



**Ente Provincial Regulator de la Energía  
de Entre Ríos**

Urquiza 860 - 1er Entre Piso

Tel/Fax: 343-4207922/23/24

PARANÁ - ENTRE RÍOS

**REGISTRO DE NOTA**

Nro. 01523/22

Fecha 16/05/2022

Iniciador COOP.GRAL.SAN MARTÍN LTDA.

Domicilio CABRAL N° 501-SEGUÍ

Motivo PRESENTAN PROPUESTA DE CÁLCULO PARA TERCER  
PERÍODO TARIFARIO -REVISIÓN TARIFARIA QUINQUENAL  
2021/26

Sector Generador COOP. SAN MARTÍN

Fecha Ingreso 23/05/2022

Procedencia Ext. COOP.SAN MARTIN

Descripción PRESENTAN PROPUESTA DE CÁLCULO PARA TERCER  
PERÍODO TARIFARIO -REVISIÓN TARIFARIA QUINQUENAL

Documento ID 211521

Soporte

Ejemplar ORIGINAL

Archivo Imagen



Seguí (E. Ríos), 06 de mayo de 2022

Señor Interventor  
Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE)  
Dr. José Carlos Halle  
S \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ D

REF.: Resolución EPRE N° 255/2020  
Resolución EPRE N° 59/2021  
EXPTE EPRE N° 292/20

De nuestra consideración,

Gustavo R. Bolzán e Damián E. Uhrich, en el carácter que seguidamente se invoca, constituyendo domicilio en Sargento Cabral N° 501 de la Ciudad de Seguí, Provincia de Entre Ríos, al Señor Interventor del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE) nos presentamos y decimos:

### I. PERSONERÍA

Conforme surge de la documentación que se adjunta, somos presidente y secretario del Consejo de Administración de la Cooperativa de Servicios Públicos General José de San Martín Limitada.

Declaramos bajo juramento de ley la plena autenticidad y vigencia del mencionado instrumento.

### II. OBJETO

Atento lo previsto en los artículos 33 y subsiguientes de la Ley N° 8.916 Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Entre Ríos, normas complementarias y lo establecido en el Contrato de Concesión de la Cooperativa de Servicios Públicos General José de San Martín Limitada, venimos a presentar la información y documentación correspondiente para el tercer período tarifario, respetando los principios tarifarios básicos establecidos en el Marco Regulatorio y su reglamentación,

📍 Sargento Cabral 501 - Seguí (Entre Ríos)

☎️ (0343) 4880329 / 690 / 694

🌐 [www.coopgralsanmartin.com.ar](http://www.coopgralsanmartin.com.ar)

✉️ [info@coopgralsanmartin.com.ar](mailto:info@coopgralsanmartin.com.ar)

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario

CUIT 30-55783616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55783616-6



como así también los criterios para el estudio de costos de distribución para la formulación de propuestas establecidos en la Resolución EPRE N° 92/15.

Es por ello por lo que en tiempo y forma venimos a cumplimentar dicho requerimiento, dando cumplimiento con el artículo N°3° de la Resolución EPRE 255/2020 -modificado por la Resolución 59/2021-, en donde se convocó a las distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia de Entre Ríos para que efectúen en el marco de la Revisión Tarifaria Quinquenal 2021-2026 la presentación de propuestas al EPRE, estableciendo como fecha límite el día 29 de abril del 2022.

### III. ADJUNTA DOCUMENTACIÓN

A tal efecto, se acompaña la siguiente documentación:

- ❖ Cálculo Tarifario - Cooperativa de Servicios Públicos Gral. José de San Martín - Informe Ingresos Requeridos (VAD)

### IV. SOLICITA VISTA Y FORMULA RESERVA

Asimismo, por medio de la presente solicitamos tomar vista de las actuaciones de la referencia, en especial de las propuestas tarifarias de las demás distribuidoras de la Provincia de Entre Ríos, y hacemos reserva de presentar adecuaciones, consideraciones y/o modificaciones a la presente Propuesta en caso de considerarlo necesario, previo a la celebración de la Audiencia Pública.

### V. AUTORIZACIONES

Por la presente autorizo al Señor Gustavo R. Bolzán, Damián E. Uhrich, Dr. Matias Fisolo e Ing. Claudio G Gomez, a consultar el expediente de la referencia y/u otro que se forme, retirar copias, presentar escritos, participar de audiencias, y a realizar todo trámite que haga al derecho de Consejo de Administración de la Cooperativa de Servicios Públicos General José de San Martín Limitada y fuere delegable.

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

📍 Sargento Cabral 501 - Seguí (Entre Ríos)

☎ (0343) 4880329 / 690 / 694

🌐 [www.coopgralsa2martin.com.ar](http://www.coopgralsa2martin.com.ar)

✉ [info@coopgralsanmartin.com.ar](mailto:info@coopgralsanmartin.com.ar)



## VI. PETITORIO.

Por todo lo expuesto previamente, al señor Interventor solicitamos:

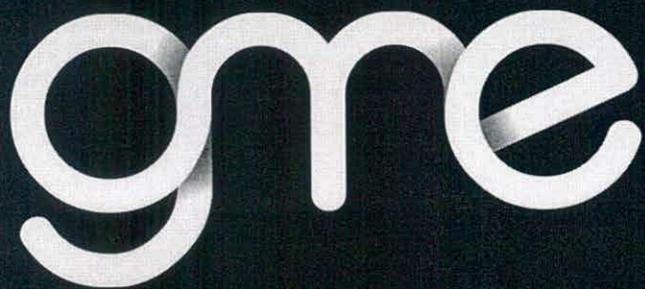
- ❖ Nos tenga por presentado en el carácter invocado.
- ❖ Tenga por presentada en legal tiempo y forma nuestra propuesta de cálculo de tarifas para el tercer período tarifario.
- ❖ Nos conceda vista de las actuaciones de la referencia
- ❖ Se tengan presentes la reserva y autorizaciones otorgadas
- ❖ Oportunamente, se convoque a Audiencia Pública

Sin otro particular, saludamos al Señor Interventor del Ente Provincial de la Energía muy atentamente

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

<b>E. P. R. E.</b>	
FECHA DE ENTRADA	
16 MAY 2022	
HORA:	12:40
FIRMA:	Vera, M.



## Cálculo Tarifario

# Cooperativa de Servicios Públicos Gral. José de San Martín

Informe Ingresos Requeridos (VAD)

Preparado para:

**FACE**

Mayo - 2022

P 171-21

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6



## Tabla de Contenidos

<b>VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>2. MODELO REGULATORIO .....</b>	<b>7</b>
<b>3. SUPUESTOS Y CONDICIONES PARTICULARES .....</b>	<b>8</b>
<b>4. DESARROLLO METODOLÓGICO .....</b>	<b>9</b>
4.1. Costo de Capital (Anualidad) .....	10
4.2. Costo de Explotación .....	13
<b>5. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>14</b>
<b>ANEXO A: COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTE .....</b>	<b>16</b>
<b>1. OBJETIVO .....</b>	<b>16</b>
<b>2. ASPECTOS CONCEPTUALES .....</b>	<b>16</b>
<b>3. CARACTERIZACIÓN DE LA COOPERATIVA .....</b>	<b>17</b>
<b>4. CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....</b>	<b>18</b>
<b>5. METODOLOGÍA .....</b>	<b>18</b>
<b>6. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....</b>	<b>20</b>
6.1. Diseño y costos de la estructura de personal .....	20
6.2. Gastos y servicios .....	23
<b>7. RESULTADOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN EFICIENTES .....</b>	<b>24</b>
<b>8. VNR NO ELÉCTRICO .....</b>	<b>24</b>
<b>9. COSTOS DE CONEXIÓN Y REHABILITACIÓN .....</b>	<b>25</b>
<b>ANEXO B: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO .....</b>	<b>26</b>
<b>1. OBJETIVO .....</b>	<b>26</b>
<b>2. METODOLOGÍA Y CRITERIOS .....</b>	<b>26</b>
2.1. Desagregación en grupos de análisis .....	26
2.2. Criterios para determinar la red eficiente .....	27
2.3. Valorización de la red eficiente .....	28
<b>3. SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN MT/MT .....</b>	<b>28</b>
<b>4. SISTEMA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>28</b>
4.1. Red de MT .....	29

