la obra	Motivo del Proyecto	Tipo de Inversión	PRESUPUESTO TOTAL DE LA OBRA (Valores SEP 2021)
212	Alta prioridad	Varios	Trafo Subtrans. 33 / 13.86 KV 1000 KVA	Trafo Subtrans. 33 / 13.86 KV 1000 KVA	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,881,792**
213	Alta prioridad	Varios	Trafo Dist. de LLenado Integral 33 / 0.4 - 0.231 KV 250 KVA	Trafo Dist. de LLenado Integral 33 / 0.4 - 0.231 KV 250 KVA	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 1,201,995**
215	Alta prioridad	Varios	Reconectador trif. p/15 kV.	Equipos de potencia para mantener en stock. Los reconectadores son interruptores automáticos telecontrolados que se colocan en circuitos de subtransmisión de alta importancia para la distribución de energía en sectores urbanos puntuales y en zonas alejadas en el campo. Suelen estar instalados en la intemperie y se rompen frecuentemente sin presentar fallas que den previo aviso, son necesarios para responder con inmediatez y ofrecer la confiabilidad adecuada.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 3,724,380**
216	Alta prioridad	Varios	Reconectador trif. p/33 kV.	Equipos de potencia para mantener en stock. Los reconectadores son interruptores automáticos telecontrolados que se colocan en circuitos de subtransmisión de alta importancia para la distribución de energía en sectores urbanos puntuales y en zonas alejadas en el campo. Suelen estar instalados en la intemperie y se rompen frecuentemente sin presentar fallas que den previo aviso, son necesarios para responder con inmediatez y ofrecer la confiabilidad adecuada.	Calidad de Servicio 1	ET 33-13	**$ 2,587,464**

TOTAL	**$ 19,843,620,529**

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 216
ENTRE RIOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo VII –Régimen Tarifario

Preparado para:

Enersa

Mayo - 2022

M 2102

RÉGIMEN TARIFARIO

1. VIGENCIA DEL REGIMEN TARIFARIO ____ 4
2. CLASIFICACION DE LOS USUARIOS ____ 4
3. TARIFA 1: PEQUEÑAS DEMANDAS ____ 5
3.1. Aplicación de la Tarifa 1 ____ 5
3.2. Cargos a Aplicar ____ 5
3.3. Factor de Potencia ____ 5
3.4. Tipos de Suministros ____ 6
3.4.1. Tarifa 1-R.: ____ 6
3.4.2. Tarifa 1-Rural.: ____ 6
3.4.2.1. Tarifa 1-Rural Residencial ____ 7
3.4.2.2. Tarifa 1-Rural General ____ 7
3.4.3. Tarifa l-G: ____ 7
3.5. Cambios de Categoría ____ 8
4. TARIFA 2: MEDIANAS DEMANDAS ____ 8
4.1. Aplicación ____ 8
4.2. Capacidad de Suministro Convenida ____ 8
4.3. Potencias superiores a la convenida ____ 9
4.4. Cargos a aplicar ____ 9
4.5. Recargo por exceso de potencia ____ 10
4.6. Cambios de Categoría ____ 10
4.7. Factor de potencia. ____ 10
4.8 Estacionalidad ____ 11
4.9 Período de prueba ____ 12
5. TARIFA 3: GRANDES DEMANDAS ____ 12
5.1. Aplicación ____ 12
5.2. Capacidad de Suministro Convenida ____ 12
5.3. Potencias superiores a la convenida ____ 13
5.4. Cargos a aplicar ____ 13
5.5. Facturación Exceso de Potencia ____ 14
5.6. Factor de potencia. ____ 15
5.7 Estacionalidad ____ 17
5.8 Estacionalidad Especial para usuarios Tarifa 3 Grandes Demandas en Baja Tensión ____ 18
5.9 Período de prueba ____ 19

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 217
ENTRE RÍOS

6. TARIFA 4: ALUMBRADO PÚBLICO 19
7. TARIFA 5: DEMANDA DE OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES20
7.1. Aplicación 20
7.2. Valores de referencia 20
7.3. Potencias superiores a la convenida 21
7.4. Cargos a Aplicar 22
7.5. Facturación Exceso de Potencia 23
7.6. Factor de Potencia 23
7.7. Período de Prueba 25
8. DISPOSICIONES ESPECIALES 26
8.1. Servicio Eléctrico De Reserva 26
8.2. Función Técnica de Transporte 26
8.3. Aplicación de los Cuadros Tarifarios 26
8.4. Facturación 27
8.5. Suministros 27
8.6. Usuario Pequeño-Generador 27
9. Conexiones, Suspensiones, Rehabilitaciones y Verificaciones 28
9.1. Tasas de Conexión 28
9.2. Contribución de usuarios por extensión de red 29
9.4. Tasa por Envío Avisos de Suspensión 30
9.5. Tasa por Gastos de Verificación en el Servicio 31

RÉGIMEN TARIFARIO

1. VIGENCIA DEL REGIMEN TARIFARIO

Este régimen será de aplicación para los usuarios de energía eléctrica abastecidos por el Servicio Público prestado por **LA DISTRIBUIDORA.**

2. CLASIFICACION DE LOS USUARIOS

A los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato se adjunta a este documento, los usuarios se clasifican en las siguientes categorías:

- Usuarios de pequeñas demandas:
  Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 (diez) kW (kilovatios).
- Usuarios de medianas demandas:
  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 (diez) kW e inferior a 30 (treinta) kW.
- Usuarios de grandes demandas:
  Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 30 (treinta) kW (kilovatios) o más.
- Alumbrado Público
  Son los usuarios que utilizan el suministro puara el servicio público de señalamiento luminoso, iluminación y alumbrado.
- Otros Distribuidores Provinciales
  Son los reconocidos por el EPRE de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia (Artículo 9°, Ley 8916).

Asimismo, se establece la siguiente definición adicional, aplicable únicamente a usuarios de pequeñas, medianas y grandes demandas:

- Usuario Pequeño-Generador
  Son aquellos usuarios titulares de un suministro conectado al servicio público de distribución eléctrica en la Provincia de Entre Ríos con potencia contratada inferior a 50 kW y que a la vez es titular de un Equipamiento de Generación Eléctrica con fuente de energía renovable conectado en paralelo a la red de distribución en baja tensión, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de las Condiciones para que las pequeñas generaciones puedan incorporarse a la red eléctrica de distribución en baja tensión e inyectar sus excedentes (Decreto M.P.I. y S. N°4315/16).

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 218
ENTRE RIOS

3. TARIFA 1: PEQUEÑAS DEMANDAS

3.1. Aplicación de la Tarifa 1

La Tarifa 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima es inferior a los 10 kW.

3.2. Cargos a Aplicar

Por el suministro de energía eléctrica el usuario pagará:

a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía

b) Un cargo variable en función de la energía consumida

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (ANEXO III), y se recalcularán según lo que se establece en el ANEXO II de la presente, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

3.3. Factor de Potencia

Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos ϕ) igual o superior a 0.88. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0.88, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 3.2, según se indica a continuación:

Cos ϕ < de 0,88 hasta 0,80:	5 %
Cos ϕ < de 0,80 hasta 0,75:	10 %
Cos ϕ < de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0.88, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anormalidad, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 3.2. A partir

de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta que la misma sea subsanada.
Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer la aplicación de un tratamiento similar a los suministros que presenten un factor de potencia capacitivo.

3.4. Tipos de Suministros

A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

3.4.1. Tarifa 1-R.:

Pequeñas Demandas de Uso Residencial Urbano y Suburbano
Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación que se encuentren dentro de los límites de los ejidos municipales, o fuera de estos cuando la división catastral cuente con manzanado:

a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación, incluyendo las dependencias e instalaciones de uso colectivo (escaleras, pasillos, lavaderos, cocheras, ascensores, bombas, equipos de refrigeración o calefacción y utilizaciones análogas), que sirvan a dos o más viviendas.
b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen "trabajos en domicilio", siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 5 kW en conjunto.
c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario, en la medida en que dicha actividad sea desarrollada únicamente por el usuario o éste y miembros de su grupo familiar conviviente. El equipamiento eléctrico para el desarrollo de su actividad no deberá exceder la potencia de 5 kW en conjunto.

Usuarios Residenciales de Tarifa Social y Usuarios Electrodependientes son casos particulares de Usuarios Residenciales para los cuales existen normativas específicas.

3.4.2. Tarifa 1-Rural.:

Pequeñas Demandas Sector Rural.
Se aplicará a los servicios, cuya demanda máxima es inferior a 10 kW, prestados en lugares que se encuentren fuera de los límites determinados por los Municipios como

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 219
ENTRE RÍOS

ejidos municipales, cuya división catastral sea superior al manzanado y comprende a las siguientes tarifas:

3.4.2.1. Tarifa 1-Rural Residencial

Cuando se trate de utilizaciones para lugares destinados a vivienda excluyendo toda actividad comercial y/o productiva. Se exceptúa aquella actividad cuyos motores y/o artefactos afectados no excedan la potencia de 5 kW en conjunto.

Los usuarios rurales que desarrollen, dentro de su propiedad, una actividad productiva y que posean una única medición del servicio, serán considerados usuarios rurales con actividad productiva. La facturación sobre el consumo registrado se efectuará de la siguiente manera:

a) Se calculará como usuario rural un consumo de hasta 600 kWh/bimestre.
b) El excedente del consumo registrado se facturará como *usuario rural con actividad productiva*, correspondiéndole, en cada caso, la Tarifa 1-Rural General.

Usuarios Residenciales de Tarifa Social y Usuarios Electrodependientes son casos particulares de Usuarios Residenciales para los cuales existen normativas específicas.

3.4.2.2. Tarifa 1-Rural General

Se aplicará a los usuarios Rurales de Pequeñas demandas que no se encuentren encuadrados en la clasificación de la Tarifa T1 – Rural Residencial.

Entidades de bien Público que cumplan con las pautas establecidas en la Resolución Nº 218/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación se les deberán aplicar los valores de la Tarifa uso Residencial (Urbana o Rural), y el encuadramiento impositivo que les corresponda.

3.4.3. Tarifa I-G:

Pequeñas Demandas de Uso General

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas N° 1-R o Rural.

Para suministros especiales de emplazamiento en la vía pública no medidos (fuentes de alimentación de televisión por cable, cabinas telefónicas, carteles publicitarios, etc.); se realizará una estimación del mismo, en función de su potencia, cantidad y las horas de

funcionamiento de las mismas. En estos casos el usuario, tiene la obligación de informar con carácter de declaración jurada, previo a su instalación, la cantidad y características de los equipos, croquis de ubicación y fecha. Además, dentro de los primeros quince (15) días de cada mes, se deberán informar las altas, bajas y modificaciones producidas.

Asimismo la Distribuidora podrá efectuar verificaciones de las instalaciones del usuario. Si se detectaran diferencias con lo informado por el usuario, la Distribuidora podrá efectuar el recupero de energía suministrada y no facturada con una retroactividad máxima de un (1) año, según la tarifa vigente al momento de detección de la anomalía.

Entidades de bien Público que cumplan con las pautas establecidas en la Resolución Nº 218/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación se les deberán aplicar los valores de la Tarifa uso Residencial (Urbana o Rural), y el encuadramiento impositivo que les corresponda.

3.5. Cambios de Categoría

Si la potencia máxima registrada, en más del 50% del total de períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 10 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría correspondiente.

4. TARIFA 2: MEDIANAS DEMANDAS

4.1. Aplicación

La Tarifa 2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 30 kW.

4.2. Capacidad de Suministro Convenida

Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la capacidad de suministro.

Se define como "capacidad de suministro" la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4.4, durante un período de 12 meses

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 220
ENTRE RÍOS

consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4.4, rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto éste último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de suministro puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el usuario decide prescindir totalmente de la capacidad de suministro, sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del costo propio de distribución asignable al cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada que le hubiera correspondido mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última capacidad de suministro convenida.

4.3. Potencias superiores a la convenida

El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 4.2, deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de capacidad de suministro. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

4.4. Cargos a aplicar

Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.
b) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
c) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 4.7.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

4.5. Recargo por exceso de potencia

En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 50 % del valor del cargo fijo por kW, aplicado a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

4.6. Cambios de Categoría

Si la potencia máxima registrada, en 50 % o más del total de períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 30 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA convendrá con el usuario las condiciones de cambio a la categoría de Grandes Demandas.

Si durante 50 % o más de los períodos de facturación el usuario registra una demanda de potencia inferior a 10 kW, él mismo podrá solicitar a LA DISTRIBUIDORA su recategorización a la tarifa de Pequeñas Demandas.

4.7. Factor de potencia.

Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos ϕ) igual o superior a 0.88. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0.88 y está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4.4, según se indica a continuación:

Cos ϕ < de 0,88 hasta 0,80:	5%
Cos ϕ < de 0,80 hasta 0,75:	10%
Cos ϕ < de 0,75:	20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 221
ENTRE RÍOS

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0.88, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.
Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anormalidad, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4.4 a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.
Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0.60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer la aplicación de un tratamiento similar a los suministros que presenten un factor de potencia capacitivo.

4.8 Estacionalidad

Cuando el servicio eléctrico se preste a usuarios que por sus características desarrollen actividades de carácter estacional, LA DISTRIBUIDORA, podrá otorgar hasta 3 (tres) "capacidades de suministro" en el año para otros tantos subperíodos estacionales de diferente nivel de actividad. Un consumo será estacional cuando el cociente entre el máximo consumo mensual registrado durante un año calendario y el promedio mensual de los consumos en el mismo período, sea mayor que 1.50 (uno con 50 centésimos).
Por el servicio convenido, LA DISTRIBUIDORA facturará al usuario de acuerdo con el siguiente esquema:

a) Las "capacidades de suministro convenidas" en cada subperíodo estacional serán facturadas aplicándoles el valor resultante de la diferencia entre el cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada de la Tarifa 2 y el costo propio de distribución asignable a ese cargo fijo.
b) Adicionalmente, a la mayor de las capacidades de suministro convenidas se le aplicará el costo propio de distribución asignable al cargo fijo de esta tarifa. A los efectos de la facturación, el valor máximo determinado regirá para todos los subperíodos estacionales, aplicándole el correspondiente costo propio de distribución vigente para el período de facturación, y hasta tanto el usuario y LA DISTRIBUIDORA acuerden una modificación de las capacidades de suministro convenidas.
c) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
d) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 4.7.

Los valores iniciales corresponden a los indicados en el Inciso 4.4, último párrafo.

4.9 Período de prueba

Los usuarios comprendidos en esta Tarifa podrán solicitar a LA DISTRIBUIDORA el otorgamiento de un período de prueba para fijar la capacidad de suministro. Dicho período dará comienzo a partir de la fecha de conexión o al acordarse una modificación de la capacidad de suministro, quedando a consideración de LA DISTRIBUIDORA la duración del período. La facturación del cargo por cada kW mensual durante el período de prueba se hará considerando, como capacidad de suministro, la potencia máxima registrada en cada mes, las cuales no podrán ser, a los efectos de la facturación, menores que el escalón inferior de esta tarifa (10 kW).

5. TARIFA 3: GRANDES DEMANDAS

5.1. Aplicación

La Tarifa 3 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a los 30 kW.

5.2. Capacidad de Suministro Convenida

Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario, por escrito, la "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta". Se definen como "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta", las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega en los horarios "en punta" y "fuera de punta" que se definen en el acápite d) del Inciso 5.4.

Cada valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según los acápites b) c) y d) del Inciso 5.4, durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en los acápites b) c) y d) del Inciso 5.4, rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta que este último comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la capacidad de

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 222
ENTRE RÍOS

suministro puesta a su disposición, o bien solicite un incremento de la capacidad de suministro.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la capacidad de suministro, el usuario decide prescindir totalmente de la capacidad de suministro, sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe de las capacidades de suministro en horas de punta y fuera de punta que le hubiera correspondido mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última capacidad de suministro convenida en ambos períodos tarifarios. LA DISTRIBUIDORA no podrá reclamar suma alguna por este concepto si, durante ese lapso, hubiese recibido una remuneración por haber sido Prestadora de la Función Técnica de Transporte a ese usuario.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos (en Vinculación Superior o Vinculación Inferior) la "capacidad de suministro en punta" y la "capacidad de suministro fuera de punta", se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

5.3. Potencias superiores a la convenida

El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, en los horarios de "punta" y "fuera de punta" potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA. Se admitirá una tolerancia del 5 % (cinco por ciento).

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 5.2, deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de capacidad de suministro en punta o de la capacidad de suministro fuera de punta. Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

5.4. Cargos a aplicar

Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

a) Un cargo fijo mensual independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados.
b) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. El valor convenido no podrá ser inferior a 30 kW.

c) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida en horas fuera de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. El valor convenido no podrá ser inferior a 30 kW.

d) Un cargo por cada kW de potencia adquirida que se aplica al promedio de las capacidades de suministro convenidas en horas de punta y fuera de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. Ambas capacidades de suministro serán ponderadas por un factor igual a 0.50 (cero con 50 centésimos).

Se entiende por horas "fuera de punta" los horarios comprendidos en los períodos de "valle nocturno" y "horas restantes".

Se entiende por suministro en:

Vinculación Inferior en Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta l kV inclusive.

Vinculación Inferior en Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 kV y menores o iguales a 13.2 kV.

Vinculación Inferior en Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores a 13.2 kV y menores o iguales a 33 kV.

Vinculación Superior: los suministros que se atiendan en tensiones mayores a 33 kV.

e) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".

Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por el Organismo Encargado del Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

f) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 5.6.

g) Si correspondiere, un recargo por exceso de potencia, según se define en el inciso 5.5.a y 5.5.b

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b), c), d), y e) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

5.5. Facturación Exceso de Potencia

a) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida (incluyendo la tolerancia admitida), y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta considerará la potencia en punta o fuera de punta realmente

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 223
ENTRE RÍOS

registrada, como la "capacidad de suministro convenida en punta" o la "capacidad de suministro convenida en fuera de punta", a que se hace referencia en el Inciso 5.2, para los próximos cuatro (4) meses.