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZANO**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

4.2. Equipos de protección y maniobra .....	29
4.3. Subestaciones MT/BT .....	30
4.4. Red de BT .....	31
<b>5. SISTEMA DE SERVICIO TÉCNICO AL CLIENTE .....</b>	<b>32</b>
5.1. Acometidas .....	32
5.2. Medidores .....	32
<b>6. RESULTADO DEL VNR ELÉCTRICO .....</b>	<b>33</b>
<b>ANEXO C: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....</b>	<b>34</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>34</b>
<b>2. ENFOQUE METODOLÓGICO .....</b>	<b>34</b>
<b>3. DEMANDA DE ENERGÍA .....</b>	<b>35</b>
3.1. Análisis preliminar de las series.....	35
3.2. Modelización Econométrica .....	36
3.3. Resultados .....	39
<b>4. NÚMERO DE CLIENTES .....</b>	<b>40</b>
4.1. Análisis preliminar de las series.....	40
4.2. Modelización econométrica .....	41
4.3. Resultados .....	42
<b>5. DEMANDA MÁXIMA OPERADA .....</b>	<b>44</b>
5.1. Metodología .....	44
5.2. Resultados .....	44



Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLLA**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

## Listado de tablas

Tabla 1 Base de Capital, VNR Eléctrico .....	11
Tabla 2 Base de Capital, VNR No Eléctrico.....	11
Tabla 3 Costo de Capital.....	12
Tabla 4 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico .....	13
Tabla 5 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico .....	13
Tabla 6 Costos de Operación Eficiente .....	14
Tabla 7 Ingresos Requeridos al Año Base.....	15
Tabla 8 Comparación tarifa media eficiente vs tarifa media vigente.....	15
Tabla 9 Cantidad de personal .....	21
Tabla 10 Descripción de puestos.....	22
Tabla 11 Costos laborales promedio .....	23
Tabla 12 Resultados.....	24
Tabla 13 Costos de conexión y rehabilitación .....	25
Tabla 14 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT .....	28
Tabla 15 Kilómetros por zona de influencia y por sistema .....	29
Tabla 16 Resultados de VNR de red de MT .....	29
Tabla 17 Resultados de VNR de protección y maniobra .....	30
Tabla 18 VNR subestaciones MT/BT en 33 kV .....	30
Tabla 19 VNR subestaciones MT/BT en 13.2 kV-Urbano .....	31
Tabla 20 VNR subestaciones MT/BT en 13.2 kV-Rural.....	31
Tabla 21 Resultados de VNR subestaciones MT/BT .....	31
Tabla 22 Resultados de VNR de red de BT.....	32
Tabla 23 Resultados de VNR de Acometidas .....	32
Tabla 24 Resultados de VNR de Medidores .....	33
Tabla 25 Resultados de VNR de la Cooperativa San Martín .....	33
Tabla 26 Modelos Econométricos de Demanda de Energía .....	37
Tabla 27 Modelo 7 .....	38
Tabla 28 Demanda de Energía Proyectada .....	39
Tabla 29 Variables utilizadas (Anuales) .....	41
Tabla 30 Modelos Econométricos de Número de Usuarios .....	42



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

Tabla 31 Modelo 1 con población .....	42
Tabla 32 Número de usuarios proyectado .....	43
Tabla 33 Población Histórica vs Proyectada .....	43
Tabla 34 Demanda Máxima operada .....	45



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

# Valor Agregado de Distribución

## 1. Introducción

El presente informe de consultoría para la Federación Argentina de Cooperativas de Electricidad (FACE) corresponde a la determinación de los ingresos requeridos por la Cooperativa de Servicios Públicos Gral. José de San Martín. En particular, este informe tiene como objeto presentar el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) que determina la base de ingresos que debería percibir, a través de la aplicación del Cuadro Tarifario, una empresa Distribuidora eficiente y dimensionada económicamente que atienda el mercado de la Cooperativa, con área de concesión en la Provincia de Entre Ríos.

La Provincia de Entre Ríos a través de la Ley Provincial N° 8916, reglamentada a través del Decreto Reglamentario N° 1300 (en adelante DE1300), el Contrato de Concesión y la Resolución EPRE 092/2015, constituyen el marco regulatorio sobre el que se desarrolló la Metodología de Cálculo Tarifario para la Cooperativa.

Particularmente, la Ley N° 8916, establece los principios tarifarios sobre los cuales se ha basado la propuesta de VAD. El Art. N° 30, determina que:

*"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."*

En cuanto al Art. N° 31 de la Ley, establece que: *"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."*

En relación con la Reglamentación del DE 1300, el Art. N° 30 inciso a), se determina que el costo propio de distribución para cada nivel de tensión estará constituido por de acuerdo con el siguiente detalle:

1. *El costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por*

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6



- 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.*

El 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.*
- 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.*

Particularmente, para el cálculo del VAD, se requirió desarrollar el cálculo de los Costos de Explotación Eficiente de la Cooperativa y el Valor Nuevo de Reemplazo, que son parte íntegra del presente documento en el Anexo A y Anexo B.

## **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 el área de concesión de la Cooperativa. Específicamente, 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 2021, 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 2021.
3. Los componentes de costo consideran el valor anualizado de los costos de capital, adoptando una tasa de descuento en términos reales (sin descontar

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

- 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 2021.
  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 2021.

### 3. Supuestos 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 que refleja las condiciones operativas de la Cooperativa en su entorno socioeconómico real.
2. La dotación de personal de la Empresa de Referencia 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 la Cooperativa al mes de diciembre de 2021.
3. Los costos derivados de la Empresa de Referencia cubren todas las actividades operativas usuales de la "gestión eficiente" en las condiciones de entorno de la Cooperativa. 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 se valoran a precios de mercado competitivo de diciembre 2021. Se verifica la necesidad y pertinencia de las instalaciones y se hizo una estimación del VNR óptimo, en base a la información disponible, 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 estimación de participación porcentual del balance.
6. El costo de capital se determina asignando a los bienes de uso vidas útiles



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

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 descuento que refleja el costo de oportunidad del capital.

7. El costo de oportunidad del capital se expresa en una tasa anual 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 metodológico

El VAD es, por definición, el monto de Ingresos Requeridos anualmente para que la Cooperativa 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 Cooperativa.

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 este informe se despliega, paso a paso, 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:

$$\text{Tarifa} = \text{Abastecimiento} + \text{VAD} \quad (1)$$

Donde:

**Tarifa:** representa la tarifa final al consumidor;

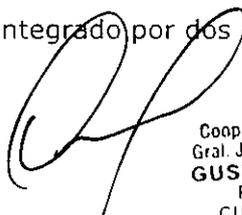
**Abastecimiento:** son los costos que se transfieren directamente al consumidor (*pass-through*);

**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:

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

$VAD = Anualidad + Explotación$

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; e

Estos costos para cada etapa se trasladan a la tarifa para cada nivel de tensión a través del Cuadro Tarifario. Particularmente, el VAD para tarifa no considera los costos comerciales y aquellos asociados a bienes de generación propia e impuestos sobre ventas.

#### 4.1. Costo de Capital (Anualidad)

La Anualidad de Capital surge de aplicar el Factor de Recuperación del Capital (FRC) a la Base de Capital Regulatoria. El primer concepto le permite a la Distribuidora recuperar la inversión realizada y obtener una retribución al capital invertido proporcional a una Tasa de Remuneración al Capital (Renta), así como disponer de los fondos para renovar los activos que llegan al final de su vida útil (Depreciación), en tanto que el segundo concepto establece el monto sobre el que se aplicará dicho factor.

##### 4.1.1 Base de Capital

El cálculo de la Base de Capital se expone en el apartado de Valor Nuevo de Reemplazo, Anexo B del presente informe.