El usuario no podrá prescindir total o parcialmente de esta nueva capacidad de suministro en los cuatro (4) meses inmediatamente posteriores al período en que se produce el exceso, aunque antes de la finalización de ese período cuatrimestral finalice el ciclo de doce (12) meses a que hace referencia el Inciso 5.2.

Una vez finalizado el período de cuatro (4) meses, el usuario podrá recontratar la capacidad de suministro en punta y/o fuera de punta. Si así no lo hiciere, LA DISTRIBUIDORA continuará considerando como capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, la que se registró en oportunidad de producirse el exceso, inclusive en los casos de estacionalidad de acuerdo al punto 5.7, situación en la que perderá la condición de tal, pudiendo nuevamente retornar a dichas condiciones luego de finalizado el período de cuatro (4) meses.

Si antes de finalizar el período de cuatro (4) meses, el usuario incurriera en un nuevo exceso que superara la nueva capacidad de suministro convenida, se considerará la potencia registrada como nueva capacidad de suministro convenida en punta o fuera de punta, comenzando un nuevo período de cuatro (4) meses.

Los ciclos de cuatro (4) meses en los cuales el usuario no podrá recontratar la capacidad de suministro, se contabilizarán en forma independiente para la capacidad de suministro contratada en punta y la capacidad de suministro contratada fuera de punta.

b) En caso en que la Distribuidora notificara por escrito al usuario la imposibilidad de suministrar un valor superior al convenido más el porcentaje de tolerancia, además del recargo mencionado anteriormente, la misma está facultada a aplicar un recargo adicional de 2 (dos) veces el valor del cargo aplicado según lo determinado en 5.4.b y/o 5.4.c según corresponda.

Este recargo se aplicará el mes en que se produzca el exceso al valor resultante de la diferencia entre el valor efectivamente registrado y el informado por la Distribuidora como máximo admisible para evitar poner en riesgo las instalaciones de la Distribuidora y/o el suministro a otros usuarios.

5.6. Factor de potencia.

Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

a) Recargos:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa consumidas en un período horario sea igual o supere los valores básicos, dados en el Cuadro N° 1, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al dos por ciento (2,00%) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la Tg ϕ con respecto al precitado valor básico.

Cuadro N° 1

Valores básicos de relación entre energía reactiva y energía activa para el Cálculo de recargos

Tipo de instalación	**Valor básico Tg Φ**
Vinculación Inferior en baja tensión	0.54
Vinculación Inferior en media tensión	0.48
Vinculación Inferior en alta tensión	0.48
Vinculación Superior	0.33

LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al EPRE la revisión de los valores básicos mencionados. Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la misma, y aquellos que sean solicitados por el EPRE por considerarlos indispensables para la evaluación.

b) Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a los valores indicados en el Cuadro N°2, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecue sus instalaciones a fin de reducir dicho valor límite del factor de potencia.

Cuadro N° 2

Valores básicos de relación entre energía reactiva y energía activa para el Cálculo de penalidades

Tipo de instalación	**Valor básico Tg Φ**
Vinculación Inferior en baja tensión	1.33
Vinculación Inferior en media tensión	1.30
Vinculación Inferior en alta tensión	1.23

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 224
ENTRE RÍOS

Vinculación Superior	1.17

LA DISTRIBUIDORA podrá proponer la aplicación de un tratamiento similar a los suministros que presenten un factor de potencia capacitivo.

5.7 Estacionalidad

Cuando el servicio eléctrico se preste a usuarios que por sus características desarrollen actividades de carácter estacional, LA DISTRIBUIDORA, podrá otorgar 3 (tres) "capacidades de suministro" en el año para otros tantos subperíodos estacionales de diferente nivel de actividad. Un consumo será estacional cuando el cociente entre el máximo consumo mensual registrado durante un año calendario y el promedio mensual de los consumos en el mismo período, sea mayor que 1.50 (uno con 50 centésimos).

Por el servicio convenido, LA DISTRIBUIDORA facturará al usuario de acuerdo con el siguiente esquema:

a) Un cargo fijo mensual independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados.
b) El promedio simple de las "capacidades de suministro convenidas" en punta y fuera de punta, en cada subperíodo estacional, será facturado aplicándole el cargo fijo por potencia adquirida.
c) Adicionalmente, a las mayores de las capacidades de suministro convenidas en punta y fuera de punta, se les aplicará el cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, respectivamente. A los efectos de la facturación, el par de valores máximos determinados regirá para todos los subperíodos estacionales aplicándoles los correspondientes cargos fijos por capacidad de suministro vigentes para el período de facturación y hasta tanto el usuario y LA DISTRIBUIDORA acuerden una modificación de las capacidades de suministro convenidas.
d) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".
e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 5.6.
f) Si correspondiere, un recargo por exceso de potencia, según se define en el inciso 5.5.a y 5.5.b

Los valores iniciales corresponden a los indicados en el Inciso 5.4, último párrafo.

5.8 Estacionalidad Especial para usuarios Tarifa 3 Grandes Demandas en Baja Tensión

Cuando el servicio eléctrico se preste a usuarios que por sus características desarrollen actividades de carácter estacional, LA DISTRIBUIDORA, podrá otorgar 3 (tres) "capacidades de suministro" en el año para otros tantos subperíodos estacionales de diferente nivel de actividad. Un consumo será estacional especial cuando el cociente entre el máximo consumo mensual registrado durante un año calendario y el promedio mensual de los consumos en el mismo período, sea mayor que 2.50 (dos con 50 centésimos).

Por el servicio convenido, LA DISTRIBUIDORA facturará al usuario de acuerdo con el siguiente esquema:

a) Un cargo fijo mensual independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados.

b) El promedio simple de las "capacidades de suministro convenidas" en punta y fuera de punta, en cada subperíodo estacional, será facturado aplicándole el cargo fijo por potencia adquirida.

c) Adicionalmente, a las mayores de las capacidades de suministro convenidas en punta y fuera de punta, se les aplicará el cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta, respectivamente. A los efectos de la facturación, el par de valores máximos determinados regirá para el Subperíodo Estacional de Alta Demanda, de como mínimo 4 meses de duración en un año calendario, aplicándoles los correspondientes cargos fijos por capacidad de suministro vigentes para el período de facturación y hasta tanto el usuario y la DISTRIBUIDORA acuerden una modificación de las capacidades de suministro convenidas.

   Durante los Subperiodos Estacionales de Baja Demanda, se les aplicará el cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta respectivamente a las potencias resultantes de comparar entre el 75% de la potencia máxima anual convenida y la potencia registrada en el mes, correspondiente a punta o fuera de punta. La Potencia mínima a facturar durante los subperiodos estacionales de Baja Demanda no podrán ser inferiores a 30 kW.

d) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".

e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 5.6.

g) Si correspondiere, un recargo por exceso de potencia, según se define en el inciso 5.5.a y 5.5.b del Régimen Tarifario.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 228
ENTRE RÍOS

La DISTRIBUIDORA evaluará cada año la estacionalidad de los usuarios para continuar su encuadre

5.9 Período de prueba

Los usuarios comprendidos en esta Tarifa podrán solicitar a LA DISTRIBUIDORA el otorgamiento de un período de prueba para fijar la capacidad de suministro. Dicho período dará comienzo a partir de la fecha de conexión o al acordarse una modificación de la capacidad de suministro (en punta o fuera de punta), quedando a consideración de LA DISTRIBUIDORA la duración del período. La facturación del cargo fijo mensual durante el período de prueba se hará considerando, como capacidad de suministro, la mayor de las potencias registradas en cada mes (en punta y fuera de punta), las cuales no podrán ser, a los efectos de la facturación, menores que el escalón inferior de esta tarifa (30 kW).

6. TARIFA 4: ALUMBRADO PÚBLICO

Se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

a) Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

   Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

   Se incluyen además las iluminaciones especiales transitorias, alumbrado de carteles, siempre que los consumos específicos se registren con medidores independientes.

b) Las condiciones de suministro para esta Tarifa son las que se definen a continuación:

   LA DISTRIBUIDORA celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público.

   Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas. En estos casos los Organismos o entidades a cargo del servicio de alumbrado público, tienen la obligación de informar con carácter de declaración jurada, dentro de los primeros quince (15) días de cada mes, las altas, bajas y modificaciones de luminarias, aportando la cantidad, tipo, potencia, croquis de ubicación y fecha.

Asimismo, la Distribuidora podrá efectuar relevamientos de alumbrado público, coordinando con el organismo o la entidad a cargo del servicio, a los efectos de hacerlo en forma conjunta. Si el organismo o la entidad no designan un representante, previa notificación fehaciente por parte de la Distribuidora de la fecha de inicio de las actividades de relevamiento, podrá hacerlo en forma unilateral y trasladar el resultado del mismo a la siguiente facturación.

Si se detectaran luminarias que no hubieran sido informadas, la Distribuidora podrá efectuar el recupero de energía suministrada y no facturada con una retroactividad máxima de un (1) año, según la tarifa vigente al momento de detección de la anomalía.

Asimismo, LA DISTRIBUIDORA podrá celebrar contratos de mantenimiento del Servicio de Alumbrado Público con los Organismos o Entidades a cargo del mismo y a solicitud de éstos.

c) El usuario pagará un cargo único por energía eléctrica consumida de acuerdo a la modalidad de prestación y las horas de utilización, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalculará según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

7. TARIFA 5: DEMANDA DE OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES

7.1. Aplicación

Es la tarifa de venta de LA DISTRIBUIDORA a Otros Distribuidores Provinciales (ODP) reconocidos por el EPRE de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia (Artículo 9°, Ley N° 8.916).

7.2. Valores de referencia

Para los ODP se establecerán por escrito, antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, valores referenciales de "potencia en punta" y "potencia fuera de punta". Estos valores serán válidos durante un período de 12 meses consecutivos, contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses, hasta que el ODP comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir total o parcialmente de la capacidad de suministro o bien solicite un incremento de la misma.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 226
ENTRE RÍOS

Se definen como "potencia en punta" y "potencia fuera de punta", las potencias en kW, promedio de 15 minutos consecutivos en los horarios de punta y fuera de punta que se definen en el acápite d) del Inciso 7.4.

A los efectos de la facturación del cargo correspondiente LA DISTRIBUIDORA procederá de la siguiente manera:

a) Para los ODP cuya demanda sea mayor que 3 MW, LA DISTRIBUIDORA facturará la máxima potencia registrada, en punta y fuera de punta, según los acápites b), c) y d) del Inciso 7.4. Cuando la máxima potencia registrada sea inferior al 80 % (ochenta por ciento) de la capacidad de suministro de referencia (en punta o fuera de punta), se tomará, a los efectos de la facturación, el 80 % (ochenta por ciento) del valor de referencia.

b) Para los ODP cuya demanda sea menor o igual a 3 MW, LA DISTRIBUIDORA facturará la máxima potencia registrada, en punta y fuera de punta, según los acápites b), c) y d) del Inciso 7.4. Cuando la máxima potencia registrada sea inferior al 70 % (setenta por ciento) de la capacidad de suministro de referencia (en punta o fuera de punta), se tomará, a los efectos de la facturación, el 70 % (setenta por ciento) del valor de referencia.

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la potencia de referencia, uno de los ODP decide prescindir totalmente de la capacidad de suministro, sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido -como mínimo- un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo fijo mensual por potencia en horas de punta y fuera de punta que le hubiera correspondido mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última potencia de referencia establecida en ambos períodos tarifarios. De dicho pago se deducirán los importes que haya recibido LA DISTRIBUIDORA en concepto de remuneración por la prestación de la Función Técnica de Transporte a ese ODP.

Cuando el suministro eléctrico sea de distintos tipos (Vinculación Superior o Vinculación Inferior), la "potencia en punta" y la "potencia fuera de punta", se establecerán por separado para cada uno de estos tipos de suministro y para cada punto de entrega.

7.3. Potencias superiores a la convenida

Ninguno de los ODP podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, en los horarios de "punta" y "fuera de punta" potencias superiores a las de referencia, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA. Para los ODP cuya demanda sea mayor que 3 MW se admitirá una tolerancia del 10 % (diez por ciento).

Para los ODP cuya demanda sea menor o igual que 3 MW, se admitirá una tolerancia del 20 % (veinte por ciento).

Si algún ODP necesitara una potencia mayor que la de referencia de acuerdo con el Inciso 7.2, deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de "potencia en punta" o de la "potencia fuera de punta". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a su disposición y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

7.4. Cargos a Aplicar

Por el servicio acordado para cada punto de entrega, los ODP pagarán:

a) Un cargo fijo mensual independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados.

b) Un cargo por cada kW de potencia máxima registrada en horas de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. La potencia máxima registrada estará limitada a lo establecido en el Inciso 7.2.

c) Un cargo por cada kW de potencia máxima registrada en horas fuera de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. La potencia máxima registrada estará limitada a lo establecido en el Inciso 7.2.

d) Un cargo por cada kW de potencia adquirida que se aplica al promedio de las potencias máximas registradas en horas de punta y fuera de punta en Vinculación Superior o Vinculación Inferior en baja, media, o alta tensión, haya o no consumo de energía. Ambas potencias serán ponderadas por un factor igual a 0.50 (cero con 50 centésimos). Las potencias máximas registradas estarán limitadas a lo establecido en el Inciso 7.2.

   Se entiende por horas "fuera de punta" los horarios comprendidos en los períodos de "valle nocturno" y "horas restantes".

   Se entiende por suministro en:

   Vinculación Inferior en Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de hasta 1 kV inclusive.

   Vinculación Inferior en Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores de 1 kV y menores o iguales a 13.2 kV.

   Vinculación Inferior en Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones mayores a 13.2 kV y menores o iguales a 33 kV.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 227
ENTRE RIOS

Vinculación Superior: los suministros que se atiendan en tensiones mayores a 33 kV.

e) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".
   Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por el Organismo Encargado del Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.
f) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el Inciso 7.6.
g) Para el caso en que el suministro a un ODP, reconocido por el EPRE de acuerdo con lo establecido en el Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia, se efectúe desde barras de Media Tensión de Estación Transformadora de 132/33/13,2 kV, el mismo independientemente de la tensión en que se realice (33 o 13,2 kV), a los efectos de su facturación se consideraran los cargos señalados según su nivel de tensión en b) cargo por cada kW de potencia máxima registrada en horas de punta y c) cargo por cada kW de potencia máxima registrada en horas fuera de punta, deberán afectarse por el factor 0,52 en el caso del Cuadro Tarifario Propuesto o 0,63 en el caso del Cuadro Tarifario Proporcional.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b), c), d) y e) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

7.5. Facturación Exceso de Potencia

En caso que uno de los ODP tomara una potencia superior a la de referencia (incluyendo la tolerancia admitida), en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia registrada más un recargo del 50 % de los valores de cargo fijo por kW, aplicado al excedente de potencia registrada por encima de la de referencia (incluyendo la tolerancia admitida).

7.6. Factor de Potencia

Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

a) Recargos

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa consumida en un período horario de facturación sea igual o supere los valores básicos, dados en el Cuadro N° 1, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al uno

con dos por ciento (2,00%) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la Tg ϕ con respecto al precitado valor básico.

Cuadro N° 1

Valores básicos de relación entre energía reactiva y energía activa para el cálculo de recargos

Tipo de instalación	Valor básico Tg Φ
• Vinculación Inferior en baja tensión	• 0,54
• Vinculación Inferior en media tensión	• 0,48
• Vinculación Inferior en alta tensión	• 0,48
• Vinculación Superior	• 0,33

LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al EPRE la revisión de los valores básicos mencionados. Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la misma, y aquellos que sean solicitados por el EPRE por considerarlos indispensables para la evaluación.

b) Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a los valores indicados en el Cuadro N°2, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el ODP adecue sus instalaciones a fin de reducir dicho valor límite del factor de potencia.

Cuadro N° 2

Valores básicos de relación entre energía reactiva y energía activa para el cálculo de penalidades

Tipo de instalación	Valor básico Tg Φ
Vinculación Inferior en baja tensión	1.33
Vinculación Inferior en media tensión	1.30
Vinculación Inferior en alta tensión	1.23
Vinculación Superior	1.17

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 228
ENTRE RÍOS

7.7. Período de Prueba

Los ODP comprendidos en esta Tarifa podrán solicitar a LA DISTRIBUIDORA el otorgamiento de un período de prueba para fijar la el nivel de potencia de referencia. Dicho período dará comienzo a partir de la fecha de conexión o al acordarse una modificación del valor de potencia (en punta o fuera de punta), quedando a consideración de LA DISTRIBUIDORA la duración del período. La facturación del cargo fijo mensual durante el período de prueba se hará considerando, como valor de potencia, la mayor de las potencias registradas en cada mes (en punta y fuera de punta).

8. DISPOSICIONES ESPECIALES

8.1. Servicio Eléctrico De Reserva

En los suministros encuadrados en las Tarifas 2, 3 y 5, LA DISTRIBUIDORA no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a usuarios que cuenten con fuente propia de energía, o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, se convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

8.2. Función Técnica de Transporte

Tarifa para la Remuneración de la Función Técnica de Transporte Prestada a Los Grandes Usuarios y Otros Distribuidores Provinciales localizados en el Area de Concesión

LA DISTRIBUIDORA deberá permitir el uso de sus redes a los grandes usuarios y a los ODP ubicados en su zona de concesión que efectuaren contratos con generadores o cogeneradores. En estos casos, LA DISTRIBUIDORA prestará a los citados usuarios la Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica. Si en el plazo de treinta (30) días corridos contados a partir de la presentación, ante LA DISTRIBUIDORA, de la solicitud de acceso por parte del interesado, no se alcanzara un acuerdo respecto del acceso a las redes, el EPRE, a solicitud de un gran usuario o de un distribuidor provincial, intervendrá para solucionar el diferendo entre las partes .