Para la determinación de la base de capital regulatoria se empleó la metodología de VNR de las redes, utilizando los activos necesarios conforme a la tecnología disponible, y acorde a criterios técnicos – económicos en los diferentes niveles de tensión. El VNR es el valor a nuevo de reposición de la red de referencia que se define como aquella capaz de atender a la demanda real, conforme a su ubicación geográfica actual y teniendo en cuenta los usos, costumbres y estacionalidades existentes.

El Costos de Capital de trabajo, se incluye como una estimación que considera una doceava parte de las ventas anuales de la Cooperativa.

En resumen, los costos de capital anualizados consideran los bienes eléctricos y no eléctricos de la empresa, y la generación propia, de acuerdo con los siguientes componentes:

$$CAPITAL = VNR \text{ Eléctrico} + CCT + VNR \text{ No Eléctrico} \quad (3)$$

Donde:

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

**CCT:** costos de capital de trabajo

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

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

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 1 Base de Capital, VNR Eléctrico**

Detalle	Cantidad	ud	VNR \$AR
SET	9	ud	73,261,977
RED DE MT	1,108	km	652,734,094
EQUIPOS MT	305	ud	51,937,321
SED	1,180	ud	418,406,021
RED DE BT	158	km	151,238,089
ACOMETIDAS	33	km	11,747,848
MEDIDORES	4,680	ud	8,724,964
<b>TOTAL</b>			<b>1,368,050,314</b>

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 los activos eléctricos, y para cumplir con los requerimientos de calidad del servicio y atención al cliente.

Para determinar el VNR No Eléctrico se utilizó la participación de cada uno de los conceptos en función en el VNR eléctrico: La tabla que se presenta a continuación resume los valores obtenidos en el cálculo:

**Tabla 2 Base de Capital, VNR No Eléctrico**

Detalle		\$AR
VNR NO ELÉCTICO	4%	54,722,013

#### 4.1.2 Tasa de Remuneración al Capital

Los detalles y sustento del cálculo de la tasa de costo de oportunidad del capital se exponen en el Informe de Tasa de Costo del Capital de la Cooperativa.

Para la determinación de la tasa de costo de capital 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 retorno 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 costo de capital aplicable para el caso de la Cooperativa resulta igual a 12.29%, antes 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

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

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 3 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	$\pi_{USA}$		1.95
Costo Real del Capital después de impuestos, en USD	WACC <sub>R</sub>	$[(1+WACC)/(1+\pi_{USA})]-1$	7.99
Costo Real del Capital antes de impuestos, en USD	WACC' <sub>R</sub>	$WACC_R/(1-t)$	12.29

#### 4.1.3 Cálculo de la Anualidad

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:

$$FRC = \left[ \frac{WACC_{R;\$} \times (1 + WACC_{R;\$})^n}{(1 + WACC_{R;\$})^n - 1} \right] \quad (4)$$

Donde:

*FRC*: es el Factor de Recuperación de Capital

*WACC<sub>R;S</sub>*: es la Tasa de Remuneración al Capital

*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 de explotación y su determinación ha sido objeto de análisis por los distintos Reguladores de las actividades de distribución eléctrica.

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 remuneración al Capital de 12.29% real antes de impuestos, se obtiene:

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 4 Anualidad del Capital: VNR Eléctrico**

Detalle	TOTAL VNR \$AR	Vida Útil Regulatoria	Tasa de rentabilidad	FRC	Anualidad
ET	73,261,977	35	12.29%	12.51%	9,162,413
Redes	652,734,094	35	12.29%	12.51%	81,633,329
Equipos P&M	51,937,321	35	12.29%	12.51%	6,495,473
SED MT/BT	418,406,021	35	12.29%	12.51%	52,327,397
Redes en BT	151,238,089	35	12.29%	12.51%	18,914,392
Acometidas	11,747,848	35	12.29%	12.51%	1,469,229
Medidores	8,724,964	25	12.29%	13.01%	1,134,876
<b>Total VNR Eléctrico</b>	<b>1,368,050,314</b>				<b>171,137,109</b>

**Tabla 5 Anualidad del Capital: VNR No Eléctrico**

VNR No Eléctrico	\$AR	VUR	FRC	Anualidad \$
Vehículos	32,660,646	5	27.9%	9,125,562
Terreno	1,175,608	99	12.3%	144,484
Edificios	4,620,737	50	12.3%	569,621
Software Informático	4,531,561	3	41.8%	1,896,120
Hardware Informático	2,126,067	8	20.3%	432,329
Herramientas, equipos e instrumentos	5,610,388	5	27.9%	1,567,573
Muebles de oficina y otros bienes	3,948,411	10	17.9%	707,122
Telecomunicaciones, telecontrol y otros dispositivos de comunicación	48,596	15	14.9%	7,246
<b>Total</b>	<b>54,722,013</b>			<b>14,450,056</b>

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.

Como Capital de Trabajo se consideró la doceava parte de las ventas sin impuestos del año 2021, estableciendo un valor de 3 819704 de pesos argentinos a la tasa de referencia.

#### 4.2. Costo de Explotación

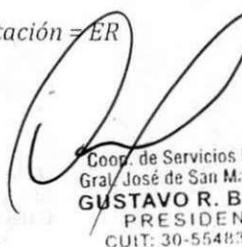
La parte más importante de los costos de Explotación es la que refleja el costo Eficiente de operación, mantenimiento, gestión comercial y administración de la empresa, que en este caso se ha determinado mediante la metodología de la Empresa de Referencia.

Para determinar los costos de Explotación se considera el componente de Empresa de Referencia:

$$\text{Costos de Explotación} = ER \quad (5)$$

Donde:

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**EM:** son los costos eficientes calculados mediante la metodología de Empresa de Referencia;

#### 4.2.1 Costo de Explotación de la Empresa de Referencia (ER)

Los costos eficientes de Explotación para la determinación del VAD se estimaron a través de la metodología de Empresa de Referencia (ER).

La ER se define como una empresa que presta el servicio de distribución en su área de concesión en condiciones de eficiencia y adaptación económica al ambiente en el cual desarrolla su actividad. Contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución de electricidad, 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:

- definir los procesos eficientes requeridos para la operación, manutención y administración y comercialización;
- calcular de los recursos requeridos para el desarrollo de los procesos arriba indicados; y
- 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 eficiencia en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

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

**Tabla 6 Costos de Operación Eficiente**

Detalle	OPEX
Administración	23,963,739
Comercial	11,779,122
Técnica	92,109,846
<b>TOTAL</b>	<b>127,852,708</b>

## 5. Valor Agregado de Distribución

El monto de Ingresos Requeridos en el Año Base, a precios de diciembre de 2021, es decir el VAD calculado, asciende a \$ 320,989,148 pesos argentinos, conformado como muestra la siguiente tabla:



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 7 Ingresos Requeridos al Año Base**

Calculo VAD Cooperativa de San Martín

Componentes			VAD (TRR di) \$ Diciembre 2021
	BT	MT	
<b>Costos de capital</b>			
<i>Bienes Eléctricos</i>	73,845,895	97,291,214	171,137,109
<i>Bienes No Eléctricos</i>	3,612,514	10,837,542	14,450,056
<i>Capital de trabajo</i>	954,926	2,864,778	3,819,704
<b>Costos de Capital Total</b>	<b>78,413,335</b>	<b>110,993,534</b>	<b>189,406,868</b>
<b>Gastos Corrientes</b>			
<i>Total Costos Explotación</i>	29,018,396	87,055,189	116,073,585
<i>Total Costos Explotación COM</i>	11,706,170	72,952	11,779,122
<b>Total Costos Explotación y O&amp;M</b>	<b>40,724,567</b>	<b>87,128,141</b>	<b>127,852,708</b>
<b>Incobrables</b>	<b>2,983,658</b>	<b>745,914</b>	<b>3,729,572</b>
<b>Ingresos Requeridos</b>	<b>122,121,559</b>	<b>198,867,588</b>	<b>320,989,148</b>

Cabe aclarar que los Ingresos Requeridos VAD que se presentan en la tabla anterior no incluyen el costo que tiene la cooperativa por el pago del peaje por el uso de la red de distribución de ENERSA, el cual forma parte de los costos de suministro.