Las tarifas para remunerar el transporte de energía eléctrica se ajustarán a lo acordado entre las partes o en su defecto a las tarifas de peaje que se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, las que se recalcularán según lo que se establece en el, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO. Se aplicarán, además, como mínimo las condiciones de calidad de servicio definidas para los clientes de LA DISTRIBUIDORA.

LA DISTRIBUIDORA deberá informar al EPRE, para su aprobación, las tarifas pactadas.

8.3. Aplicación de los Cuadros Tarifarios

Tanto el Cuadro Tarifario Inicial, como cuando se actualice el Cuadro Tarifario, por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO, las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

Cada vez que corresponda la actualización antes indicada, La Distribuidora elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al EPRE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El EPRE, dentro de un plazo no mayor de siete días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo Cuadro Tarifario, le será comunicado en forma inmediata a la Distribuidora, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de siete días hábiles

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 229
ENTRE RÍOS

la rectificación que el EPRE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

La Distribuidora deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

8.4. Facturación

Las facturaciones a usuarios de Tarifa 1-Pequeñas Demandas, Uso Residencial, General y Rural, se efectuarán con una periodicidad bimestral; mientras que las de Tarifas 2, 3, 4, 5 y Peaje (Medianas Demandas, Grandes Demandas, Alumbrado Público, Otros Distribuidores Provinciales, y Peaje respectivamente), se realizarán en forma mensual.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del EPRE una propuesta de modificación de los períodos y modalidad de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios. La resolución que el EPRE tome al respecto obligará a la DISTRIBUIDORA.

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí especificados. En caso de controversias, alguna de las partes podrá recurrir al EPRE, el que decidirá al respecto.

8.5. Suministros

Cuando por causa imputables al usuario, el servicio eléctrico de carácter permanente, encuadrado en alguna de las Tarifas del presente régimen tarifario, sea dado de baja abarcando consumos de un período menor que el habitual de toma de estado de medidores, los cargos fijos mensuales previstos en dichas Tarifas se facturarán en forma directamente proporcional a la cantidad de días que comprende el consumo, pero sin modificar los bloques de energía. Igual criterio se adoptará para la primera facturación de los suministros dados de alta, cuando la misma corresponda a un período inferior al habitual.

En los servicios de carácter transitorio (parques de diversiones, circos, obras, etc.), las cuotas o cargos fijos mensuales se facturarán íntegramente, aun cuando el servicio se haya prestado durante un período menor al normal de facturación.

8.6. Usuario Pequeño-Generador en Baja Tensión con Potencia Contratada Inferior a 50 kW (Decreto M.P.I. y S. Nº4315/16)

La facturación del consumo abastecido desde la red del Usuario-Pequeño Generador se hará de acuerdo a la categoría tarifaria que corresponda al suministro y de acuerdo a los valores del cuadro tarifario vigente durante el período de consumo facturado.

Cuando en el período a facturar, el Usuario Pequeño-Generador hubiere aportado sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, el usuario recibirá un crédito en su factura.

Dicho crédito será calculado valorizando la energía eléctrica inyectada a la red de la Distribuidora al costo de compra de la energía y transporte de la respectiva categoría en el Mercado Eléctrico Mayorista durante horas de resto, incrementada un porcentaje equivalente a las pérdidas de transmisión y sub-transmisión (FPEAAT).

El Ente Regulador incluirá en los Cuadros Tarifarios que apruebe para cada período y categoría el precio de los créditos para energía inyectada en la red.

En caso de que resultare un crédito a favor del Usuario Pequeño-Generador que no haya podido ser descontado en la respectiva facturación, el mismo deberá ser imputado y descontado en la o las facturas subsiguientes. En caso de no ser utilizado el crédito, caducará en doce (12) meses.

Aplica para el desarrollo de la actividad de los Usuarios Pequeño-Generador lo establecido en el Reglamento de las Condiciones para que las pequeñas generaciones puedan incorporarse a la red eléctrica de distribución en baja tensión e inyectar sus excedentes (Decreto M.P.I. y S. Nº4315/16).

9. Conexiones, Suspensiones, Rehabilitaciones y Verificaciones

9.1. Tasas de Conexión

Previo a la conexión de sus instalaciones, los usuarios deberán abonar a la Distribuidora el importe que corresponda en concepto de Tasa de Conexión según las tarifas vigentes.

Existen los siguientes tipos de Tasas de Conexión:

- Colocación de Medidor: se aplica cuando la conexión se refiere sólo a la instalación del medidor.
- Tasa de Conexión Aérea Básica: se aplica cuando la extensión o derivación desde el punto de vinculación de la red de distribución existente hasta el pilar de conexión del usuario es menor a 25 metros y no requiera la colocación de poste, columna o soporte adicional para cumplir con la reglamentación vigente de la Asociación Electrotécnica Argentina para Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión.
- Tasa de Conexión Aérea Especial: se aplica cuando la extensión o derivación desde el punto de vinculación de la red de distribución existente hasta el pilar de conexión del usuario requiera la colocación de poste, columna o soporte adicional para cumplir con la reglamentación vigente de la Asociación Electrotécnica Argentina para Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión o sea igual o mayor a 25 metros

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 230
ENTRE RÍOS

- Tasa de Conexión Rural Aérea Básica: se aplica cuando la extensión o derivación desde el punto de vinculación de la red de distribución existente hasta el pilar de conexión del usuario es menor a 25 metros y no requiera la colocación de poste, columna o soporte adicional para cumplir con la reglamentación vigente de la Asociación Electrotécnica Argentina para Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión y la ubicación de la conexión se encuentra fuera de los límites determinados por los Municipios como ejidos municipales, cuya división catastral sea superior al manzanado.

  Tasa de Conexión Rural Aérea Especial: se aplica cuando: se aplica cuando la extensión o derivación desde el punto de vinculación de la red de distribución existente hasta el pilar de conexión del usuario requiera la colocación de poste, columna o soporte adicional para cumplir con la reglamentación vigente de la Asociación Electrotécnica Argentina para Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión o sea igual o mayor a 25 metros y la ubicación de la conexión se encuentra fuera de los límites determinados por los Municipios como ejidos municipales, cuya división catastral sea superior al manzanado.
- Tasa de Conexión Subterránea Básica: se aplica cuando para dar el suministro se deba efectuar la conexión desde el medidor o registrador hasta la caja de toma.
- Tasa de Conexión Subterránea Especial: se aplica cuando el usuario haya instalado la caja de toma, y esta deba ser alimentada desde la red de distribución subterránea o desde otra caja de toma.

Los valores de los cargos correspondientes para cada tarifa, serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo.

Estas tasas serán también de aplicación cada vez que deban efectuarse modificaciones a las conexiones existentes a solicitud de los clientes, sean estas provisorias o definitivas.

9.2. Contribución de usuarios por extensión de red

Cuando el usuario solicita una conexión que deba ser ejecutada con conductores subterráneos, o tipos constructivos especiales o se trate de loteos, fraccionamientos de parcelas o similares conforme lo establecido en el Anexo II, punto 1.10 del CONTRATO DE CONCESION; independientemente de la distancia en que se encuentre de los extremos de línea correspondientes a su nivel de suministro, el usuario deberá cubrir los costos totales de inversión de las instalaciones necesarias.

Cuando el usuario que solicita una conexión convencional se encuentra a una distancia inferior o igual a cincuenta (50) metros de los extremos de línea correspondientes a su nivel

de suministro, la Distribuidora deberá realizar, a su cargo, la conexión en los plazos indicados en el ANEXO VI del CONTRATO DE CONCESIÓN.
Si el usuario se encontrara a una distancia mayor a cincuenta (50) metros de los extremos de línea correspondientes a su nivel de suministro, la Distribuidora estará autorizada a requerir de aquél un aporte financiero para cubrir los costos de inversión de las instalaciones necesarias más allá de los cincuenta (50) metros. En este caso, la Distribuidora, aplicará la Metodología para la Contribución de Clientela por Extensiones y los Criterios de Reembolso determinados por el EPRE.

Para aquellos casos de usuarios existentes que solicitan incremento de su demanda, se considerará que el mismo se encuentra dentro del crecimiento vegetativo normal si dicho incremento puede atenderse con el módulo de transformación siguiente usualmente construido. En caso de que se necesite de más de un módulo se aplicará el criterio de reembolso.
En aquellos casos en que se realiza extensión de red en propiedad privada, la misma no estará sujeta a los Criterios de Reembolso descriptos anteriormente, salvo que la distribuidora utilice dichas instalaciones para atender otros suministros. Similar tratamiento se dará a los aumentos de potencia de los transformadores en este tipo de instalaciones.

9.3. Tasa de Rehabilitación del Servicio

Todo usuario a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá abonar, previamente a la rehabilitación del servicio, la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes y las sumas que se establezcan en cada Cuadro Tarifario en concepto de Cargo por Rehabilitación para cada tarifa.
Esta tasa será también de aplicación cuando deban efectuarse rehabilitaciones de suministro, derivadas de suspensiones efectuadas por motivos imputables al usuario.

9.4. Tasa por Envío Avisos de Suspensión

Todo usuario a quien se le deba remitir comunicación escrita (Aviso de Suspensión) informando sobre la falta de pago del servicio, y su suspensión en caso de no cancelar lo adeudado dentro de las fechas allí estipuladas, deberán abonar una tasa de envío de aviso de suspensión correspondiente, calculada de acuerdo con las normas vigentes y las sumas que se establezcan en cada Cuadro Tarifario. Esta tasa se incluirá en la factura posterior al envío del aviso.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 231
ENTRE RÍOS

9.5. Tasa por Gastos de Verificación en el Servicio

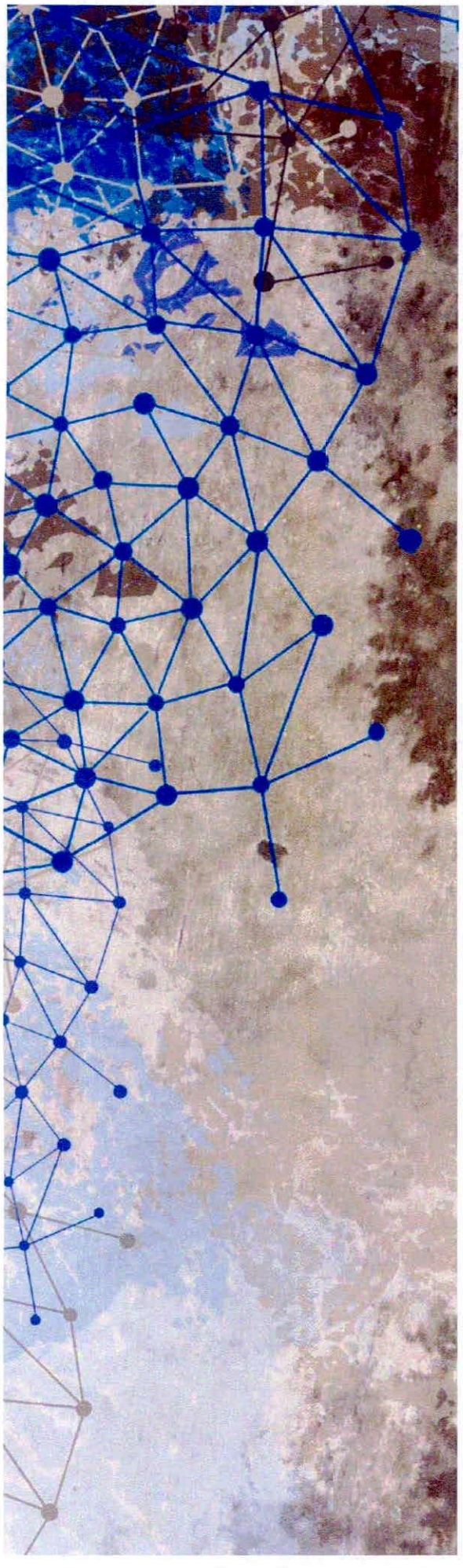
Cuando se efectuaren inspecciones de las conexiones domiciliarias a pedido de los usuarios y se constate que el motivo de dicho pedido es originado por problemas internos a las instalaciones del usuario, éste deberá abonar en facturaciones posteriores una tasa de Verificación, calculada de acuerdo con las normas vigentes y las sumas que se establezcan en cada Cuadro Tarifario.

9.6. Tasa por emisión de duplicado de factura

Todo usuario a quien se le deba extender un duplicado de factura por pérdida o extravío de la misma, deberá abonar una tasa de emisión de duplicado correspondiente, calculada de acuerdo con las normas vigentes y las sumas que se establezcan en cada Cuadro Tarifario. Esta tasa se incluirá en la factura posterior a la emisión del duplicado.

Quedarán exceptuados aquellos casos en que resulta necesario dicha emisión por la falta de recepción de la misma por parte del usuario.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 232
ENTRE RÍOS



MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO TARIFARIO QUINQUENAL

2021 - 2026

Anexo VIII – Procedimiento de Cálculo del Cuadro Tarifario

Preparado para:

Enersa

Mayo - 2022

M 2102

PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TÉRMINO). 8

A.1) PRECIO DE LA POTENCIA 8

A.2) PRECIO DE LA ENERGIA PARA CADA TRAMO HORARIO (HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES) 9

B) CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL CUADRO TARIFARIO 11

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (Tarifa 1-R) 11
B.1.1) Cargo fijo 11
B.1.2) Cargo variable 12

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS – USO RURAL (Tarifa 1-Rural) 13

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (Tarifa 1-G) 15
B.3.1) Cargo fijo 15
B.3.2) Cargo variable 16

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (Tarifa 2) 17
B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada. 17
B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida. 17

B.5) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 3 VI-BT) 18
B.5.1) Cargo fijo por factura emitida 19
B.5.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta. 19
B.5.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta. 19
B.5.4) Cargo por potencia adquirida 20
B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 20
B.5.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 21
B.5.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 21

B.6) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 3 - VI-MT) 21
B.6.1) Cargo fijo por factura emitida 22
B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta. 22
B.6.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta. 22
B.6.4) Cargo por potencia adquirida 23
B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 23
B.6.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 24
B.6.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 24

B.7) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 3 - VI-AT) 24
B.7.1) Cargo fijo por factura emitida 25

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 233
ENTRE RIOS

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta. 25
B.7.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta. 26
B.7.4) Cargo por potencia adquirida 26
B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 26
B.7.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 27
B.7.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 27

B.8) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 3 - VS) 27
B.8.1) Cargo fijo por factura emitida 28
B.8.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta. 28
B.8.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta. 29
B.8.4) Cargo por potencia adquirida 29
B.8.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 29
B.8.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 30
B.8.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 30

B.9) ALUMBRADO PUBLICO (Tarifa 4-AP) 31

B.10) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 5 VI-BT) 32
B.10.1) Cargo fijo por factura emitida 32
B.10.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta. 33
B.10.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta. 33
B.10.4) Cargo por potencia adquirida 33
B.10.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 34
B.10.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 34
B.10.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 34

B.11) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 5 - VI-MT) 35
B.11.1) Cargo fijo por factura emitida 35
B.11.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta. 36
B.11.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta. 36
B.11.4) Cargo por potencia adquirida 36
B.11.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 37
B.11.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 37
B.11.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 37

B.12) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 5 - VI-AT) 38
B.12.1) Cargo fijo por factura emitida 38

B.12.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta. 39
B.12.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta. 39
B.12.4) Cargo por potencia adquirida 39
B.12.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 40
B.12.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 40
B.12.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 40

B.13) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 5 - VS) 41
B.13.1) Cargo fijo por factura emitida 41
B.13.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta. 42
B.13.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta. 42
B.13.4) Cargo por potencia adquirida 42
B.13.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta 43
B.13.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno 43
B.13.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes 43

B.14) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSIÓN 44
B.14.1) Cargo fijo por factura emitida 44
B.14.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 44
B.14.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. 45
B.14.4) Cargo por potencia transportada 45
B.14.5) Cargo variable en horas de punta 46
B.14.6) Cargo variable en horas de valle nocturno 46
B.14.7) Cargo variable en horas restantes 47

B.15) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION 47
B.15.1) Cargo fijo por factura emitida 48
B.15.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 48
B.15.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. 48
B.15.4) Cargo por potencia transportada 49
B.15.5) Cargo variable en horas de punta 49
B.15.6) Cargo variable en horas de valle nocturno 50
B.15.7) Cargo variable en horas restantes 50

B.16) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION 50
B.16.1) Cargo fijo por factura emitida 51
B.16.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 51
B.16.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. 52
B.16.4) Cargo por potencia transportada 52

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 234
ENTRE RÍOS

B.16.5) Cargo variable en horas de punta ____ 52
B.16.6) Cargo variable en horas de valle nocturno ____ 53
B.16.7) Cargo variable en horas restantes ____ 53

B.17) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION SUPERIOR 54
B.17.1) Cargo fijo por factura emitida ____ 54
B.17.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 55
B.17.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. ____ 55
B.17.4) Cargo por potencia transportada ____ 55
B.17.5) Cargo variable en horas de punta ____ 56
B.17.6) Cargo variable en horas de valle nocturno ____ 56
B.17.7) Cargo variable en horas restantes ____ 57

B.18) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A BAJA TENSIÓN ____ 57
B.18.1) Cargo fijo por factura emitida ____ 58
B.18.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 58
B.18.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. ____ 58
B.18.4) Cargo por potencia transportada ____ 59
B.18.5) Cargo variable en horas de punta ____ 59
B.18.6) Cargo variable en horas de valle nocturno ____ 60
B.18.7) Cargo variable en horas restantes ____ 60

B.19) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN MEDIA TENSIÓN ____ 61
B.19.1) Cargo fijo por factura emitida ____ 61
B.19.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 61
B.19.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. ____ 62
B.19.4) Cargo por potencia transportada ____ 62
B.19.5) Cargo variable en horas de punta ____ 63
B.19.6) Cargo variable en horas de valle nocturno ____ 63
B.19.7) Cargo variable en horas restantes ____ 64

B.20) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN ALTA TENSIÓN ____ 64
B.20.1) Cargo fijo por factura emitida ____ 65
B.20.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta. 65
B.20.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta. ____ 66
B.20.4) Cargo por potencia transportada ____ 66
B.20.5) Cargo variable en horas de punta ____ 67

B.20.6) Cargo variable en horas de valle nocturno ____ 67
B.20.7) Cargo variable en horas restantes ____ 67
B.21) USUARIO PEQUEÑO-GENERADOR ____ 68
C) APLICACIÓN DEL SUBSIDIO TARIFARIO ____ 68
D) ADECUACIÓN DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN ____ 69
E) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN ____ 71
F) FACTORES DE PÉRDIDAS Y COEFICIENTES DE PARTICIPACIÓN ____ 73

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 235
ENTRE RÍOS

PROCEDIMIENTOS PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

Este Anexo describe los procedimientos que deben utilizarse para el recálculo del Cuadro Tarifario Inicial correspondiente a LA DISTRIBUIDORA.