Finalmente, en la tabla siguiente se muestra una comparación entre el VAD actualmente percibido por la cooperativa, y el valor eficiente determinado en el presente informe:

**Tabla 8 Comparación tarifa media eficiente vs tarifa media vigente**

Ingresos Requeridos VAD - Propuesta	San Martín Valores
Costos de Explotación y O&M [\$/AR]	127,852,708
Cantidad Clientes [#]	4,680
Costos de Explotación y O&M / Cliente [\$/cliente-año]	27,319
Costos de Capital Total [\$/AR] (*)	189,406,868
<i>Ingresos Requeridos Eficientes (VAD) [\$/AR] (**)</i>	320,989,148
Energía Vendida [MWh]	35,360
<b>Tarifa media VAD [\$/AR/kWh]</b>	<b>9.08</b>
Nota	
(*) incluye CCT y VNR No Eléctrico	
(**) Incluye incobrables	
Datos Balance	Valores
Comercialización y distribución	258,519,864
Costo de distribución (abastecimiento)	- 179,592,570
<i>Ingresos VAD</i>	78,927,294
<b>Tarifa media VAD Vigente [\$/AR/kWh]</b>	<b>2.23</b>
<b>VAD eficiente / VAD vigente [%]</b>	<b>306.7%</b>

Se observa que la tarifa media vigente está sensiblemente por debajo de los costos de totales de distribución (VAD) determinados en este estudio.

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

# Anexo A: Costos de Explotación Eficiente

## 1. Objetivo

El objetivo específico de este informe es la determinación de los costos de explotación eficientes que se estiman necesarios y que deberán ser recuperados por vía de la tarifa.

El objetivo de este informe es determinar los costos de explotación razonables de una empresa modelo que, operando en forma prudente y eficiente sus gastos e inversiones, presta el servicio de Distribución de energía en el mercado correspondiente al área de concesión de la cooperativa.

Para tal fin se analizaron las características del mercado de las cooperativas y la magnitud de sus instalaciones, y sobre la base de estándares de eficiencia se diseñó la estructura óptima y recursos que permitan desarrollar las actividades necesarias para la prestación del servicio en condiciones de eficiencia, 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. Aspectos conceptuales

La Empresa Modelo (EM) se define como una empresa que presta el servicio de distribución en su área de concesión en condiciones de eficiencia y adaptación económica al ambiente en el cual desarrolla su actividad.

La empresa modelo 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 EM se simulan las condiciones que enfrenta un operador entrante en el mercado de la empresa real responsable por el servicio, y que debe prestar ese servicio cumpliendo las condiciones establecidas en la normativa vigente.

La EM 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, 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 eficiencia estos procesos y actividades, accediendo a los diferentes mercados representativos de las condiciones reales existentes.

A partir de los valores de costos que el operador entrante o EM puedan obtener para los servicios y recursos, se fijan los costos eficientes de la empresa.

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

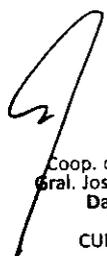
Por otro lado, en el concepto de EM se entiende que el diseño de la misma no es una reingeniería de los procesos y actividades que componen la empresa real que presta los servicios. Se trata, por el contrario, de un enfoque metodológico que no es invasivo y que no tiene injerencia en la gestión de la empresa, ya que no considera la forma en que está siendo gestionada la empresa real.

### 3. Caracterización de la cooperativa

La empresa modelo refleja 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 y considerando todas las restricciones operativas del ámbito en que se desempeña (distancias de traslado, estado de los caminos, vegetación, nivel cerámico, acceso a las instalaciones, etc.)

Por lo señalado la primera etapa previo al diseño de la empresa modelo es caracterizar el mercado y el contexto operacional de la empresa real.

Caracterización	Cooperativa G.S.Martín
Actividades de la Cooperativa adicionales al Servicio Eléctrico	Venta al por mayor en comisión o consignación de cereales, oleaginosas y forrajeras. Venta al por mayor de materias primas agrícolas de la silvicultura, lubricantes, leña, carbón (excepto gas licuado y combustible y lubricantes para automotores), productos alimenticios, madera y materiales para la construcción. Venta al por menor de electrodomésticos y artefactos para el hogar y materiales de construcción.
Área de Concesión	Localidad de Seguí, y Aranguren, 2 parques Industriales (Seguí y Viale), en el área RURAL a la localidad de Don Cristóbal 2° dentro del Departamento Paraná los distritos Quebracho y Espinillo, dentro del Departamento Nogoyá los distritos Don Cristóbal 1° y 2°, Crucecitas 3° y 7°, Algarrobos 1° y 2°, Laurencena y Chiqueros.
Problemas del Contexto Operacional	El principal problema es que la mayoría de los usuarios del sector rural están sobre caminos de tierra en muy mal estado, con descuidos de muchos años, intransitables con gran cantidad de arroyos cuyo crecimiento imposibilita la atención por desbordes y demoras en la baja
Modalidad de trabajo	La modalidad dominante es con personal propio. Se terceriza poda



Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Urich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

#### 4. Consideraciones de diseño

La EM contempla todos los procesos y actividades necesarios para prestar el servicio de distribución 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 eficientes 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 EM requiere efectuar el diseño de una empresa que opera en el mismo territorio que la empresa real cuya característica más importante es la eficiencia en la gestión empresarial, sujeta a las restricciones relacionadas con el medio en el que opera.

Es necesario efectuar el diseño de la empresa modelo de manera que sea representativa de una gestión eficiente 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 EM se diseñó para atender la demanda del servicio público de distribución de energía eléctrica en el área de concesión de la distribuidora, dimensionada considerando una empresa única optimizada que maximiza la utilización de sus recursos para la prestación del servicio público de distribución.

#### 5. Metodología

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 eficiente de distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de las funciones y responsabilidades inherentes a la EM.

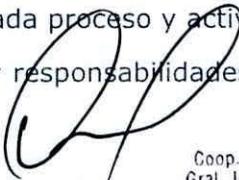
En lo que sigue se presentan las principales funciones que tiene que cumplir la empresa modelo, que tratándose de una empresa de distribución de menor tamaño como las cooperativas son desarrolladas por el personal en la modalidad multitarea.

Para determinar las funciones básicas que presta la EM se parte de reconocer que la misión de la misma es la provisión eficiente 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 eficiente 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

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damían E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

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, provisiones 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 EM 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, provisiones de recursos.

C. Dirección, estrategia y control

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

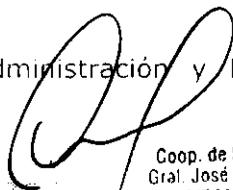
- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de los intereses de los socios, elaboración y seguimiento de las estrategias globales de la empresa, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y las relaciones 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



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damiano E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

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 EM.
- Sistemas Informáticos, se refieren al soporte y administrador de los sistemas informáticos corporativos, sistemas operativos, mantenimiento de los computadores centrales, etc.

## 6. Aplicación de la metodología

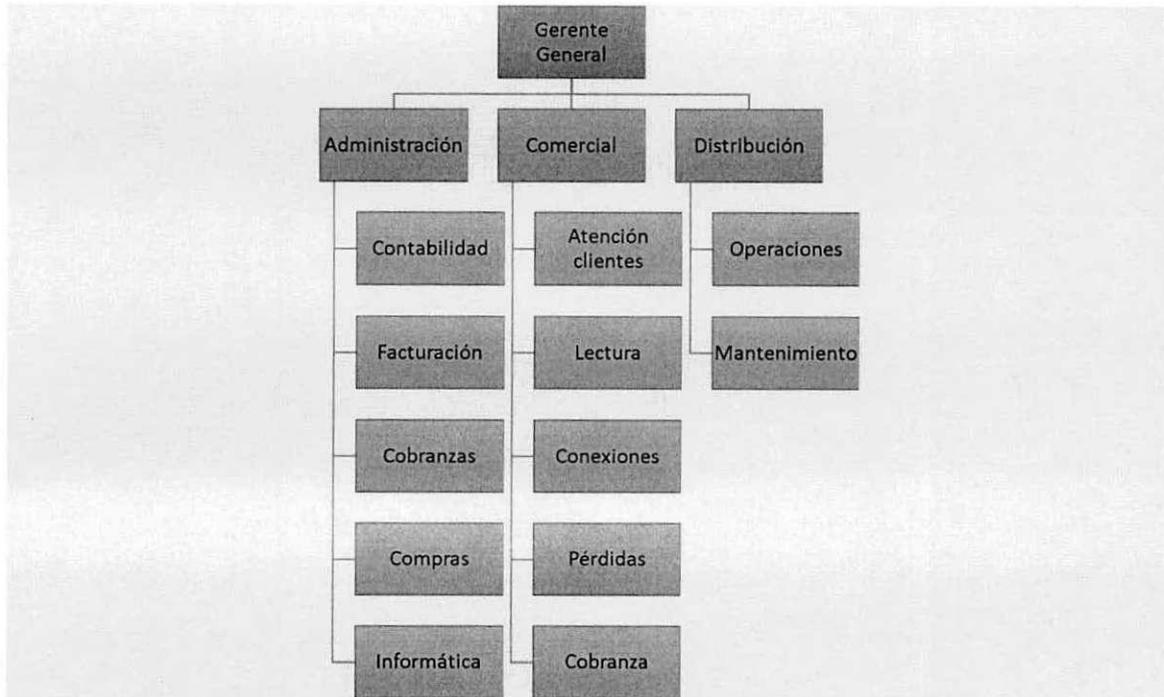
### 6.1. Diseño y costos de la estructura de personal

En la siguiente figura se presenta el organigrama típico diseñado para una distribuidora del tamaño de una cooperativa constituido por el personal de planta de la cooperativa.

Cabe destacar que dado el tamaño de estas empresas, y para no sobredimensionar la estructura aquellas actividades básicamente relacionadas con servicios como informática, asesorías (contable, regulatoria, etc.), vigilancia, y trabajos especiales de mantenimiento, se opta por la contratación a empresas especialistas.

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6



En la siguiente tabla se presentan el diseño organizacional de cada cooperativa donde se indican las áreas funcionales, y la cantidad de empleados y puestos que la conforman.

**Tabla 9** Cantidad de personal

Área		# Personal
<b>Gerencia</b>	Gerente	1
<b>Jefatura Administración</b>	Jefe	1
<b>Profesional Apoyo</b>	Profesional Junior	
<b>Contabilidad</b>	Profesional Junior	1
<b>Facturación</b>	Administrativos I	
<b>Cobranzas</b>	Administrativos I	
<b>Compras</b>	Administrativos II	1
<b>Jefatura Comercial</b>	Jefe	
<b>Atención Clientes</b>	Administrativos II	1
<b>Lectura</b>	Administrativos II	1
<b>Conexiones</b>	Administrativos II	2
<b>Pérdidas</b>	Administrativos I	
<b>Jefatura Distribución</b>	Jefe	
<b>Profesional Apoyo</b>	Profesional Junior	
<b>Operaciones</b>	Técnico	1
<b>Mantenimiento</b>	Técnico	12
<b>Total</b>		<b>22</b>

Respecto Los costos de las remuneraciones constituyen una de las partidas más importantes de los costos de explotación de las empresas distribuidoras de electricidad. En

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
 Damían E. Uhrich  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

este sentido, los valores unitarios de remuneraciones para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la EM, deben ser determinados a partir de los costos laborales reales en que incurre la empresa real.

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 en forma eficaz y eficiente. 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 modelo 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.

Para darle uniformidad y facilitar la compilación del costo salarial resultante, la organización se dividió niveles jerárquicos uniformes y de aplicación general que tienen las siguientes funciones:

**Tabla 10** Descripción de puestos

Cargo	Descripción
Gerente	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. Esta función en algunas cooperativas más pequeñas es ejercida por el presidente de la cooperativa y su tesorero.
Jefe / Supervisor	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.
Especialista/Profesional 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 Senior. 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.

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

Cargo	Descripción
Administrativo Junior	Empleados que desempeñan tareas administrativas nivel Semi Sénior que asisten al Administrativo Junior
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.

Los costos laborales se determinaron a partir de los costos de personal a la fecha del estudio derivados principalmente de los convenios de Luz y Fuerza, y otros convenios. Para una determinada posición se selección que tipo de personal la ocupará y se aplican los costos vigentes promedio en las cooperativas bajo estudio.

En la siguiente tabla se presenta los costos laborales promedio a diciembre 2021 de las cooperativas utilizados para el cálculo del costo eficiente de la empresa modelo:

**Tabla 11** Costos laborales promedio

Puesto	\$/Empleado/año
Gerente	9,063,566
Jefe	5,399,733
Profesional Junior	2,164,278
Administrativos I	2,655,141
Administrativos II	1,408,135
Técnico	3,800,935

El puesto de Jefe en general es ejercido por un profesional Senior.

Para las cooperativas que desarrollan otras actividades adicionales al servicio básico de distribución de electricidad, existen recursos básicamente costos de personal de administración que son compartidos con la actividad de distribución.

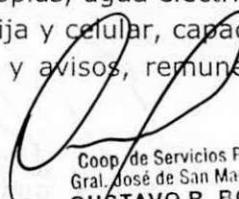
Estos costos compartidos se asignaron al VAD en función de los recursos asignados y la experiencia del consultor.

## 6.2. Gastos y servicios

Los costos de los servicios que requiere la EM 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 repuestos, insumos, fotocopias, agua electricidad y gas, formularios, útiles y otros materiales, gastos de telefónica fija y celular, capacitación, servicios tercerizados, combustible de vehículos, publicaciones y avisos, remuneración de directorio, seguros,

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

vigilancia, transmisión de datos, asesorías, gastos bancarios, viáticos, fletes, etc. se estimaron a partir de la información relevada del balance y considerando un benchmarking de eficiencia con empresas similares.

Se excluyen los costos de deudores incobrables que se considera como un "grossing up" de tarifas y las multas por mala calidad de servicio que no corresponde pagar a una empresa modelo eficiente.

También se incluyen como parte de los gastos los pagos a los organismos reguladores e impuestos trasladables al VAD.

## 7. Resultados Costos de Explotación Eficientes

En la siguiente tabla se presentan los costos eficientes determinados para las tres cooperativas y su relación con los principales parámetros operativos a precios de diciembre de 2021:

**Tabla 12** Resultados

Ítem	Unidad	G.S.Martín
Costo Personal Eficientes	\$/año	71,655,356
Gastos Eficientes	\$/año	56,197,352
Costo Total Eficientes	\$/año	127,852,708
Opex Eficiente/cliente	\$/cliente-año	27,319
% Gastos/Costo Personal		78%
% Costo Personal/Total		56%
# Personal	#	22

Se excluyen los costos de deudores incobrables, pérdidas no técnicas, y capital de trabajo que se considera como un "grossing up" de tarifas y las multas por mala calidad de servicio que no corresponde pagar a una empresa modelo eficiente.

## 8. 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 Empresa Modelo, y en consecuencia se determinaron como parte del modelo de costos de O&M de la empresa de modelo.

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 bodega de uso común para el personal de las siete unidades regionales.
- Muebles y otros bienes, que constituyen la infraestructura requerida en la casa

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

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 sobre el VNR Eléctrico considerando fuente de información comparativas de estudios similares.

Sobre la base de los señalado, ratios basados en el cociente entre VNR No eléctrico y el VN Eléctrico y la propia experiencia del Consultor se estima un ratio eficiente de VNR No Eléctrico/VNR Eléctrico del 4% para las cooperativas.