El Cuadro Tarifario se calculará en base a:

- El precio de la potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM (contratos a término entre el distribuidor y los generadores, y mercado spot o spot estabilizado, según corresponda).
- El costo unitario por el uso del sistema de transporte.
- Los costos propios de distribución vigentes y los gastos de comercialización expresamente reconocidos.

Dicho Cuadro Tarifario se recalculará cuando se produzcan variaciones en los precios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el costo unitario por el uso del sistema de transporte y cuando el Ente Provincial Regulador de la Energía asigne el Fondo Compensador de Tarifas. Estas serán las únicas variaciones que podrán trasladarse a las tarifas a usuarios y lo serán en las oportunidades y frecuencias que más abajo se indican.

1. Las variaciones de los precios mayoristas de la electricidad que se reconocerán y trasladarán a las tarifas son:

- Variaciones del precio medio estacional (mercado spot o spot estabilizado, según corresponda), calculado por el Organismo Encargado del Despacho, como consecuencia de la programación semestral y de su revisión trimestral.
- Actualización de los precios contenidos en los contratos celebrados por LA DISTRIBUIDORA, y de todos aquellos costos relacionados a la potencia y energía comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato. La Distribuidora podrá proponer al EPRE un procedimiento de contratación al que deba ajustarse; de modo de garantizar transparencia y agilidad que permita su concreción en plazos cortos.
- Variaciones del Costo Unitario del uso de sistema de transporte, previstos para el trimestre.

2. Los costos propios de distribución y los gastos de comercialización reconocidos, los costos de conexión, el servicio de rehabilitación, los gastos de verificación y la emisión de duplicados de factura se adecuarán cada tres (3) meses y tendrán plena vigencia en los tres (3) meses siguientes a la fecha de actualización. Los criterios para adecuar los costos propios de distribución se indican en el punto D) del presente Procedimiento.

3. El Fondo Compensador de Tarifas se ajustará en ocasión de cada programación estacional del Organismo Encargado del Despacho, de acuerdo a las pautas que fije el Poder Ejecutivo al EPRE.

Todos los costos antes mencionados se calcularán y recalcularán en pesos. Los valores así determinados serán valores máximos.

El factor correspondiente a la Tasa de Fiscalización y Control EPRE será anualmente revisado conforme lo previsto en el Art. 60 de la Ley 8916.

A continuación, se describen los Procedimientos para la determinación del Cuadro Tarifario.

A) CALCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA Y ENERGIA COMPRADA EN EL MERCADO MAYORISTA (MERCADO SPOT Y CONTRATOS A TÉRMINO).

A.1) PRECIO DE LA POTENCIA

$$Ppm = (Pps * y1 + Ppc * y2 + CUSTp) * FV$$

donde:

Ppm: Precio de la potencia a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en $/kW-mes.

Pps: Precio de referencia de la potencia para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en $/kW-mes. Se aplicará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la metodología descripta en la Resolución SE N° 326/94 y las que en lo sucesivo la modifiquen.

Ppc: Precio de la potencia en los contratos, expresado en $/kW-mes. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados a la potencia comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato.

y1: participación de la compra de potencia en el mercado spot o spot estabilizado, según corresponda, respecto al total de la potencia demandada.

y2: participación de la compra de potencia bajo contratos, respecto al total de la potencia demandada.

CUSTp =CFT/PotArea

donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 236
ENTRE RIOS

CUSTp: Costo Unitario del cargo fijo por servicio de transporte. Este valor se expresará en $/kW.

CFT: Monto total a pagar por LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos fijos de transporte (cargos de conexión y complementarios), por los servicios prestados por TRANSENER como por la Distribuidora Troncal Regional, Transportistas Independientes, la Función Técnica de Transporte prestada por otras Distribuidoras y pago de los cánones retributivos de las expansiones de los sistemas de trasporte en AT y/o por distribución troncal y todo otro concepto que pudiera incorporarse a la remuneración del transporte. En CFT, el EPRE autorizará la inclusión de costos asociados al abastecimiento de potencia, servicios del MEM y CAMMESA no incluidos en Pps y Ppc. Este valor se expresará en pesos. El CFT será calculado de acuerdo con la asignación específica por tipo de usuario final y/u otros aspectos establecidos por las normativas vigentes de la autoridad de aplicación nacional.

PotArea: Promedio simple de las potencias declaradas por LA DISTRIBUIDORA y sus clientes de peaje agentes del MEM ante el OED para cada uno de los meses del período para el que se efectúa el cálculo del Cuadro Tarifario, expresada en kW.

TF: Tasa de Fiscalización y Control EPRE.

El valor que se aplicará es el siguiente:

TF = 1/(1-1,8%) = 1,0183299

FRCV: Factor de Recupero de Costos Variables.

El valor que se aplicará es el siguiente:

FRCV = 1/(1-4,8536%) = 1,051012

FV: Factor de Recupero Variable

FV = TF * FRCV = 1,0183299 * 1,051020

El valor que se aplicará es el siguiente:

FV = 1,0703 (este valor se aplicará en el resto de las fórmulas donde se cita este factor en este procedimiento)

NOTA: el ítem definido como Ppm aplicable a cada categoría tarifaria, será calculado de acuerdo con la asignación específica por tipo de usuario final y/u otros aspectos establecidos por las normativas vigentes de la autoridad de aplicación nacional de los precios mayoristas

A.2) PRECIO DE LA ENERGIA PARA CADA TRAMO HORARIO (HORAS DE PICO, VALLE Y RESTANTES)

Pei = (y1i * Pesi + y2i * Pecti + CUSTv + Pf + FEPPEprev/Eprev) * FV

Donde:

Pei: Precio de la energía, en el horario i, a transferir a los parámetros de las tarifas a usuarios finales, expresado en $/kWh.

Pesi: Precio de referencia de la energía en el horario i, para las tarifas de distribuidores, vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en $/kWh. Se considerará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la metodología descripta en la Resolución SE N° 326/94 y las que en lo sucesivo la modifiquen.

Pecti: Precio de la energía en el horario i en los contratos, expresados en $/kWh. El mismo incluye todos aquellos costos relacionados a la energía comprada en el mercado a término que sean facturados a la Distribuidora, y no estén considerados en el contrato.

Si el precio del contrato no discrimina entre potencia y energía, se descontará del precio monómico el precio de la potencia, suponiéndola valorizada al precio vigente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

y1i: Diferencia entre el número uno (1) y la sumatoria de los factores y2i, calculados de acuerdo a lo indicado en el presente.

y2i: Cociente entre la previsión de energía a adquirir por contratos en el horario i (expresada en kWh/trimestre o semestre), y la compra total de energía por parte de LA DISTRIBUIDORA (expresada en kWh/trimestre o semestre) en el mismo horario.

i - horas de punta (p), valle (v) o restantes (r).

Los horarios en que deberán considerarse estos tramos serán los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

CUSTv = CVT/ET Area

donde:

CUSTv: Costo Unitario del cargo variable por servicio de transporte. Este valor se expresará en $/kWh.

CVT: Monto total a pagar por LA DISTRIBUIDORA en concepto de cargos variables de la energía transportada tanto por TRANSENER, como por la Distribuidora Troncal Regional, las Transportistas Independientes y la Función Técnica de Transporte prestada por otras Distribuidoras, siempre que la mencionada remuneración no esté incluida en el precio de la energía a través de los factores de nodo y todo otro concepto que pudiera incorporarse a la remuneración del transporte. En CVT, el EPRE autorizará la inclusión de costos asociados al abastecimiento de energía, servicios del MEM y CAMMESA no incluidos en Pesi y Pei. Este monto será expresado en pesos. El CVT será calculado de acuerdo con la asignación específica

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 237
ENTRE RIOS

por tipo de usuario final y/u otros aspectos establecidos por las normativas vigentes de la autoridad de aplicación nacional.

ET Área: Previsión de la energía total ingresada a la red de la distribuidora en el período de la programación semestral y de su revisión trimestral, para abastecer a sus clientes finales y de peaje, agentes del MEM, expresada en kWh.

Pf: Sobreprecio que debe aportar LA DISTRIBUIDORA al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica creado por ley 24.065.

FEPPEprev: Monto en pesos propuesto por el EPRE y que autorice la Secretaría de Energía de la Provincia, a fin de atenuar las variaciones que se produjeran en las tarifas a Usuarios Finales.

Eprev: Previsión de la energía a adquirir por LA DISTRIBUIDORA en el mercado spot estabilizado en el período de la programación semestral y de su revisión trimestral, sin incluir los otros agentes del MEM, expresada en kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

NOTA: los ítems definidos como Pep, Per y Pev aplicables a cada categoría tarifaria serán calculados de acuerdo con la asignación específica por tipo de usuario final y/u otros aspectos establecidos por las normativas vigentes de la autoridad de aplicación nacional de los precios mayoristas.

B) CALCULO DE LOS PARAMETROS DEL CUADRO TARIFARIO

Los valores de los costos propios de distribución y los gastos de comercialización a aplicar en las fórmulas detalladas a continuación serán los indicados en el punto E) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN del presente procedimiento.

B.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO RESIDENCIAL (Tarifa 1-R)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso Residencial (Tarifa 1-R), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una única tarifa con cuatro escalones de consumo y una tarifa para conexiones directas sin medidor

La Tarifa 1-R se compondrá de un cargo fijo y tres cargos variables por unidad de energía consumida, excepto para la tarifa a conexiones directas, a las que se facturará un monto fijo.

B.1.1) Cargo fijo

CFR = CDFR1 * FV

donde:

CFR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales, expresado en $/mes.

CDFR1: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-R, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.1.2) Cargo variable

CVRi = (Pep * YpR + Per * YrR + Pev * YvR) * FPEABT + Ppm * FPPABT * K1R + CDVRi * FV

donde:

CVRi: cargo variable que se aplicará a la escala de consumo i de los usuarios de esta categoría, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 238
ENTRE RÍOS

K1R: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-R. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVRi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.2) PEQUEÑAS DEMANDAS – USO RURAL (Tarifa 1-Rural)

B.2.1) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL RESIDENCIAL

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Residencial Rural, descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una única tarifa con tres escalones de consumo.

La Tarifa 1 - Residencial Rural se compondrá de un cargo fijo y tres cargos variables por unidad de energía consumida.

B.2.1.1) Cargo fijo

$$CFRR = CDFRR * FV$$

donde:

CFRR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales rurales, expresado en $/mes.

CDFRR: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-Rural, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.2.1.2) Cargo variable

$$CVRRi = (Pep * YpRR + Per * YrRR + Pev * YvRR) * FPEABTR + Ppm * FPPABTR * K1Rr + CDVRRi * FV$$

donde:

CVRRi: cargo variable que se aplicará a la escala de consumo i de los usuarios de esta categoría, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEABTR: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABTR: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión rural. Este valor no estará sujeto a variación.

K1Rr: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-Rural. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVRRi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.2.2) PEQUEÑAS DEMANDAS - RURAL GENERAL

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Rural General, descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una única tarifa con tres escalones de consumo.

La Tarifa 1 – Rural General se compondrá de un cargo fijo y tres cargos variables por unidad de energía consumida.

B.2.2.1) Cargo fijo

$$CFRR = CDFRR * FV$$

donde:

CFRR: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios residenciales rurales, expresado en $/mes.

CDFRR: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-Rural General, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

Los valores que se aplicarán son los siguientes:

B.2.2.2) Cargo variable

$$CVRRi = (Pep * YpRR + Per * YrRR + Pev * YvRR) * FPEABTR + Ppm * FPPABTR * K1Rr + CDVRRi * FV$$

donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 239
ENTRE RIOS

CVRRi: cargo variable que se aplicará a la escala de consumo i de los usuarios de esta categoría, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvRR: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEABTR: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABTR: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión rural. Este valor no estará sujeto a variación.

K1Rr: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en tarifa 1-Rural. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVRRi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.3) PEQUEÑAS DEMANDAS - USO GENERAL (Tarifa 1-G)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Pequeñas Demandas, Uso General (1-G), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una única tarifa con tres escalones de consumo.

La Tarifa 1-G se compondrá de un cargo fijo y tres cargos variables por unidad de energía consumida.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

- **B.3.1) Cargo fijo**

CFG = CDFG * FV

donde:

CFG: Cargo fijo que se aplicará a todos los usuarios de esta categoría, expresado en $/mes.

CDFG: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 1-General, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.3.2) Cargo variable

CVGi= (Pep * YpG + Per * YrG + Pev * YvG) * FPEABT + Ppm * FPPABT * K1G + CDVGi * FV

donde:

CVGi: cargo variable que se aplicará a la escala de consumo i de los usuarios de esta categoría, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvG: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 240
ENTRE RIOS

K1G: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios encuadrados en Tarifa 1-General. Este valor no estará sujeto a variación.

CDVGi: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la escala de consumo i, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.4) MEDIANAS DEMANDAS (Tarifa 2)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Medianas Demandas (Tarifa T2), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa única, que se compondrá de un cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en tramo horario único y un cargo variable por unidad de energía consumida en tramo horario único.

Los cargos fijo y variable se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.4.1) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada.

$$CFMD = Ppm * FPPABT * FCTMDBST + CDFMD * FV$$

donde:

CFMD: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTMDBST: factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora

CDFMD: costo propio de distribución asignado al cargo fijo de la tarifa 2, expresado en $/kW-mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.4.2) Cargo variable por unidad de energía consumida.

CVMD = (Pep * YpMD + Per * YrMD + Pev * YvMD) * FPEABT + CDVMD * TF

donde:

CVMD: cargo variable de la Tarifa 2, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvMD: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

CDVMD: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la Tarifa 2, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.5) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 3 VI-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas Vinculación Inferior en Baja Tensión (T3 - VI-BT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 241
ENTRE RÍOS

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.5.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFEGVIB = CCGVIB * FV$$

donde:

CFFEGVIB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCGVIB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.5.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGVIB = CDFGB * FAHPBT * FV$$

donde:

CFPGVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGB: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/kW-mes.

FAHPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.5.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

$$CFFGVIB = CDFGB * FAHFPBT * FV$$

donde:

CFFGVIB : Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGB: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/kW-mes.

FAHFP: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.5.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVIB = Ppm * FPPABT * FCTGDBST

donde:

CPAVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDBST: Factor de coincidencia de la tarifa 3 en baja tensión con el nivel de compra de potencia.

B.5.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGVIB = Pep * FPEABT

donde:

CVPGVIB: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 242
ENTRE RÍOS

B.5.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGVIB = Pev * FPEABT

donde:

CVVGVIB: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.5.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGVIB = Per * FPEABT

donde:

CVRGVIB: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 3 - VI-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas Vinculación Inferior en Media Tensión (T3 - VI-MT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;

- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.6.1) Cargo fijo por factura emitida

CFFEGVIM = CCGVIM * FV

donde:

CFFEGVIM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCGVIM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.6.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGVIM = CDFGM * FAHPMT * FV

donde:

CFPGVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGM: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/kW-mes.

FAHPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.6.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 243
ENTRE RIOS

CFFGVIM = CDFGM * FAHFPMT * FV

donde:

CFFGVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGM: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/kW-mes.

FAHFPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.6.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVIM = Ppm * FPPAMT * FCTGDMST

donde:

CPAVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAMT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDMST: Factor de coincidencia de la tarifa 3 en media tensión con el nivel de compra de potencia.

B.6.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGVIM = Pep * FPEAMT

donde:

CVPGVIM: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGVIM = Pev * FPEAMT

donde:

CVVGVIM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.6.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGVIM = Per * FPEAMT

donde:

CVRGVIM: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 3 - VI-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas Vinculación Inferior en Alta Tensión (T3 - VI-AT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 244
ENTRE RIOS

- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.7.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFEGVIA = CCGVIA * FV$$

donde:

CFFEGVIA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCGVIA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.7.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

$$CFPGVIA = CDFGA * FAHPAT * FV$$

donde:

CFPGVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGA: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/kW-mes.

FAHPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.7.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

CFFGVIA = CDFGA * FAHFPMT * FV

donde:

CFFGVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGA: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/kW-mes.

FAHFPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.7.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVIA = Ppm * FPPAAT * FCTGDAST

donde:

CPAVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAAT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDAST: Factor de coincidencia de la tarifa 3 en alta tensión con el nivel de compra de potencia.