## 9. 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 2021.

**Tabla 13** Costos de conexión y rehabilitación

	<b>Propuesto Cooperativa 31/12/2021</b>
<b>Conexiones</b>	
Solo colocación de medidor	3,139.1
Conexión aérea básica	7,137.9
Conexión aérea especial	20,437.1
Conexión aérea rural básica	10,814.8
Conexión aérea rural especial	26,113.5
Conexión subterránea básica	5,947.6
Conexión subterránea especial	20,347.6
<b>Rehabilitación del Servicio</b>	
Tarifa 1 Uso Residencial y Rural	2,167.5
Tarifa 1 Uso General, Rural General y Tarifa 4	2,167.5
Tarifas 2, 3 y 5	2,765.8
<b>Envío Aviso de Suspensión</b>	181.2
<b>Gastos de Verificación</b>	1,165.8
<b>Emisión Duplicado Factura</b>	32.9
<b>Costo de Conexión Adicional Usuario Pequeño Generador</b>	89,334.9



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damían E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

# Anexo B: Valor Nuevo de Reemplazo

## 1. Objetivo

El estudio tarifario de la Cooperativa San Martín requiere la determinación de los costos de capital de las instalaciones eficientes necesarias para la prestación del servicio eléctrico. Para ello, en base a la información disponible, se consideró una metodología que utiliza para la determinación de los costos de las instalaciones una estimación del Valor Nuevo de Reemplazo o VNR óptimo. Particularmente, el VNR establece el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos que son utilizados para prestar el servicio de distribución eléctrica.

El VNR de la red adaptada técnica y económicamente a la demanda corresponde a la valorización 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 la Cooperativa, donde presta el servicio de Distribución de energía eléctrica.

El objetivo específico de este informe es presentar los resultados del cálculo de la estimación 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.

Finalmente, los cálculos presentados en este informe están dirigidos a determinar los cargos de distribución y los ingresos requeridos por la Cooperativa, 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.

## 2. 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.
2. Definición de los criterios para cada grupo de análisis para la determinación de la red eficiente
3. Valorización a precios de mercado eficientes.

En los puntos siguientes se presenta el procedimiento utilizado para cada una de las etapas anteriormente descriptas.

### 2.1. Desagregación en grupos de análisis

En primera instancia se desagregaron las instalaciones en los siguientes grupos de análisis considerando el nivel de tensión y las criterios de análisis.

- Sistema de transformación de MT/MT.

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

- Estaciones transformadoras MT/MT
- 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

## 2.2. Criterios para determinar 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 las viñetas del apartado anterior.

### 2.2.1 Sistema de transformación de MT/MT

Se consideraron y valorizaron a precios eficientes las instalaciones reales de las estaciones MT/MT (33/13.2 kV).

### 2.2.2 Sistema de Media y Baja Tensión

Para las zonas del área de concesión de la Cooperativa se utilizó un modelo de red real que considera la red existente en cuanto cantidades y topología, se verifica la razonabilidad de las instalaciones y se utilizan calibres o capacidades en el rango de tecnologías eficientes del stock de la Cooperativa. La información utilizada corresponde a bases en planillas Excel suministrados por la Cooperativa.

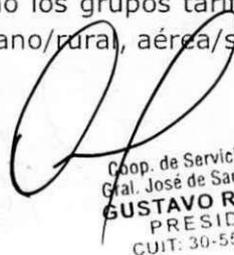
Para ello, se consideraron los siguientes análisis en función de la etapa de las instalaciones:

- Red de MT, circuitos en MT de 13.2 kV y 33 kV, se realizó una verificación de las cantidades, calibres y tecnología utilizada por la Cooperativa, basado en la información disponible de los circuitos existentes, acerca de: nivel de tensión, cantidad de kilómetros aéreos y subterráneos, tipo de sistema utilizado (monofásico, bifásico, y trifásico). Particularmente, se consideraron tecnologías informadas por la Cooperativa.
- Equipos MT, a partir de la información de la Cooperativa se verificaron las cantidades de equipos y tipo, ya sea de compensación, reconector y seccionador.
- Subestaciones MT/BT, a partir de la información de subestaciones y tensión, se verificaron de las SED las capacidades en kVA, ubicación urbana/rural, aéreo-subterráneo o nivel.
- Red BT, a partir de la información referida a líneas o redes de la Cooperativa, se separó aquella que corresponde a BT y se verificó cantidad de kilómetros, tipo de sistema utilizado (monofásico y trifásico).

### 2.2.3 Sistemas de servicio técnico al cliente

Este sistema constituido por las acometidas y medidores, y se construyó considerando la información real suministrada por la empresa acerca de clientes y grupos tarifarios de la base comercial: Luego, para cada uno los grupos tarifarios se asoció tipos de medidores estándares y tipo de acometidas (urbano/rural, aérea/subterránea y monofásica/trifásica).

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

  
Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

### 2.3. Valorización de la red eficiente

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

## 3. Sistema de transformación MT/MT

En esta sección se indican los principales criterios adoptados para la valorización de las 3 estaciones transformadoras MT/MT de la Cooperativa. Para determinar el nivel de transformación que se encuentran presentes en cada una de las estaciones transformadoras MT/MT se tomó la información de la Cooperativa. En esta planilla se considera para cada estación transformadora la potencia instalada en kVA asociada a los transformadores, la cantidad de máquinas (en servicio y reserva) alimentadores en 13,2 kV que abastecen, y si éstos son urbano o rural.

De las tres (3) ET de la Cooperativa, el caso de Seguí es la ET que mayor cantidad y capacidad de transformación, demanda máxima asociada, y más urbana, respecto de las ET de Ramírez y Viale. Hay un total de nueve transformadores asociados a las ET.

En particular, para la valorización se adoptaron los precios de estaciones MT/MT informados por la Cooperativa, y se verificó que corresponda a costos eficientes. Los precios fueron informados en moneda argentina referidos a diciembre del año 2021.

El resultado del VNR de ET MT/MT se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 14 Resultados de VNR para estaciones transformadoras MT/MT**

ET	ID centro de transformación MT/MT	Nombre circuito / Alimentador de MT	Potencia Nominal (KVA)	Tipo (Aéreo, Subterráneo - a nivel)	Urbano - Rural	Demanda Maxima	VNR Estaciones \$AR
SEGUI	6500	D1-2-3	6500 KVA	N	R	2,611	17,698,578
SEGUI (*)		D6		N	U	2,299	
SEGUI	5000	RESERVA	5000 KVA	N	R	2,299	12,597,684
SEGUI	1250	D9	1250 KVA	N	U	971	4,786,170
SEGUI	2000	RESERVA	2000 KVA	N	U	971	6,523,431
RAMIREZ	1250	D4	1250 KVA	N	R	929	4,786,170
RAMIREZ	800	D5	800 KVA	N	R	900	3,972,984
RAMIREZ	1500	RESERVA	1500 KVA	N	R	929	5,537,751
VIALE	4000	D10	4000 KVA	N	R	2,352	10,835,781
VIALE	2000	RESERVA	2000 KVA	N	R	2,352	6,523,431
Cantidad		9					73,261,977

(\*) corresponde a la salida del segundo circuito alimentador del transformador de la línea 1, anterior, por ello no se valoriza nuevamente. El primero de los circuitos abastece una zona rural y el segundo zona urbana.

## 4. Sistema de Media y Baja Tensión

En base a la información de línea de la Cooperativa y de los distribuidores por subestación de MT/MT (SET) se identificó aquellas instalaciones que corresponde al sistema de MT, BT, y las subestaciones de distribución MT/BT. Se utilizó información de las instalaciones de

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZANI  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

líneas y transformadores con el objetivo de reconocer la red existente o real conformada por: los circuitos MT de los niveles de tensión 33 kV y 13.2 kV, y las subestaciones MT /BT y red de BT en 220 V asociadas a dichos circuitos. La definición de acometidas y medidores se obtuvo a partir de la asociación con la cantidad de clientes por grupos tarifario.

Luego para valorizar las instalaciones, se utilizaron los costos unitarios que fueron suministrados por la Cooperativa en pesos argentinos referidos a diciembre del año 2021.