B.7.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGVIA = Pep * FPEAAT

donde:

CVPGVIA: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/kWh.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 245
ENTRE RÍOS

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGVIA = Pev * FPEAAT

donde:

CVVGVIA: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.7.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGVIA = Per * FPEAAT

donde:

CVRGVIA: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - VI-AT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.8) GRANDES DEMANDAS - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 3 - VS)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Grandes Demandas Vinculación Superior (T3 - VS), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;

- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de suministro contratada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.8.1) Cargo fijo por factura emitida

CFFEGVS = CCGVS * FV

donde:

CFFEGVS: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCGVS: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.8.2) Cargo fijo mensual por capacidad de suministro contratada en horas de punta.

CFPGVS = CDFGVS * FAHPVS * FV

donde:

CFPGVS: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGVS: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-VS. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 246
ENTRE RÍOS

B.8.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta.

CFPGVS = CDFGVS * FAHFPVS * FV

donde:

CFFGVS: Cargo fijo mensual por unidad de potencia contratada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGVS: costo propio de distribución de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/kW-mes

FAHFPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 3 - VI-VS. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.8.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVS = Ppm * FPPAVS * FCTGDVSST

donde:

CPAVSi: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDVSST: Factor de coincidencia de la tarifa 3 vinculación superior con el nivel de compra de potencia.

B.8.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPGVS = Pep * FPEAVS

donde:

CVPGVS: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

Los valores de aplicación son los siguientes:

FPEAVS = 1,022

B.8.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVGVS = Pev * FPEAVS

donde:

CVVGVS: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.8.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRGVS = Per * FPEAVS

donde:

CVRGVS: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 3 - VS, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 247
ENTRE RIOS

B.9) ALUMBRADO PUBLICO (Tarifa 4-AP)

Para usuarios encuadrados en la Tarifa Alumbrado Público (T4-AP), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que remunerará el suministro de energía eléctrica (Tarifa 4-AP).

La tarifa se compondrá únicamente de un cargo variable que se aplicará a cada unidad de energía consumida. El cargo variable se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

Cargo variable de la Tarifa 4-AP

$$CVA = Ppm * FPPABT * KMA + (Pep * YpAP + Per * YrAP + Pev * YvAP) * FPEABT + CDA * FV$$

donde:

CVA : Cargo variable de la Tarifa 4-AP, expresado en $/kWh.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

KMA: Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia en el cargo variable de la tarifa 1-AP1. Este valor no estará sujeto a variación.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YpAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de punta respecto al total.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YrAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas restantes respecto al total.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

YvAP: participación del consumo de los usuarios de esta categoría en horas de valle respecto al total.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión.

CDA: costo propio de distribución asignado al cargo variable de la Tarifa 4-AP1, expresado en $/kWh.

FV: Factor de Recupero Variable

B.10) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSION (Tarifa 5 VI-BT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Otros Distribuidores Provinciales Vinculación Inferior en Baja Tensión (T5 - VI-BT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por unidad de potencia registrada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.10.1) Cargo fijo por factura emitida

CFFEODVIB = CCODVIB * FV

donde:

CFFEODVIB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCODVIB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

Los valores de aplicación son los siguientes:

CCODVIB = para clientes con potencias registradas iguales o superiores a 50 kW.

CCODVIB1 = para clientes con potencias registradas inferiores a 50 kW.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 248
ENTRE RÍOS

B.10.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta.

CFPODVIB = CDFODB * FAHPBT * FV

donde:

CFPODVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODB: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/kW-mes.

FAHPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 5 - VI-BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.10.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta.

CFFODVIB = CDFODB * FAHFPBT * FV

donde:

CFFODVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODB: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/kW-mes.

FAHFPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 5 - VI-BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.10.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVIB = Ppm * FPPABT * FCTGDBST

donde:

CPAVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPABT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDBST: Factor de coincidencia de la tarifa 5 baja tensión con el nivel de compra de potencia.

B.10.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPODVIB = Pep * FPEABT

donde:

CVPODVIB: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVODVIB = Pev * FPEABT

donde:

CVVODVIB: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.10.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRODVIB = Per * FPEABT

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 249
ENTRE RÍOS

donde:

CVRODVIB: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 5 - VI-BT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION (Tarifa 5 - VI-MT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Otros Distribuidores Provinciales Vinculación Inferior en Media Tensión (T5 - VI-MT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por unidad de potencia registrada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.11.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFEODVIM = CCODVIM * FV$$

donde:

CFFEODVIM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCODVIM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.11.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta.

CFPODVIM = CDFODM * FAHPMT * FV

donde:

CFPODVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODM: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/kW-mes.

FAHPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta. para usuarios de la Tarifa 5 - VI-MT Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.11.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta.

CFFODVIM = CDFODM * FAHFPMT * FV

donde:

CFFODVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODM: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/kW-mes.

FAHFPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 5 - VI-MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.11.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVIM = Ppm * FPPAMT * FCTGDMST

donde:

CPAVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 250
ENTRE RÍOS

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAMT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDMST: Factor de coincidencia de la tarifa 5 media tensión con el nivel de compra de potencia

B.11.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPODVIM = Pep * FPEAMT

donde:

CVPODVIM: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVODVIM = Pev * FPEAMT

donde:

CVVODVIM: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.11.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRODVIM = Per * FPEAMT

donde:

CVRODVIM: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 5 - VI-MT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.12) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION (Tarifa 5 - VI-AT)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Otros Distribuidores Provinciales Vinculación Inferior en Alta Tensión (T5 - VI-AT), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por unidad de potencia registrada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.12.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFEODVIA = CCODVIA * FV$$

donde:

CFFEODVIA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCODVIA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 251
ENTRE RIOS

B.12.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta.

$$CFPODVIA = CDFODA * FAHPAT * FV$$

donde:

CFPODVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODA: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/kW-mes.

FAHPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de la Tarifa 5 - VI-AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.12.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta.

$$CFFODVIA = CDFODA * FAHFPAT * FV$$

donde:

CFFODVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODA: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/kW-mes.

FAHFPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 5 - VI-AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.12.4) Cargo por potencia adquirida

$$CPAVIA = Ppm * FPPAAT * FCTGDAST$$

donde:

CPAVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAAT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDAST: Factor de coincidencia de la tarifa 5 alta tensión con el nivel de compra de potencia

B.12.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPODVIA = Pep * FPEAAT

donde:

CVPODVIA: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.12.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVODVIA = Pev * FPEAAT

donde:

CVVODVIA: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.12.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRODVIA = Per * FPEAAT

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 252
ENTRE RÍOS

donde:

CVRODVIA: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 5 - VI-AT, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.13) OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - VINCULACION SUPERIOR (Tarifa 5 - VS)

Para usuarios encuadrados en la tarifa de Otros Distribuidores Provinciales Vinculación Superior (T5 - VS), descripta en el "Régimen Tarifario", se aplicará una tarifa que se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por unidad de potencia registrada en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia adquirida;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía consumida en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.13.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFEODVS = CCODVS * FV$$

donde:

CFFEODVS: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCODVS: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.13.2) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta.

CFPODVS = CDFODVS * FAHPVS * FV

donde:

CFPODVS: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODVS: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta. para usuarios de la Tarifa 5 - VS Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.13.3) Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta.

CFFODVS = CDFODVS * FAHFPVS * FV

donde:

CFFODVS: Cargo fijo mensual por unidad de potencia registrada en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFODVS: costo propio de distribución de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHFPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de la Tarifa 5 – VS. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.13.4) Cargo por potencia adquirida

CPAVS = Ppm * FPPAVS * FCTGDVSST

donde:

CPAVSi: Cargo fijo mensual por unidad de potencia adquirida promedio entre horas de punta y fuera de punta para el Nodo i, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 253
ENTRE RÍOS

FPPAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDVSST: Factor de coincidencia de la tarifa 5 - VS con el nivel de compra de potencia

B.13.5) Cargo variable por consumo de energía en horas de punta

CVPODVS = Pep * FPEAVS

donde:

CVPODVSi: cargo variable por consumo de energía en horas de punta, de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.13.6) Cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno

CVVODVS = Pev * FPEAVS

donde:

CVVODVS: cargo variable por consumo de energía en horas de valle nocturno, de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.13.7) Cargo variable por consumo de energía en horas restantes

CVRODVS = Per * FPEAVS

donde:

CVRODVS: cargo variable por consumo de energía en horas restantes, de la Tarifa 5 - VS, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.14) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN BAJA TENSIÓN

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.14.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFESPVIB = CCSPVIB * FV$$

donde:

CFFESPVIB: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.14.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGIA
FOLIO
Nº 254
ENTRE RIOS

CFPSPVIB = CDFSPB * FAHPBT * FV

donde:

CFPSPVIB: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPB: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

FAHPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de servicios de peaje en BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.14.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIB = CDFSPB * FAHFPBT * FV

donde:

CFFSPVIB: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPB: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

FAHFPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de servicios de peaje en BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.14.4) Cargo por potencia transportada

CPAVIB = Ppm * (FPPABT - 1) * FCTGDBST + CUSTp * FCTGDBST * FV

donde:

CPAVIB: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPPABT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en $/kW.

FCTGDBST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en baja tensión con el nivel de compra de potencia

B.14.5) Cargo variable en horas de punta

$$CVPSPVIB = Pep * (FPEABT - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVPSPVIB: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh

B.14.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$CVVSPVIB = Pev * (FPEABT - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVVSPVIB: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 255
ENTRE RÍOS

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh

B.14.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIB = Per * (FPEABT - 1) + CUSTv * FV

donde:

CVRSPVIB: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.15) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN MEDIA TENSION

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.15.1) Cargo fijo por factura emitida

CFFESPVIM = CCSPVIM * FV

donde:

CFFESPVIM: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.15.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

CFPSPVIM = CDFSPM * FAHPMT * FV

donde:

CFPSPVIM: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

FAHPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de servicios de peaje en MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.15.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIM = CDFSPM * FAHFPMT * FV

donde:

CFFSPVIM: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 256
ENTRE RÍOS

FAHFPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de servicios de peaje en MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.15.4) Cargo por potencia transportada

$$CPAVIM = Ppm * (FPPAMT - 1) * FCTGDMST + CUSTp * FCTGDMST * FV$$

donde:

CPAVIM: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAMT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDMST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en media tensión con el nivel de compra de potencia

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en $/kW.

B.15.5) Cargo variable en horas de punta

$$CVPSPVIM = Pep * (FPEAMT - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVPSPVIM: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.15.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

CVVSPVIM = Pev * (FPEAMT - 1) + CUSTv * FV

donde:

CVVSPVIM: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.15.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIM = Per * (FPEAMT - 1) + CUSTv * FV

donde:

CVRSPVIM: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.16) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION INFERIOR EN ALTA TENSION

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 257
ENTRE RÍOS

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.16.1) Cargo fijo por factura emitida

$$\mathbf{CFFESPVIA = CCSPVIA * FV}$$

donde:

CFFESPVIA: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.16.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

$$\mathbf{CFPSPVIA = CDFSPA * FAHPAT * FV}$$

donde:

CFPSPVIAi: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

FAHPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de servicios de peaje en AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.16.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIA = CDFSPA * FAHFPAT * FV

donde:

CFFSPVIA: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

FAHFPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de servicios de peaje en AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.16.4) Cargo por potencia transportada

CPAVIA = Ppm * (FPPAAT - 1) * FCTGDAST + CUSTp * FCTGDAST * FV

donde:

CPAVIA: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAAT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDAST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en alta tensión con el nivel de compra de potencia

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en $/kW.

B.16.5) Cargo variable en horas de punta

CVPSPVIA = Pep * (PEAAT - 1) + CUSTv * FV

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 258
ENTRE RÍOS

donde:

CVPSPVIA: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.16.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

CVVSPVIA = Pev * (FPEAAT - 1) + CUSTv * FV

donde:

CVVSPVIA: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.16.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIA = Per * (FPEAAT -1) + CUSTv * FV

donde:

CVRSPVIA: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

Los valores de aplicación son los siguientes:

Per: se calculará de acuerdo a A.2), con los valores de la programación estacional vigente, elaborada por el Organismo Encargado del Despacho.

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.17) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE - VINCULACION SUPERIOR

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.17.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFESPVS = CCSPVS * FV$$

donde:

CFFESPVS: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVS: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 259
ENTRE RÍOS

B.17.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

$$CFPSPVS = CDFGVS * FAHPVS * FV$$

donde:

CFPSPVS: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGVS: costo propio de distribución de la de la Tarifa de Servicios de Peaje - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios de servicios de peaje VS. Este valor no estará sujeto a variación

FV: Factor de Recupero Variable

B.17.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

$$CFFSPVS = CDFGVS * FAHFPVS * FV$$

donde:

CFFSPVS: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFGVS: costo propio de distribución de la de la Tarifa de Servicios de Peaje - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHFPVS: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios de servicios de peaje VS. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.17.4) Cargo por potencia transportada

$$CPAVS = Ppm * (FPPAVS - 1) * FCTGDVSST + CUSTp * FCTGDVSST * FV$$

donde:

CPAVS: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDVSST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje - VS con el nivel de compra de potencia

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTp: Costo unitario del cargo fijo por servicio de transporte expresado en $/kW.

B.17.5) Cargo variable en horas de punta

$$CVPSPVS = Pep * (FPEAVS - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVPSPVS: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.17.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

$$CVVSPVS = Pev * (FPEAVS - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVVSPVS: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 260
ENTRE RÍOS

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.17.7) Cargo variable en horas restantes

$$CVRSPVS = Per * (FPEAVS - 1) + CUSTv * FV$$

donde:

CVRSPVSi: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2), del presente.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de Vinculación Superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

CUSTv: Costo unitario del cargo variable por servicio de transporte expresado en $/kWh.

B.18) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A BAJA TENSIÓN

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.18.1) Cargo fijo por factura emitida

CFFESPVIBE = CCSPVIB * FV

donde:

CFFESPVIBE: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIB: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.18.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

CFPSPVIBE = (CDFSPB-CDFSPM) * FAHPBT * FV

donde:

CFPSPVIBE: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPB: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en baja tensión, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en media tensión, expresado en $/kW-mes.

FAHPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios en BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.18.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIBE = (CDFSPB-CDFSPM) * FAHFPBT * FV

donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 261
ENTRE RÍOS

CFFSPVIBE : Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPB: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en baja tensión, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en media tensión, expresado en $/kW-mes.

FAHFPBT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios en BT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.18.4) Cargo por potencia transportada

CPAVIBE = Ppm * (FPPABT - FPPAMT) * FCTGDAST

donde:

CPAVIBE: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPPABT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPAMT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDAST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en alta tensión con el nivel de compra de potencia

B.18.5) Cargo variable en horas de punta

CVPSPVIBE = Pep * (FPEABT - FPEAMT)

donde:

CVPSPVIBE: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.18.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

CVVSPVIBE = Pev * (FPEABT - FPEAMT)

donde:

CVVSPVIBE: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.18.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIBE = Per * (FPEABT - FPEAMT)

donde:

CVRSPVIBE: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 262
ENTRE RÍOS

FPEABT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de baja tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.19) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN MEDIA TENSIÓN

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;
- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.19.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFESPVIME = CCSPVIM * FV$$

donde:

CFFESPVIME: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIM: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.19.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

CFPSPVIME = (CDFSPM-CDFSPA) * FAHPMT * FV

donde:

CFPSPVIME: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en media tensión, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en alta tensión, expresado en $/kW-mes.

FAHPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios en MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.19.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIME = (CDFSPM - CDFSPA) * FAHFPMT * FV

donde:

CFFSPVIME: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPM: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en media tensión, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje en alta tensión, expresado en $/kW-mes.

FAHFPMT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios en MT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.19.4) Cargo por potencia transportada

CPAVIME = Ppm * (FPPAMT - FPPAAT) * FCTGDMST

donde:

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 263
ENTRE RÍOS

CPAVIME: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAMT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPPAAT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDMST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en media tensión con el nivel de compra de potencia

B.19.5) Cargo variable en horas de punta

CVPSPVIME = Pep * (FPEAMT - FPEAAT)

donde:

CVPSPVIME: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.19.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

CVVSPVIME = Pev * (FPEAMT - FPEAAT)

donde:

CVVSPVIME: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.19.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIME = Per * (FPEAMT – FPEAAT)

donde:

CVRSPVIME: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAMT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de media tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

B.20) TARIFA DE SERVICIOS DE PEAJE POR LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES SOLO A VINCULACIÓN INFERIOR EN ALTA TENSIÓN

La Tarifa de Peaje se compondrá de:

- un cargo fijo por factura emitida;
- tres (3) cargos fijos mensuales, dos por capacidad de transporte en horas de punta y fuera de punta y un cargo por potencia transportada;

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 264
ENTRE RÍOS

- tres (3) cargos variables por unidad de energía transportada en horas de punta, de valle nocturno y restantes.

Los horarios en que deberán considerarse los tramos mencionados serán coincidentes con los que determine el Organismo Encargado del Despacho, para las transacciones al nivel mayorista.

Los cargos fijos y variables se determinarán de acuerdo a las siguientes expresiones:

B.20.1) Cargo fijo por factura emitida

$$CFFESPVIAE = CCSPVIA * FV$$

donde:

CFFESPVIAE: Cargo fijo mensual por factura emitida, expresado en $/mes.

CCSPVIA: Costo comercial correspondientes a los usuarios de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/mes.

FV: Factor de Recupero Variable

B.20.2) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta.

$$CFPSPVIAE = (CDFSPA - CDFGVS) * FAHPAT * FV$$

donde:

CFPSPVIAE: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes.

CDFGVS: costo propio de distribución de la de la Tarifa de Servicios de Peaje - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios en AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

Los valores de aplicación son los siguientes:

FAHP: 0,55

B.20.3) Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta.