#### 4.1. Red de MT

Se tomó y se verificó la consistencia de la información de la Cooperativa acerca de la cantidad de kilómetros de red de MT en los dos niveles de tensión, calibres o secciones por tramo, y la participación entre red monofásica, bifásica y trifásica.

Se obtuvo un total de 1108 km de red de MT con la distribución por zona mostrados en la siguiente tabla. Siendo los circuitos asociados a las zonas de Seguí y Ramírez los de mayor extensión, y el sistema monofásico el más preponderante.

**Tabla 15 Kilómetros por zona de influencia y por sistema**

Tensión kV	Sistema	SEGUI	RAMIREZ	NOGOYA	ARANGUREN
13.2	Monofásico	277.6	330.6	48.4	-
13.2	Monofásico - alambre	38.6	113.7	7.2	-
13.2	Bifásico	18.1	-	-	-
13.2	Trifásico	138.1	130.9	-	0.5
13.2	Trifásico	0.0	-	-	-
33.0	Trifásico	-	-	-	4.0
		<b>472</b>	<b>575</b>	<b>56</b>	<b>4</b>

Adicionalmente, en la siguiente tabla, se separó la red de MT por calibres, sistemas y tensión, y finalmente se valorizaron las instalaciones a precios de referencia informados por la Cooperativa, en pesos argentinos.

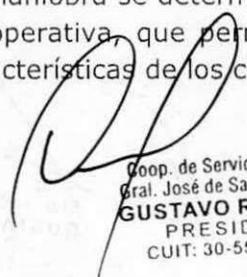
**Tabla 16 Resultados de VNR de red de MT**

Tensión kV	Sistema	Tipo	Sección	km	VNR \$AR
13.2	Bifásico	MTB	25	18	12,607,512
13.2	Monofásico	MTM	16	244	108,422,548
13.2	Monofásico	MTM	25	412	201,891,648
13.2	Monofásico - alambre	MTMA	17/15	160	70,808,110
13.2	Trifásico	MTT	25	252	218,838,493
13.2	Trifásico	MTT	50	11	20,670,973
13.2	Trifásico	MTT	50/8	7	13,159,444
33.0	Trifásico	MTT33	50/8	4	5,933,567
13.2	Trifásico	MTTS	50	0.03	401,800
				<b>1,108</b>	<b>652,734,094</b>

#### 4.2. Equipos de protección y maniobra

El equipamiento de protección y de maniobra se determinó en base a una distribución de cantidad típica informada por la Cooperativa, que permite operar y obtener niveles de confiabilidad compatibles con las características de los circuitos.

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

Específicamente, los equipos considerados en el esquema de protecciones y maniobras están conformado por: reconectores, seccionadores monofásicos y trifásicos, de dos y tres etapas, incluyendo aquellos que son bajo carga. Adicionalmente, se consideran en este apartado los equipos de compensación.

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 17 Resultados de VNR de protección y maniobra**

Detalle	Cantidad	VNR \$AR
CAPACITOR MT TRIFASICO	6	4,923,789
CAPACITOR MT MONOFASICO	2	682,112
RECONECTADOR 33 KV	4	12,915,880
RECONECTADOR 13,2 KV	9	17,971,831
SECCIONADOR MONOFASICO MEDIA TENSION	200	5,654,331
SECCIONADOR TRIFASICO MEDIA TENSION	61	3,767,016
SECCIONADOR MONOFASICO MEDIA TENSION DOS ETAPAS	16	720,208
SECCIONADOR MONOFASICO MEDIA TENSION TRES TAPAS	3	219,854
SECCIONADOR TRIFASICO MEDIA TENSION BAJO CARGA	4	5,082,300
<b>TOTAL</b>	<b>305</b>	<b>51,937,321</b>

#### 4.3. Subestaciones MT/BT

Para el cálculo del VNR de subestaciones se identificaron los centros de transformación MT/BT conectados a los circuitos informados anteriormente. Para ello, en base a la información de los centros de transformación MT/BT se agruparon entre las siguientes características:

- Nivel de tensión en el primario: 13.2 kV y 33 kV
- Potencia en kVA
- Cantidad de fases: monofásicos y trifásicos
- Tipo: urbano o rural

A continuación, se presentan los resultados de cantidad y VNR obtenidos desagregados por tecnología, urbano-rural, cantidad de fases, para el abanico de capacidades en kVA de los centros MT/BT.

**Tabla 18 VNR subestaciones MT/BT en 33 kV**

KVA	Cantidad		VNR \$AR	
	Aéreo - Monofásico	Nivel - Trifásico	Aéreo - Monofásico	Nivel - Trifásico
160	1	-	1,494,260	-
200	1	-	1,815,943	-
250	1	-	1,944,879	-
315	2	-	3,933,488	-
500	-	1	-	2,969,323
630	1	-	2,969,323	-
	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>12,157,893</b>	<b>2,969,323</b>

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 19 VNR subestaciones MT/BT en 13.2 kV-Urbano**

kVA	Cantidad			VNR \$AR		
	Aéreo - Monofásico	Aéreo - Trifásico	Nivel - Trifásico	Aéreo - Monofásico	Aéreo - Trifásico	Nivel - Trifásico
5	1	-	-	228,088	-	-
25	-	1	-	-	534,305	-
63	-	2	-	-	1,774,760	-
100	-	1	-	-	1,118,315	-
160	-	1	-	-	1,247,313	-
200	-	1	-	-	1,313,339	-
250	-	1	-	-	1,454,015	-
315	-	-	1	-	-	1,840,768
400	-	13	1	-	24,603,842	2,507,667
500	-	-	1	-	-	2,730,418
630	-	1	7	-	2,364,944	21,801,055
	<b>1</b>	<b>21</b>	<b>10</b>	<b>228,088</b>	<b>34,410,833</b>	<b>28,879,909</b>

**Tabla 20 VNR subestaciones MT/BT en 13.2 kV-Rural**

kVA	Cantidad			VNR \$AR		
	Aéreo - Monofásico	Aéreo - Trifásico	Nivel - Trifásico	Aéreo - Monofásico	Aéreo - Trifásico	Nivel - Trifásico
1.5	6	-	-	1,225,765	-	-
5	733	-	-	167,188,497	-	-
10	199	-	-	50,002,149	-	-
16	82	25	-	22,871,882	12,228,079	-
25	3	22	-	879,368	11,754,718	-
40	-	28	-	-	21,574,552	-
63	-	13	-	-	11,535,941	-
80	-	6	-	-	5,951,401	-
100	-	11	-	-	12,301,461	-
160	-	1	2	-	1,247,313	2,494,627
200	-	1	-	-	1,313,339	-
250	-	3	-	-	4,362,044	-
315	-	1	1	-	1,715,191	1,840,768
400	-	1	2	-	1,892,603	5,015,333
630	-	1	-	-	2,364,944	-
	<b>1,023</b>	<b>113</b>	<b>5</b>	<b>242,167,661</b>	<b>88,241,586</b>	<b>9,350,728</b>

Finalmente, se obtiene el VNR eléctrico resultante de los centros de transformación de la Cooperativa aplicando a cada tipo su precio unitario. La siguiente tabla se agrupan los resultados de cantidades y VNR para los dos niveles de tensión del bobinado primario.

**Tabla 21 Resultados de VNR subestaciones MT/BT**

Tensión	Cantidad	VNR \$AR
Subestaciones 33 kV	7	15,127,215
Subestaciones en 13.2 kV	1,173	403,278,805
	<b>1,180</b>	<b>418,406,021</b>

#### 4.4. Red de BT

Para el cálculo del VNR se identificó la red de BT asociada a los distribuidores y SET, y se verificó la cantidad de kilómetros de red de BT en los distintos calibres o secciones por tramo, y la participación entre red monofásica y trifásica. Cabe mencionar que el análisis realizado para BT mantiene la cantidad de metros reales por cada SED.