CFFSPVIAE = (CDFSPA - CDFGVS) * FAHFPAT * FV

donde:

CFFSPVIAE: Cargo fijo mensual por capacidad de transporte en horas fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

CDFSPA: costo propio de distribución de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kW-mes

CDFGVS: costo propio de distribución de la de la Tarifa de Servicios de Peaje - VS, expresado en $/kW-mes.

FAHFPAT: Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios en AT. Este valor no estará sujeto a variación.

FV: Factor de Recupero Variable

B.20.4) Cargo por potencia transportada

CPAVIAE = Ppm * (FPPAAT - FPPAVS) * FCTGDBST

donde:

CPAVIAE: Cargo fijo mensual por unidad de potencia transportada promedio entre horas de punta y fuera de punta, expresado en $/kW-mes.

Ppm: Precio de la potencia adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista, calculada según A.1) del presente.

FPPAAT: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de alta tensión.

FPPAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la potencia al nivel de vinculación superior. Este valor no estará sujeto a variación.

FCTGDBST: Factor de coincidencia de la tarifa peaje en baja tensión con el nivel de compra de potencia

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 265
ENTRE RÍOS

B.20.5) Cargo variable en horas de punta

CVPSPVIAE = Pep * (FPEAAT - FPEAVS)

donde:

CVPSPVIAE: cargo variable en horas de punta, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pep: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de punta, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de vinculación superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.20.6) Cargo variable en horas de valle nocturno

CVVSPVIAE = Pev * (FPEAAT - FPEAVS)

donde:

CVVSPVIAE: cargo variable en horas de valle nocturno, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Pev: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas de valle nocturno, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de vinculación superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.20.7) Cargo variable en horas restantes

CVRSPVIAE = Per * (FPEAAT - FPEAVS)

donde:

CVRSPVIAE: cargo variable en horas restantes, de la Tarifa de Servicios de Peaje, expresado en $/kWh.

Per: precio de la energía adquirida por LA DISTRIBUIDORA en el mercado mayorista en las horas restantes, calculado de acuerdo al punto A.2) del Procedimiento para la Determinación del Cuadro Tarifario que figura en los Contratos de Concesión de las Distribuidoras, del presente.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

FPEAVS: Factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de vinculación superior. Este valor no estará sujeto a variación.

B.21) USUARIO PEQUEÑO-GENERADOR (DECRETO M.P.I. y S. N°4315/16)

Para aquellos usuarios encuadrados en la definición de Usuario Pequeño-Generador, descripta en el "Régimen Tarifario", aplicará la siguiente tarifa de inyección de energía a la red.

$$\mathbf{CVINY_j = (Pesr_j + CUSTv) * FPEAAT}$$

donde:

$CVINY_j$: cargo variable por inyección de energía a la red de la DISTRIBUIDORA, correspondiente a la Tarifa "j", expresado en $/kWh.

$Pesr_j$: Precio de referencia de la energía en las **horas restantes** correspondiente a la Tarifa "j" del usuario final., vigente en el período para el cual se calculan las tarifas, expresado en $/kWh. Se considerará el valor calculado por el Organismo Encargado del Despacho (OED) en base a la metodología descripta en la Resolución SE N° 326/94 y las que en lo sucesivo la modifiquen.

CUSTv: Costo Unitario del cargo variable por servicio de transporte. Este valor se expresará en $/kWh.

FPEAAT: factor de reducción del precio mayorista de la energía al nivel de alta tensión. Este valor no estará sujeto a variación.

C) APLICACIÓN DEL SUBSIDIO TARIFARIO

El Fondo Compensador de Tarifas se aplicará a reducir el valor básico de la factura, antes de la aplicación de impuestos, tasas y contribuciones, que surja de aplicar los parámetros tarifarios antes descriptos.

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 266
ENTRE RÍOS

En cada ajuste tarifario el EPRE determinará las categorías que recibirán el subsidio, y dentro de cada una, los escalones tarifarios sobre los cuales se aplicará.

La resolución del EPRE se publicará conjuntamente con el Cuadro Tarifario, formando parte integrante de este.

D) ADECUACIÓN DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El mecanismo de Adecuación Actualización de los Costos de Distribución que activa el proceso de redeterminación de los ingresos por variación en los precios de la economía, contempla la estructura de costos del servicio reflejada en el Cuadro Tarifario Inicial.

Metodología a aplicar

Los costos propios de distribución, los costos de comercialización, los costos de conexión, el servicio de rehabilitación, el aviso de suspensión, los gastos de verificación del servicio y emisión de duplicado de factura se readecuarán trimestralmente, el 1° de febrero, 1° de mayo, 1° de agosto y el 1° de noviembre de cada año, y tendrán vigencia para los 3 (tres) meses siguientes a la readecuación.

La fecha para la primera de ellas será el 1° de agosto de 2022 sobre los parámetros establecidos en el punto F.1) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN A APLICAR A PARTIR DEL 1° DE ENERO DE 2022.

Para la readecuación, se aplicará la siguiente fórmula:

$$CD_{i,j,n} = FACD_n \times CD_{i,j,0}$$

donde:

$$FACD_n = \left(\alpha_{MO} \times \frac{ICS_n}{ICS_0} + \alpha_M \frac{IPIM_N_D_n}{IPIM_N_D_0} + \alpha_E \frac{IPIM_N_31_n}{IPIM_N_31_0} \right)$$

$FACD_n$ = Factor de Adecuación de los Costos de Distribución en el período n (período de 3 (tres) meses).

CDi,j,n: costo de distribución o el costo de comercialización del parámetro tarifario i, de la tarifa j, el costo de conexión , el servicio de rehabilitación , gastos de verificación o de emisión de duplicado de factura en el período n (período de 3 (tres) meses).

ICS_0 = Índice de Salarios Nivel General elaborado por el INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos) correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base para la redeterminación de los costos de distribución.

ICSn = Índice de Salarios Nivel General elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

IPIM_N_D0 = Índice de Precios Internos al por Mayor D "Productos Manufacturados" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base en la redeterminación de los costos de distribución.

IPIM_N_Dn = Índice de Precios Internos al por Mayor D "Productos Manufacturados" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

IPIM_N_310 = Índice de Precios Internos al por Mayor número 31 "Máquinas y aparatos eléctricos" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "b-3", siendo 'b' el mes utilizado como base en la redeterminación de los costos de distribución.

IPIM_N_31n = Índice de Precios Internos al por Mayor número 31 "Máquinas y aparatos eléctricos" de "Productos Nacionales" correspondiente al mes "m-3", siendo "m" el mes inicial del período "n" (período de tres meses).

Siendo 'b' el mes utilizado como base para la redeterminación de los costos de distribución "diciembre de 2021" y correspondiendo al mes "b-3" a "septiembre de 2021".

En caso de ausencia de alguno de los indicadores previamente mencionados para uno o más de los meses considerados se reemplazará al mismo por valor del Índice de Precios internos al por Mayor (IPIM) nivel general elaborado por el INDEC, correspondiente a los meses respectivos.

α_{MO} y α_M corresponden a las participaciones de mano de obra, materiales nacionales, y α_E a los materiales eléctricos.

Mano de obra (α_{MO})	**41,61%**
Materiales Nacionales (α_M)	**41,03%**
Materiales Eléctricos (α_E)	**17,36%**

La adecuación tarifaria resultante será autorizada por el EPRE sin la necesidad de presentación adicional alguna por parte de la distribuidora sólo cuando:

- el FACD respecto del último valor aplicado tenga una variación mayor o igual a +/- 1%
- el FACD respecto del trimestre anterior su variación sea menor o igual a +/- 10%

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 267
ENTRE RÍOS

En caso de que el FACD registre en un trimestre una variación superior a +/- 10%, se aplicará transitoriamente dicho valor límite +/-10% según corresponda; y la distribuidora estará habilitada para presentar la documentación correspondiente al EPRE que justifique el real incremento que deba aplicarse. El EPRE deberá expedirse dentro de los 30 días corridos de realizada la presentación, y en caso contrario LA DISTRIBUIDORA, estará habilitada a comenzar a aplicar el incremento solicitado.

La Distribuidora estará habilitada para solicitar la modificación de la fórmula de cálculo del FACD, presentando al EPRE los estudios que avalen tal solicitud. El EPRE deberá expedirse dentro de los 30 días corridos de realizada la presentación, y en caso contrario LA DISTRIBUIDORA, estará habilitada a comenzar a aplicar la modificación solicitada.

E) COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Los costos de distribución y gastos de comercialización serán los que a continuación se detallan:

E.1) CUADRO TARIFARIO PROPUESTO: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN A APLICAR A PARTIR DEL 1° DE ENERO DE 2022.

T1 Residencial	CDFR1	347,72
	CVDRi_R1	6,9394
	CVDRi_R2	10,4092
	CVDRi_R3	15,1090
	CVDRi_R4	17,8818
T1 Rural Residencial	CDFRR	963,34
	CDVRRi_RR1	11,1467
	CDVRRi_RR2	17,8347
	CDVRRi_RR3	25,0800
T1 Rural General	CDFRG	963,34
	CDVRGi_RR1	11,1467
	CDVRGi_RR2	17,8347
	CDVRGi_RR3	21,5967
T1 General	CDFG	858,20
	CDVGi_G1	10,3608
	CDVGi_G2	12,6631
	CDVGi_G3	14,9655
T2 Medianas Demandas	CDFMD	1415,31
	CDVMD	7,4755
T3-VS_T5-VS_Pje-VS	CCGVS	71.693,87

T3-VS_T5-VS_Pje-VS	CDFGVS	390,05
T3-AT_T5-AT_Pje-AT	CCGVIA	54.146,76
T3-AT_T5-AT_Pje-AT	CDFGA	1.708,58
T3-MT_T5-MT_Pje-MT	CCGVIM	54.146,76
T3-MT_T5-MT_Pje-MT	CDFGM	1.708,58
T3-BT_T5-BT_Pje-BT	CCGVIB	17.027,38
T3-BT_T5-BT_Pje-BT	CDFGB	2.666,90
T4 AP	CDA	15,0527
T5-BT	CCODVIBMAYOR50	17.027,38
T5-BT	CCODVIBMENOR50	2.789,83
T5-AT (En bornes de SSEE)	CDFGA	893,88
T5-bornes MT	CDFGM	1.708,58
T5-bornes BT	CDFB	2.666,90

Factor de Reducción Régimen Tarifario Ítem 7.4 g) es 0,52

E.2) CUADRO TARIFARIO PROPORCIONAL: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN A APLICAR A PARTIR DEL 1° DE ENERO DE 2022.

T1 Residencial	CDFR1	396,58
	CVDRi_R1	5,28
	CVDRi_R2	8,17
	CVDRi_R3	16,81
	CVDRi_R4	21,14
T1 Rural Residencial	CDFRR	1.098,68
	CDVRRi_RR1	8,05
	CDVRRi_RR2	19,82
	CDVRRi_RR3	27,38
T1 Rural General	CDFRG	1.098,68
	CDVRGi_RR1	8,05
	CDVRGi_RR2	19,94
	CDVRGi_RR3	22,10
T1 General	CDFG	978,78
	CDVGi_G1	9,25
	CDVGi_G2	15,26
	CDVGi_G3	19,47
T2 Medianas Demandas	CDFMD	1.455,73
	CDVMD	8,64
T3-VS_T5-VS_Pje-VS	CCGVS	81.766,29
T3-VS_T5-VS_Pje-VS	CDFGVS	293,51
T3-AT_T5-AT_Pje-AT	CCGVIA	61.753,95
T3-AT_T5-AT_Pje-AT	CDFGA	1.438,66

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 268
ENTRE RÍOS

T3-MT_T5-MT_Pje-MT	CCGVIM	61.753,95
T3-MT_T5-MT_Pje-MT	CDFGM	1.438,66
T3-BT_T5-BT_Pje-BT	CCGVIB	19.419,58
T3-BT_T5-BT_Pje-BT	CDFGB	2.772,10
T4 AP	CDA	13,57
T5-BT	CCODVIBMAYOR50	19.419,58
T5-BT	CCODVIBMENOR50	3.181,78
T5-AT (En bornes de SSEE)	CCGVIA	61.753,95
T5-AT (En bornes de SSEE)	CDFGA	906,33

Factor de Reducción Régimen Tarifario Ítem 7.4 g) es 0,63

E.3) SERVICIO DE REHABILITACIÓN Y CONEXIONES DOMICILIARIAS

SERVICIO DE REHABILITACIÓN

Tarifa 1 - Uso Residencial y Rural	$	2.192,0
Tarifa 1 - Uso General y Tarifa 4	$	2.192,0
Tarifa 2, 3 y 5	$	2.861,5

Envío aviso de suspensión	$	182,5
Gastos de verificación	$	1.029,6
Emisión de duplicado de factura	$	34,4

CONEXIONES DOMICILIARIAS

Colocación de Medidor	$	3.236,7
Conexión aérea básica	$	7.348,9
Conexión aérea rural básica	$	9.421,0
Conexión subterránea básica	$	6.097,2
Conexión aérea especial	$	20.951,24
Conexión aérea rural especial	$	25.061,77
Conexión subterránea especial	$	20.625,02
Costo de Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	$	108.826,14

F) FACTORES DE PÉRDIDAS Y COEFICIENTES DE PARTICIPACIÓN

En las tablas siguientes se presentan los factores de pérdidas de energía y potencia y los coeficientes de participación utilizados en las fórmulas de los cargos tarifarios.

F.1) CUADRO TARIFARIO PROPUESTO: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN A APLICAR A PARTIR DEL 1° DE ENERO DE 2022.

Memo	Unid	Valor	Concepto
FPPABT	°/1	1,237	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Baja Tensión
FPPABTR	°/1	1,237	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Baja Tensión Rural
FPPAMT	°/1	1,049	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Media Tensión
FPPAA	°/1	1,049	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Alta Tensión
FPPAVS	°/1	1,019	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Vinculación Superior
FPEABT	°/1	1,209	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Baja Tensión
FPEABTR	°/1	1,209	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Baja Tensión Rural
FPEAMT	°/1	1,043	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Media Tensión
FPEAAT	°/1	1,043	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Alta Tensión
FPEAVS	°/1	1,017	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Vinculación Superior

K1R	°/1	0,002730	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Res
Yp_R	°/1	0,264	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de punta respecto al total
Yr_R	°/1	0,505	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de resto respecto al total
Yv_R	°/1	0,230	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de valle respecto al total

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 269
ENTRE RÍOS

K1Rr	°/1	0,002797	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Rural
Yp_Rr	°/1	0,262	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de punta respecto al total
Yr_Rr	°/1	0,538	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de resto respecto al total
Yv_Rr	°/1	0,199	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de valle respecto al total

K1G	°/1	0,002551	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Gen
Yp_G	°/1	0,250	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de punta respecto al total
Yr_G	°/1	0,568	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de resto respecto al total
Yv_G	°/1	0,182	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de valle respecto al total

Yp_MD	°/1	0,212	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de punta respecto al total
Yr_MD	°/1	0,599	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de resto respecto al total
Yv_MD	°/1	0,189	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de valle respecto al total

FAHP_BT	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en baja tensión.
FAFP_BT	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda en baja tensión.
FAHP_MTAT	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en media y alta tensión.
FAFP_MTAT	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda en media y alta tensión.

FAHP_VS	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en vinculación superior.
FAFP_VS	°/1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda vinculación superior.

KMA	°/1	0,004040	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios T4-Alumbrado Público
Yp_A	°/1	0,318	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de punta respecto al total
Yr_A	°/1	0,178	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de resto respecto al total
Yv_A	°/1	0,504	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de valle respecto al total

FCTMDBST	°/1	0,790	factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora
FCTGDBST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en baja tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDMST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en media tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDAST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en alta tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDVSST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 vinculación superior con el nivel de compra de potencia.

F.2) CUADRO TARIFARIO PROPORCIONAL: COSTOS DE DISTRIBUCIÓN A APLICAR A PARTIR DEL 1° DE ENERO DE 2022.

Memo	Unid	Valor	Concepto
FPPABT	°/1	1,237	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Baja Tensión
FPPABTR	°/1	1,237	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Baja Tensión Rural
FPPAMT	°/1	1,049	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Media Tensión

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 270
ENTRE RÍOS

FPPAA	º/1	1,049	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Alta Tensión
FPPAVS	º/1	1,019	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Potencia al Nivel de Vinculación Superior
FPEABT	º/1	1,209	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Baja Tensión
FPEABTR	º/1	1,209	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Baja Tensión Rural
FPEAMT	º/1	1,043	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Media Tensión
FPEAAT	º/1	1,043	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Alta Tensión
FPEAVS	º/1	1,017	Factor de Reducción del Precio Mayorista de la Energía al Nivel de Vinculación Superior

K1R	º/1	0,002730	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Res
Yp_R	º/1	0,264	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de punta respecto al total
Yr_R	º/1	0,505	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de resto respecto al total
Yv_R	º/1	0,230	Participación del consumo de los usuarios T1-Res en horas de valle respecto al total

K1Rr	º/1	0,002797	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Rural
Yp_Rr	º/1	0,262	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de punta respecto al total
Yr_Rr	º/1	0,538	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de resto respecto al total
Yv_Rr	º/1	0,199	Participación del consumo de los usuarios T1-Rural en horas de valle respecto al total

K1G	º/1	0,002551	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios Tarifa 1-Gen
Yp_G	º/1	0,250	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de punta respecto al total

Yr_G	%1	0,568	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de resto respecto al total
Yv_G	%1	0,182	Participación del consumo de los usuarios T1-Gen en horas de valle respecto al total

Yp_MD	%1	0,212	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de punta respecto al total
Yr_MD	%1	0,599	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de resto respecto al total
Yv_MD	%1	0,189	Participación del consumo de los usuarios T2 en horas de valle respecto al total

FAHP_BT	%1	0,540	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en baja tensión.
FAFP_BT	%1	0,460	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda en baja tensión.
FAHP_MTAT	%1	0,520	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en media y alta tensión.
FAFP_MTAT	%1	0,480	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda en media y alta tensión.
FAHP_VS	%1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas de punta para usuarios gran demanda en vinculación superior.
FAFP_VS	%1	0,500	Factor de asignación del costo propio de distribución en horas fuera de punta para usuarios gran demanda vinculación superior.

KMA	%1	0,004040	Coeficiente que representa la incidencia del precio mayorista de la potencia, en el cargo variable de los usuarios T4-Alumbrado Público
Yp_A	%1	0,318	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de punta respecto al total
Yr_A	%1	0,178	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de resto respecto al total

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA
FOLIO
Nº 271
ENTRE RÍOS

Yv_A	°/1	0,504	Participación del consumo de los usuarios T4-Alumbrado Público en horas de valle respecto al total

FCTMDBST	°/1	0,790	factor de coincidencia total de la tarifa 2 en el nivel de compra de potencia de la distribuidora
FCTGDBST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en baja tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDMST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en media tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDAST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 en alta tensión con el nivel de compra de potencia.
FCTGDVSST	°/1	0,958	Factor de coincidencia de la tarifa 3 vinculación superior con el nivel de compra de potencia.

ANEXO I

CUADRO TARIFARIO PROPUESTO A APLICAR POR ENERSA.

VAD a diciembre de2021 y precios mayorista según RES SE 305/22

		Residencial	Tarifa Social y Electrodependientes			No Residencial		
				Electrodependientes	Tarifa Social (TS)	< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS								
T 1-R Uso residencial								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	372.16	Cargo fijo (haya o no consumo) $/mes	372.16	372.16			
Cargo Variable por energia:	$/kWh							
Primeros 100 kWh/mes		11.1029	Prim 150 kWh/mes	9.0682	9.2753			
Siguientes 100 kWh/mes		14.8162	Sig 50 kWh/mes	11.5437	13.2835			
Siguientes 100 kWh/mes		19.8459	Sig 100 kWh/mes	16.5734	18.3132			
Excedente de 300 kWh/mes		22.8134	Excedente de 300 kWh/mes	19.5409	22.8134			
T 1-Rural Residencial								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	1031.04	Cargo fijo (haya o no consumo) $/mes	1031.04	1031.04			
Cargo Variable por energia:	$/kWh							
Primeros 150 kWh/mes		15.6170	Prim 150 kWh/mes	12.3401	12.5472			
Siguientes 150 kWh/mes		22.7744	Sig 150 kWh/mes	19.4975	21.2395			
Excedente de 300 kWh/mes		30.5283	Excedente de 300 kWh/mes	27.2513	30.5283			
T 1-Rural General								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes					1031.04		
Cargo Variable por energia:	$/kWh							
Primeros 150 kWh/mes						16.4914		
Siguientes 150 kWh/mes						23.6488		
Excedente de 300 kWh/mes						27.6749		
T 1-G Uso General								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes					918.52		
Cargo Variable por energia:	$/kWh							
Primeros 125 kWh/mes						15.6253		
Siguientes 225 kWh/mes						18.0893		
Excedente de 350 kWh/mes						20.5533		
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS								
Por capacidad de suministro contratada	$/kW-mes					1598.31		
Cargo Variable por energia:	$/kWh					12.2589		

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 212

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior				
Cargo fijo	$/mes	76,732.31	76,732.31	76,732.31
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71
Por capacidad de suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	83.58	83.58	393.46
Por consumo de energía	$/kWh			
Periodo horas restantes		3.5773	5.0238	15.1545
Periodo horas de valle nocturno		3.4184	4.8083	15.1480
Periodo horas de punta		3.7351	5.2371	15.1621
Vinculación Inferior en Alta Tensión				
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	85.99	85.99	404.83
Por consumo de energía	$/kWh			
Periodo horas restantes		3.6676	5.1507	15.5373
Periodo horas de valle nocturno		3.5047	4.9297	15.5306
Periodo horas de punta		3.8294	5.3694	15.5451
Vinculación Inferior en Media Tensión				
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	85.99	85.99	404.83
Por consumo de energía	$/kWh			
Periodo horas restantes		3.6676	5.1507	15.5373
Periodo horas de valle nocturno		3.5047	4.9297	15.5306
Periodo horas de punta		3.8294	5.3694	15.5451
Vinculación Inferior en Baja Tensión				
Cargo fijo	$/mes	18,224.01	18,224.01	18,224.01
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	101.42	101.42	477.45
Por consumo de energía	$/kWh			
Periodo horas restantes		4.2547	5.9751	18.0242
Periodo horas de valle nocturno		4.0657	5.7188	18.0164
Periodo horas de punta		4.4424	6.2288	18.0333
Usuario Pequeño Generador - T1, T2 y T3 Baja Tensión Pot < 50kW	Residencial		No residencial <300 kW	
Credito por Energia Ingresada a la Red	$/kWh	2.5573	3.2600	
TARIFA 4 - ALUMBRADO PÚBLICO				
T 4-AP1 Suministro de energía				
Cargo variable por energía	$/kWh		20.7560	

TARIFA 5 - OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
			(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior									
Cargo fijo	$/mes	76,732.31	76,732.31	76,732.31	76,732.31		76,732.31	76,732.31	76,732.31
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71	208.71		208.71	208.71	208.71
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71	208.71		208.71	208.71	208.71
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	83.58	83.58	83.58	83.58		83.58	83.58	393.46
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.8437	0.2707	1.5572	2.8437		3.5773	5.0238	15.1545
Período horas de valle nocturno		2.7153	0.2707	1.4930	2.7153		3.4184	4.8083	15.1480
Período horas de punta		2.9721	0.2707	1.6214	2.9721		3.7351	5.2371	15.1621
Vinculación Inferior en Alta Tensión									
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	85.99	85.99	85.99	85.99		85.99	85.99	404.83
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9155	0.2776	1.5966	2.9155		3.6676	5.1507	15.5373
Período horas de valle nocturno		2.7839	0.2776	1.5307	2.7839		3.5047	4.9297	15.5306
Período horas de punta		3.0472	0.2776	1.6624	3.0472		3.8294	5.3694	15.5451
Vinculación Inferior en Media Tensión									
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	85.99	85.99	85.99	85.99		85.99	85.99	404.83
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9155	0.2776	1.5966	2.9155		3.6676	5.1507	15.5373
Período horas de valle nocturno		2.7839	0.2776	1.5307	2.7839		3.5047	4.9297	15.5306
Período horas de punta		3.0472	0.2776	1.6624	3.0472		3.8294	5.3694	15.5451
Vinculación Inferior en Baja Tensión									
Cargo fijo	$/mes								
Clientes con pot.regist.> o = a 50 kW		18,224.01	18,224.01	18,224.01	18,224.01		18,224.01	18,224.01	18,224.01
Clientes con pot.regist.< a 50 kW		2985.89	2985.89	2985.89	2985.89		2985.89	2985.89	2985.89
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04	1427.04		1427.04	1427.04	1427.04
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04	1427.04		1427.04	1427.04	1427.04
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	101.42	101.42	101.42	101.42		101.42	101.42	477.45
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		3.3822	0.3220	1.8521	3.3822		4.2547	5.9751	18.0242
Período horas de valle nocturno		3.2294	0.3220	1.7757	3.2294		4.0657	5.7188	18.0164
Período horas de punta		3.5349	0.3220	1.9285	3.5349		4.4424	6.2288	18.0333

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RIOS FOLIO 213

TARIFA DE PEAJE	COOPERATIVAS		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
				(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior										
	Cargo fijo	$/mes	76732.31	76732.31	76732.31	76732.31		76,732.31	76,732.31	76,732.31
	Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71	208.71		208.71	208.71	208.71
	Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71	208.71		208.71	208.71	208.71
	Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	1.57	1.57	1.57	1.57		1.57	1.57	7.40
	Cargo variable por energía	$/kWh								
	Periodo horas restantes		0.047331	0.004506	0.025919	0.047331		0.059541	0.083617	0.252235
	Periodo horas de valle nocturno		0.045194	0.004506	0.024850	0.045194		0.056896	0.080030	0.252127
	Periodo horas de punta		0.049469	0.004506	0.026988	0.049469		0.062168	0.087167	0.252362
Vinculación Inferior en Alta Tensión										
	Cargo fijo	$/mes	57952.04	57952.04	57952.04	57952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
	Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
	Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
	Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	3.99	3.99	3.99	3.99		3.99	3.99	18.77
	Cargo variable por energía	$/kWh								
	Periodo horas restantes		0.119160	0.011345	0.065253	0.119160		0.149899	0.210511	0.635022
	Periodo horas de valle nocturno		0.113779	0.011345	0.062562	0.113779		0.143241	0.201481	0.634748
	Periodo horas de punta		0.124542	0.011345	0.067944	0.124542		0.156512	0.219450	0.635341
Vinculación Inferior en Media Tensión										
	Cargo fijo	$/mes	57952.04	57952.04	57952.04	57952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
	Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
	Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25	914.25		914.25	914.25	914.25
	Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	3.99	3.99	3.99	3.99		3.99	3.99	18.77
	Cargo variable por energía	$/kWh								
	Periodo horas restantes	$/kWh	0.119160	0.011345	0.065253	0.119160		0.149899	0.210511	0.635022
	Periodo horas de valle nocturno	$/kWh	0.113779	0.011345	0.062562	0.113779		0.143241	0.201481	0.634748
	Periodo horas de punta	$/kWh	0.124542	0.011345	0.067944	0.124542		0.156512	0.219450	0.635341
Vinculación Inferior en Baja Tensión										
	Cargo fijo	$/mes	18224.01	18224.01	18224.01	18224.01		18,224.01	18,224.01	18,224.01
	Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04	1427.04		1427.04	1427.04	1427.04
	Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04	1427.04		1427.04	1427.04	1427.04
	Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	19.41	19.41	19.41	19.41		19.41	19.41	91.39
	Cargo variable por energía	$/kWh								
	Periodo horas restantes	$/kWh	0.585820	0.055776	0.320798	0.585820		0.736941	1.034922	3.121915
	Periodo horas de valle nocturno	$/kWh	0.559362	0.055776	0.307569	0.559362		0.704205	0.990528	3.120569
	Periodo horas de punta	$/kWh	0.612277	0.055776	0.334026	0.612277		0.769452	1.078868	3.123484

TARIFA DE PEAJE **GRANDES DEMANDAS**

		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior				
Cargo fijo	$/mes	76,732.31	76,732.31	76,732.31
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	208.71	208.71	208.71
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	1.57	1.57	7.40
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Periodo horas restantes		0.059541	0.083617	0.252235
Período hora Periodo horas de valle nocturno		0.056896	0.080030	0.252127
Período hora Periodo horas de punta		0.062168	0.087167	0.252362
Vinculación Inferior en Alta Tensión				
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	3.99	3.99	18.77
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Periodo horas restantes		0.149899	0.210511	0.635022
Período hora Periodo horas de valle nocturno		0.143241	0.201481	0.634748
Período hora Periodo horas de punta		0.156512	0.219450	0.635341
Vinculación Inferior en Media Tensión				
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	914.25	914.25	914.25
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	3.99	3.99	18.77
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Periodo horas restantes	$/kWh	0.149899	0.210511	0.635022
Período hora Periodo horas de valle nc	$/kWh	0.143241	0.201481	0.634748
Período hora Periodo horas de punta	$/kWh	0.156512	0.219450	0.635341
Vinculación Inferior en Baja Tensión				
Cargo fijo	$/mes	18,224.01	18,224.01	18,224.01
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	1427.04	1427.04	1427.04
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	19.41	19.41	91.39
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Periodo horas restantes	$/kWh	0.736941	1.034922	3.121915
Período hora Periodo horas de valle nc	$/kWh	0.704205	0.990528	3.120569
Período hora Periodo horas de punta	$/kWh	0.769452	1.078868	3.123484

PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS FOLIO N° 2744

TARIFA PARA LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) REALIZADA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES A UN SOLO NIVEL DE TENSIÓN.

			Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
PFTT solo en Alta Tensión		Residencial	(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	705.53	705.53	705.53	705.53		705.53	705.53	705.53
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	705.53	705.53	705.53	705.53		705.53	705.53	705.53
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	2.42	2.42	2.42	2.42		2.42	2.42	11.37
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.071829	0.006839	0.039334	0.071829		0.090358	0.126895	0.382786
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.068585	0.006839	0.037712	0.068585		0.086344	0.121451	0.382621
Período horas de punta	$/kWh	0.075073	0.006839	0.040956	0.075073		0.094344	0.132283	0.382979
PFTT solo en Media Tensión									
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	705.53	705.53	705.53	705.53		705.53	705.53	705.53
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	705.53	705.53	705.53	705.53		705.53	705.53	705.53
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	2.42	2.42	2.42	2.42		2.42	2.42	11.37
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.071829	0.006839	0.039334	0.071829		0.090358	0.126895	0.382786
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.068585	0.006839	0.037712	0.068585		0.086344	0.121451	0.382621
Período horas de punta	$/kWh	0.075073	0.006839	0.040956	0.075073		0.094344	0.132283	0.382979
PFTT solo en Baja Tensión									
Cargo fijo	$/mes	18,224.01	18,224.01	18,224.01	18,224.01		18,224.01	18,224.01	18,224.01
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	512.79	512.79	512.79	512.79		512.79	512.79	512.79
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	512.79	512.79	512.79	512.79		512.79	512.79	512.79
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	15.42	15.42	15.42	15.42		15.42	15.42	72.62
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.466659	0.044430	0.255545	0.466659		0.587041	0.824411	2.486893
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.445584	0.044430	0.245007	0.445584		0.560964	0.789047	2.485821
Período horas de punta	$/kWh	0.487735	0.044430	0.266083	0.487735		0.612939	0.859418	2.488143

		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
			(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW (Generales)
TARIFA OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES PARA CONEXIONES EN BORNES DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS									
T5 - Vinculación Inferior en Alta y Media Tensión (Conexión en bornes de EETT)									
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	478.31	478.31	478.31	478.31		478.31	478.31	478.31
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	478.31	478.31	478.31	478.31		478.31	478.31	478.31
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	85.99	85.99	85.99	85.99		85.99	85.99	404.83
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9155	0.2776	1.5966	2.9155		3.6676	5.1507	15.5373
Período horas de valle nocturno		2.7839	0.2776	1.5307	2.7839		3.5047	4.9297	15.5306
Período horas de punta		3.0472	0.2776	1.6624	3.0472		3.8294	5.3694	15.5451
Peaje OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - Vinculación Inferior en Alta y Media Tensión (Conexión en bornes de EETT)									
Cargo fijo	$/mes	57,952.04	57,952.04	57,952.04	57,952.04		57,952.04	57,952.04	57,952.04
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	478.31	478.31	478.31	478.31		478.31	478.31	478.31
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	478.31	478.31	478.31	478.31		478.31	478.31	478.31
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	3.99	3.99	3.99	3.99		3.99	3.99	18.77
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período hora Período horas restantes		0.119160	0.011345	0.065253	0.119160		0.149899	0.210511	0.635022
Período hora Período horas de valle nocturno		0.113779	0.011345	0.062562	0.113779		0.143241	0.201481	0.634748
Período hora Período horas de punta		0.124542	0.011345	0.067944	0.124542		0.156512	0.219450	0.635341

TASAS DE CONEXIÓN, COLOCACIÓN DE MEDIDOR, REHABILITACIÓN, ENVÍOS DE AVISOS DE SUSPENSIÓN Y GASTOS DE VERIFICACIÓN DEL SERVICIO.

Colocación de Medidor	$	3,236.70
Conexiones		
Conexión aérea básica	$	7,348.90
Conexión aérea rural básica	$	9,421.00
Conexión aérea especial	$	20,951.20
Conexión aérea rural especial	$	25,061.80
Conexión subterránea básica	$	6,097.20
Conexión subterránea especial	$	20,625.00
Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	$	108,826.10
Rehabilitación del Servicio		
Tarifa 1 - Uso Residencial y Rural	$	2,192.00
Tarifa 1 - Uso General, Uso Rural General y Tarifa 4	$	2,192.00
Tarifa 2, 3 y 5	$	2,861.50
Envío aviso de suspensión	$	182.50
Gastos de verificación	$	1,029.60
Emisión de duplicado de factura	$	34.40

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 215

VALORES TARIFARIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS REINTEGROS (Res.EPRE N° 210/97 y 235/02)						
Ppm	$/KW	85.6222				
TARIFA 1- PEQUEÑAS DEMANDAS						
T 1-R Uso residencial						
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes	9.8513	6.7859	8.3186	9.8513	
T 1-Rural Residencial						
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes	9.8557	6.7859	8.3208	9.8557	
T 1-G Uso General						
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes					10.7312
T 1-Rural General						
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes					10.7302
TARIFA 2- MEDIANAS DEMANDAS						
Cargo Fijo mensual por capac. de suministro co	$/KW-mes	817.0400				
TARIFA 3- GRANDES DEMANDAS						
Vinculación Inferior en Alta Tensión						
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	214.75				
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	214.75				
Vinculación Inferior en Media Tensión						
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	214.75				
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	214.75				
Vinculación Inferior en Baja Tensión						
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	1078.24				
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	1078.24				
TARIFA 4 - ALUMBRADO PUBLICO						
T 4-AP1 Suministro de energía						
Cargo variable bonificado por energía	$/KWh-mes					13.3586
PARÁMETRO TARIFARIO PARA EL CÁLCULO DE ESTACIONALIDAD						
Según el Régimen Tarifario Punto 4.8						
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS						
Costo propio de distribución asignado al cargo tarifa (CDFMD * FV)	$/kW-mes	1514.65				

ANEXO I

CUADRO TARIFARIO PROPORCIONAL A APLICAR POR ENERSA.

VAD a diciembre de2021 y precios mayorista según RES SE 305/22

		Residencial	Tarifa Social y Electrodependientes			No Residencial		
				Electrodependientes	Tarifa Social (TS)	< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS								
T 1-R Uso residencial								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	426.20	Cargo fijo (haya o no consumo) $/mes	426.20	426.20			
Cargo Variable por energía:	$/kWh							
Primeros 100 kWh/mes		9.3704	Prim 150 kWh/mes	7.1188	7.3267			
Siguientes 100 kWh/mes		12.4736	Sig 50 kWh/mes	9.1876	10.9346			
Siguientes 100 kWh/mes		21.7622	Sig 100 kWh/mes	18.4762	20.2232			
Excedente de 300 kWh/mes		26.4065	Excedente de 300 kWh/mes	23.1205	26.4065			
T 1-Rural Residencial								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	1180.75	Cargo fijo (haya o no consumo) $/mes	1180.75	1180.75			
Cargo Variable por energía:	$/kWh							
Primeros 150 kWh/mes		12.3585	Prim 150 kWh/mes	9.0681	9.2760			
Siguientes 150 kWh/mes		25.0037	Sig 150 kWh/mes	21.7132	23.4625			
Excedente de 300 kWh/mes		33.1313	Excedente de 300 kWh/mes	29.8408	33.1313			
T 1-Rural General								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes					1180.75		
Cargo Variable por energía:	$/kWh							
Primeros 150 kWh/mes						13.2366		
Siguientes 150 kWh/mes						26.0084		
Excedente de 300 kWh/mes						28.3306		
T 1-G Uso General								
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes					1051.89		
Cargo Variable por energía:	$/kWh							
Primeros 125 kWh/mes						14.4992		
Siguientes 225 kWh/mes						20.9590		
Excedente de 350 kWh/mes						25.4766		
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS								
Por capacidad de suministro contratada	$/kW-mes					1648.49		
Cargo Variable por energía:	$/kWh					13.5649		

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 276

TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior				
Cargo fijo	$/mes	87,874.23	87,874.23	87,874.23
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72
Por capacidad de suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	83.92	83.92	395.09
Por consumo de energía	$/kWh			
Período horas restantes		3.5921	5.0445	15.2171
Período horas de valle nocturno		3.4325	4.8281	15.2106
Período horas de punta		3.7505	5.2587	15.2248
Vinculación Inferior en Alta Tensión				
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	86.35	86.35	406.51
Por consumo de energía	$/kWh			
Período horas restantes		3.6828	5.1719	15.6015
Período horas de valle nocturno		3.5192	4.9501	15.5948
Período horas de punta		3.8453	5.3916	15.6094
Vinculación Inferior en Media Tensión				
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	86.35	86.35	406.51
Por consumo de energía	$/kWh			
Período horas restantes		3.6828	5.1719	15.6015
Período horas de valle nocturno		3.5192	4.9501	15.5948
Período horas de punta		3.8453	5.3916	15.6094
Vinculación Inferior en Baja Tensión				
Cargo fijo	$/mes	20,870.23	20,870.23	20,870.23
Por capacidad de suministro contratada en hs de punta	$/kW-mes	1608.75	1608.75	1608.75
Por capacidadde suministro contratada en hs fuera de punta	$/kW-mes	1370.42	1370.42	1370.42
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	101.84	101.84	479.42
Por consumo de energía	$/kWh			
Período horas restantes		4.2723	5.9998	18.0987
Período horas de valle nocturno		4.0825	5.7424	18.0909
Período horas de punta		4.4607	6.2545	18.1078
Usuario Pequeño Generador - T1, T2 y T3 Baja Tensión Pot < 50kW	Residencial		No residencial <300 kW	
Credito por Energia Ingresada a la Red	$/kWh	2.5573	3.2600	
TARIFA 4 - ALUMBRADO PÚBLICO				
T 4-AP1 Suministro de energía				
Cargo variable por energía	$/kWh	19.2534		

TARIFA 5 - OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
			(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior									
Cargo fijo	$/mes	87,874.23	87,874.23	87,874.23	87,874.23		87,874.23	87,874.23	87,874.23
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72	157.72		157.72	157.72	157.72
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72	157.72		157.72	157.72	157.72
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	83.92	83.92	83.92	83.92		83.92	83.92	395.09
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.8555	0.2719	1.5637	2.8555		3.5921	5.0445	15.2171
Período horas de valle nocturno		2.7265	0.2719	1.4992	2.7265		3.4325	4.8281	15.2106
Período horas de punta		2.9844	0.2719	1.6281	2.9844		3.7505	5.2587	15.2248
Vinculación Inferior en Alta Tensión									
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99	803.99		803.99	803.99	803.99
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14	742.14		742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	86.35	86.35	86.35	86.35		86.35	86.35	406.51
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9276	0.2787	1.6032	2.9276		3.6828	5.1719	15.6015
Período horas de valle nocturno		2.7954	0.2787	1.5371	2.7954		3.5192	4.9501	15.5948
Período horas de punta		3.0598	0.2787	1.6693	3.0598		3.8453	5.3916	15.6094
Vinculación Inferior en Media Tensión									
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99	803.99		803.99	803.99	803.99
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14	742.14		742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	86.35	86.35	86.35	86.35		86.35	86.35	406.51
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9276	0.2787	1.6032	2.9276		3.6828	5.1719	15.6015
Período horas de valle nocturno		2.7954	0.2787	1.5371	2.7954		3.5192	4.9501	15.5948
Período horas de punta		3.0598	0.2787	1.6693	3.0598		3.8453	5.3916	15.6094
Vinculación Inferior en Baja Tensión									
Cargo fijo	$/mes								
Clientes con pot.regist.> o = a 50 kW		20,870.23	20,870.23	20,870.23	20,870.23		20,870.23	20,870.23	20,870.23
Clientes con pot.regist.< a 50 kW		3419.46	3419.46	3419.46	3419.46		3419.46	3419.46	3419.46
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	1608.75	1608.75	1608.75	1608.75		1608.75	1608.75	1608.75
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	1370.42	1370.42	1370.42	1370.42		1370.42	1370.42	1370.42
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	101.84	101.84	101.84	101.84		101.84	101.84	479.42
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		3.3962	0.3233	1.8598	3.3962		4.2723	5.9998	18.0987
Período horas de valle nocturno		3.2428	0.3233	1.7831	3.2428		4.0825	5.7424	18.0909
Período horas de punta		3.5496	0.3233	1.9365	3.5496		4.4607	6.2545	18.1078

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 217

TARIFA DE PEAJE COOPERATIVAS		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
			(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior									
Cargo fijo	$/mes	87874.23	87874.23	87874.23	87874.23		87,874.23	87,874.23	87,874.23
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72	157.72		157.72	157.72	157.72
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72	157.72		157.72	157.72	157.72
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	1.58	1.58	1.58	1.58		1.58	1.58	7.43
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes		0.047527	0.004525	0.026026	0.047527		0.059787	0.083962	0.253278
Período horas de valle nocturno		0.045381	0.004525	0.024953	0.045381		0.057131	0.080361	0.253169
Período horas de punta		0.049673	0.004525	0.027099	0.049673		0.062425	0.087528	0.253405
Vinculación Inferior en Alta Tensión									
Cargo fijo	$/mes	66366.98	66366.98	66366.98	66366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99	803.99		803.99	803.99	803.99
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14	742.14		742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	4.00	4.00	4.00	4.00		4.00	4.00	18.85
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes		0.119653	0.011392	0.065522	0.119653		0.150519	0.211381	0.637646
Período horas de valle nocturno		0.114249	0.011392	0.062820	0.114249		0.143833	0.202314	0.637371
Período horas de punta		0.125057	0.011392	0.068224	0.125057		0.157159	0.220357	0.637966
Vinculación Inferior en Media Tensión									
Cargo fijo	$/mes	66366.98	66366.98	66366.98	66366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99	803.99		803.99	803.99	803.99
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14	742.14		742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	4.00	4.00	4.00	4.00		4.00	4.00	18.85
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.119653	0.011392	0.065522	0.119653		0.150519	0.211381	0.637646
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.114249	0.011392	0.062820	0.114249		0.143833	0.202314	0.637371
Período horas de punta	$/kWh	0.125057	0.011392	0.068224	0.125057		0.157159	0.220357	0.637966
Vinculación Inferior en Baja Tensión									
Cargo fijo	$/mes	20870.23	20870.23	20870.23	20870.23		20,870.23	20,870.23	20,870.23
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	1608.75	1608.75	1608.75	1608.75		1608.75	1608.75	1608.75
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	1370.42	1370.42	1370.42	1370.42		1370.42	1370.42	1370.42
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	19.49	19.49	19.49	19.49		19.49	19.49	91.76
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.588241	0.056006	0.322123	0.588241		0.739986	1.039199	3.134816
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.561674	0.056006	0.308840	0.561674		0.707115	0.994621	3.133465
Período horas de punta	$/kWh	0.614807	0.056006	0.335407	0.614807		0.772631	1.083327	3.136392

TARIFA DE PEAJE **GRANDES DEMANDAS**

		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Vinculación Superior				
Cargo fijo	$/mes	87,874.23	87,874.23	87,874.23
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	157.72	157.72	157.72
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	1.58	1.58	7.43
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Período horas restantes		0.059787	0.083962	0.253278
Período hora Período horas de valle nocturno		0.057131	0.080361	0.253169
Período hora Período horas de punta		0.062425	0.087528	0.253405
Vinculación Inferior en Alta Tensión				
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	4.00	4.00	18.85
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Período horas restantes		0.150519	0.211381	0.637646
Período hora Período horas de valle nocturno		0.143833	0.202314	0.637371
Período hora Período horas de punta		0.157159	0.220357	0.637966
Vinculación Inferior en Media Tensión				
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	803.99	803.99	803.99
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	742.14	742.14	742.14
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	4.00	4.00	18.85
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Período horas restantes	$/kWh	0.150519	0.211381	0.637646
Período hora Período horas de valle nc	$/kWh	0.143833	0.202314	0.637371
Período hora Período horas de punta	$/kWh	0.157159	0.220357	0.637966
Vinculación Inferior en Baja Tensión				
Cargo fijo	$/mes	20,870.23	20,870.23	20,870.23
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	1608.75	1608.75	1608.75
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	1370.42	1370.42	1370.42
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	19.49	19.49	91.76
Cargo variable por energia	$/kWh			
Período hora Período horas restantes	$/kWh	0.739986	1.039199	3.134816
Período hora Período horas de valle nc	$/kWh	0.707115	0.994621	3.133465
Período hora Período horas de punta	$/kWh	0.772631	1.083327	3.136392

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 218

TARIFA PARA LA PRESTACIÓN DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PFTT) REALIZADA MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE INSTALACIONES CORRESPONDIENTES A UN SOLO NIVEL DE TENSIÓN.

			Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
PFTT solo en Alta Tensión		**Residencial**	(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW Generales
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	639.96	639.96	639.96	639.96		639.96	639.96	639.96
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	590.74	590.74	590.74	590.74		590.74	590.74	590.74
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	2.43	2.43	2.43	2.43		2.43	2.43	11.42
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.072126	0.006867	0.039496	0.072126		0.090732	0.127419	0.384368
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.068868	0.006867	0.037868	0.068868		0.086701	0.121953	0.384202
Período horas de punta	$/kWh	0.075383	0.006867	0.041125	0.075383		0.094734	0.132830	0.384561
PFTT solo en Media Tensión									
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	639.96	639.96	639.96	639.96		639.96	639.96	639.96
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	590.74	590.74	590.74	590.74		590.74	590.74	590.74
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	2.43	2.43	2.43	2.43		2.43	2.43	11.42
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.072126	0.006867	0.039496	0.072126		0.090732	0.127419	0.384368
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.068868	0.006867	0.037868	0.068868		0.086701	0.121953	0.384202
Período horas de punta	$/kWh	0.075383	0.006867	0.041125	0.075383		0.094734	0.132830	0.384561
PFTT solo en Baja Tensión									
Cargo fijo	$/mes	20,870.23	20,870.23	20,870.23	20,870.23		20,870.23	20,870.23	20,870.23
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	773.84	773.84	773.84	773.84		773.84	773.84	773.84
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	659.20	659.20	659.20	659.20		659.20	659.20	659.20
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	15.49	15.49	15.49	15.49		15.49	15.49	72.92
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período horas restantes	$/kWh	0.468588	0.044614	0.256601	0.468588		0.589467	0.827818	2.497170
Período horas de valle nocturno	$/kWh	0.447425	0.044614	0.246020	0.447425		0.563283	0.792307	2.496094
Período horas de punta	$/kWh	0.489751	0.044614	0.267182	0.489751		0.615472	0.862970	2.498425

		Residencial	Tarifa Social (TS) y Electrodependientes(ED)				No Residencial		
			(TS) Primeros 150 kWh/mes y (ED)	(TS) Siguientes 150 kWh/mes	(TS) Excedente 300 kWh/mes		< 300 kW	>=300 Entes Publicos Salud/Educacion	>= 300 kW (Generales)
TARIFA OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES PARA CONEXIONES EN BORNES DE ESTACIONES TRANSFORMADORAS									
T5 - Vinculación Inferior en Alta y Media Tensión (Conexión en bornes de EETT)									
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por potencia registrada en hs de punta	$/kW-mes	506.50	506.50	506.50	506.50		506.50	506.50	506.50
Por potencia registrada en hs fuera de punta	$/kW-mes	467.54	467.54	467.54	467.54		467.54	467.54	467.54
Cargo fijo por potencia adquirida	$/kW-mes	86.35	86.35	86.35	86.35		86.35	86.35	406.51
Por consumo de energía	$/kWh								
Período horas restantes		2.9276	0.2787	1.6032	2.9276		3.6828	5.1719	15.6015
Período horas de valle nocturno		2.7954	0.2787	1.5371	2.7954		3.5192	4.9501	15.5948
Período horas de punta		3.0598	0.2787	1.6693	3.0598		3.8453	5.3916	15.6094
Peaje OTROS DISTRIBUIDORES PROVINCIALES - Vinculación Inferior en Alta y Media Tensión (Conexión en bornes de EETT)									
Cargo fijo	$/mes	66,366.98	66,366.98	66,366.98	66,366.98		66,366.98	66,366.98	66,366.98
Por capacidad de transporte en hs de punta	$/kW-mes	506.50	506.50	506.50	506.50		506.50	506.50	506.50
Por capacidad de transporte en hs fuera de punta	$/kW-mes	467.54	467.54	467.54	467.54		467.54	467.54	467.54
Cargo fijo por potencia transportada	$/kW-mes	4.00	4.00	4.00	4.00		4.00	4.00	18.85
Cargo variable por energía	$/kWh								
Período hora Período horas restantes		0.119653	0.011392	0.065522	0.119653		0.150519	0.211381	0.637646
Período hora Período horas de valle nocturno		0.114249	0.011392	0.062820	0.114249		0.143833	0.202314	0.637371
Período hora Período horas de punta		0.125057	0.011392	0.068224	0.125057		0.157159	0.220357	0.637966

TASAS DE CONEXIÓN, COLOCACIÓN DE MEDIDOR, REHABILITACIÓN, ENVÍOS DE AVISOS DE SUSPENSIÓN Y GASTOS DE VERIFICACIÓN DEL SERVICIO.

Colocación de Medidor	$	3,236.70
Conexiones		
Conexión aérea básica	$	7,348.90
Conexión aérea rural básica	$	9,421.00
Conexión aérea especial	$	20,951.20
Conexión aérea rural especial	$	25,061.80
Conexión subterránea básica	$	6,097.20
Conexión subterránea especial	$	20,625.00
Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador	$	108,826.10
Rehabilitación del Servicio		
Tarifa 1 - Uso Residencial y Rural	$	2,192.00
Tarifa 1 - Uso General, Uso Rural General y Tarifa 4	$	2,192.00
Tarifa 2, 3 y 5	$	2,861.50
Envío aviso de suspensión	$	182.50
Gastos de verificación	$	1,029.60
Emisión de duplicado de factura	$	34.40

ENTE PROV. REGULADOR DE LA ENERGÍA * ENTRE RÍOS * FOLIO Nº 819

VALORES TARIFARIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS REINTEGROS (Res.EPRE N° 210/97 y 235/02)							
Ppm	$/KW	85.9760					
TARIFA 1- PEQUEÑAS DEMANDAS							
T 1-R Uso residencial							
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes	8.9151	5.8370	7.3761	8.9151		
T 1-Rural Residencial							
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes	8.9195	5.8370	7.3783	8.9195		
T 1-G Uso General							
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes						9.7986
T 1-Rural General							
Cargo Variable bonificado por energía :	$/KWh-mes						9.7976
TARIFA 2- MEDIANAS DEMANDAS							
Cargo Fijo mensual por capac. de suministro cc	$/KW-mes	408.7700					
TARIFA 3- GRANDES DEMANDAS							
Vinculación Inferior en Alta Tensión							
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	168.77					
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	155.78					
Vinculación Inferior en Media Tensión							
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	168.77					
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	155.78					
Vinculación Inferior en Baja Tensión							
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs de punta	$/KW-mes	984.67					
Cargo fijo mensual bonificado por unidad de potencia contratada en hs fuera de punta	$/KW-mes	838.79					
TARIFA 4 - ALUMBRADO PUBLICO							
T 4-AP1 Suministro de energía							
Cargo variable bonificado por energía	$/KWh-mes						12.0325
PARÁMETRO TARIFARIO PARA EL CÁLCULO DE ESTACIONALIDAD							
Según el Régimen Tarifario Punto 4.8							
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS							
Costo propio de distribución asignado al cargo tarifa (CDFMD * FV)	$/kW-mes	1564.48					