A continuación, se presentan los resultados del VNR y kilómetros, desagregados en función de los calibres y tipo de sistema

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 22 Resultados de VNR de red de BT**

Tensión - fases	Sección	Sistema	km	VNR RED DE BT
Baja tensión monofásico	25	BTM	98	78,731,631
Baja tensión monofásico	35	BTM	16	13,509,119
Baja tensión trifásico	3x25	BTT	2	2,142,112
Baja tensión trifásico	3x35	BTT	9	10,027,271
Baja tensión trifásico	3x50	BTT	9	10,813,661
Baja tensión trifásico	3x70	BTT	15	20,972,871
Baja tensión trifásico	3x95	BTT	9	15,041,424
			<b>158</b>	<b>151,238,089</b>

## 5. Sistema de Servicio Técnico al Cliente

El resultado de las acometidas y medidores han sido obtenidos a partir de los datos de la información real de clientes de la Cooperativa.

### 5.1. Acometidas

El resultado de las acometidas se obtuvo a partir de asociar tipo de acometidas a los diferentes grupos tarifarios en función de los consumos específicos y la cantidad de fases. Luego, en función de la cantidad de clientes por grupo tarifario y el precio unitario de cada acometida se obtiene en el VNR total, como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 23 Resultados de VNR de Acometidas**

Tarifa	Cientes	Acometida	VNR Acometidas
Tarifa 1 Uso Residencial	2483	Acom. dom. monofásica 4/4 mm2	5,365,890
Tarifa 1 Uso General Comercial	402	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	1,281,019
Tarifa 1 Uso General Industrial	10	Acom. dom. monofásica 16/16 mm2	41,157
Tarifa 1 Uso General Oficial	74	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	235,809
Tarifa 1 Uso General Institucion	29	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	75,780
Tarifa 1 Uso Rural Residencial	816	Acom. dom. monofásica 4/4 mm2	1,763,418
Tarifa 1 Uso Rural General Comercial	264	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	689,863
Tarifa 1 Uso Rural General Industrial	13	Acom. dom. monofásica 16/16 mm2	53,504
Tarifa 1 Uso Rural General Oficial	76	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	198,597
Tarifa 1 Uso Rural General Institucion	13	Acom. dom. monofásica 6/6 mm2	33,971
Tarifa 1 Uso Rural con Actividad Productiva	432	Acom. dom. monofásica 16/16 mm2	1,777,981
Tarifa 2	17	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	54,172
T4 Alumbrado Publico	25	Acom. dom. monofásica 10/10 mm2	79,665
Tarifa 3 con potencias menores a 300 kW	24	Acom. dom. trifásica 4x6 mm2	87,804
Tarifa 3 con potencias mayor o igual a 300 kW	2	Acom. dom. trifásica 4x10 mm2	9,217
			<b>11,747,848</b>

### 5.2. Medidores

El resultado de medidores se obtuvo a partir de asociar tipo de medidores a los diferentes grupos tarifarios en función del tipo de consumos y la cantidad de fases. Luego, en función de la cantidad de clientes por grupo tarifario y el precio unitario de cada medidor se obtiene en el VNR total, como se muestra en la siguiente tabla:

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 24 Resultados de VNR de Medidores**

Tarifa	Cientes	Medidores	VNR Medidores
Tarifa 1 Uso Residencial	2483	Medidor cliente con conexión monofásica	4,526,204
Tarifa 1 Uso General Comercial	402	Medidor cliente con conexión monofásica	732,797
Tarifa 1 Uso General Industrial	10	Medidor cliente con conexión monofásica	18,229
Tarifa 1 Uso General Oficial	74	Medidor cliente con conexión monofásica	134,893
Tarifa 1 Uso General Institucion	29	Medidor cliente con conexión monofásica	52,863
Tarifa 1 Uso Rural Residencial	816	Medidor cliente con conexión monofásica	1,487,468
Tarifa 1 Uso Rural General Comercial	264	Medidor cliente con conexión monofásica	481,240
Tarifa 1 Uso Rural General Industrial	13	Medidor cliente con conexión monofásica	23,697
Tarifa 1 Uso Rural General Oficial	76	Medidor cliente con conexión monofásica	138,539
Tarifa 1 Uso Rural General Institucion	13	Medidor cliente con conexión monofásica	23,697
Tarifa 1 Uso Rural con Actividad Productiva	432	Medidor cliente con conexión monofásica	787,483
Tarifa 2	17	Medidor cliente con conexión monofásica	30,989
T4 Alumbrado Publico	25	Medidor cliente con conexión trifásica	140,621
Tarifa 3 con potencias menores a 300 kW	24	Medidor cliente con conexión trifásica	134,996
Tarifa 3 con potencias mayor o igual a 300 kW	2	Medidor cliente con conexión trifásica	11,250
	<b>4680</b>		<b>8,724,964</b>

## 6. Resultado del VNR Eléctrico

El resultado de las cantidades y VNR total obtenidos se presentan en la Tabla 25, que considera todos los sistemas eléctricos definidos anteriormente para el cálculo del VNR.

**Tabla 25 Resultados de VNR de la Cooperativa San Martín**

Detalle	Cantidad	ud	VNR \$AR
SET	9	ud	73,261,977
RED DE MT	1,108	km	652,734,094
EQUIPOS MT	305	ud	51,937,321
SED	1,180	ud	418,406,021
RED DE BT	158	km	151,238,089
ACOMETIDAS	33	km	11,747,848
MEDIDORES	4,680	ud	8,724,964
<b>TOTAL</b>			<b>1,368,050,314</b>



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

# Anexo C: Proyección de la Demanda

## 1. Introducción

En esta Anexo se presentan los resultados del estudio de la demanda esperada de la cooperativa eléctrica de San Martín para el período 2022-2031.

## 2. Enfoque metodológico

La metodología usual para la realización de pronósticos de una variable de interés establece la necesidad de construir un modelo de ella a partir de datos históricos observados. El modelo resume entonces las pautas dinámicas de los datos, dando una caracterización estadística de los enlaces entre el presente y el pasado.

Si bien existen diversos métodos para realizar pronósticos de series temporales, uno de los más usualmente utilizados, dada su simplicidad, así como su sustento teórico y empírico, es la modelización econométrica.

En un modelo de este estilo es posible a partir de una muestra dada 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, evaluando las probabilidades de ocurrencia para distintos rangos de valores (escenarios). Con ello la predicción econométrica tiene dos facetas importantes.

La primera 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 segunda 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. En este sentido, la construcción de escenarios alternativos de crecimiento de las principales variables que determinan el modelo conduce a disminuir la incertidumbre, acotando los valores esperados dentro de un intervalo de posibilidades.

Si bien existen diversos enfoques para el estimado de modelos econométricos, se suele considerar que los dos más apropiados para la realización de proyecciones son los de regresión uniecuacional y los del estilo ARIMA o Box-Jenkins.

En los modelos de carácter uniecuacional existe una sola variable dependiente (por ejemplo, la demanda de energía) y una o más variables independientes (algún indicador de crecimiento económico, la población del área bajo estudio, la tarifa media de los consumidores finales, entre otras). Estos modelos estiman la variable a explicar condicional

a los valores fijos de las variables explicativas. A partir de las series 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 analizados.

Por otro lado, los modelos del estilo Box-Jenkins no proyectan el comportamiento de la variable utilizando regresores independientes, sino que al contrario basan su análisis en el estudio de los valores pasados o rezagados de la variable dependiente y los términos estocásticos del error<sup>1</sup>. Por esta razón se los considera como modelos a-teóricos y no precisan de pronósticos de variables explicativas.

Considerando que tanto la demanda de energía como la evolución del número de clientes se caracterizan por encontrarse íntimamente correlacionados con factores socioeconómicos propios de la región de análisis, la idea básica para modelar su comportamiento se sustentó en la estimación de modelos uniecuacionales. Sin embargo, no se dejó de lado 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. Demanda de Energía**

#### **3.1. Análisis preliminar de las series**

Se presenta gráficamente a continuación, la demanda de energía eléctrica de la cooperativa

---

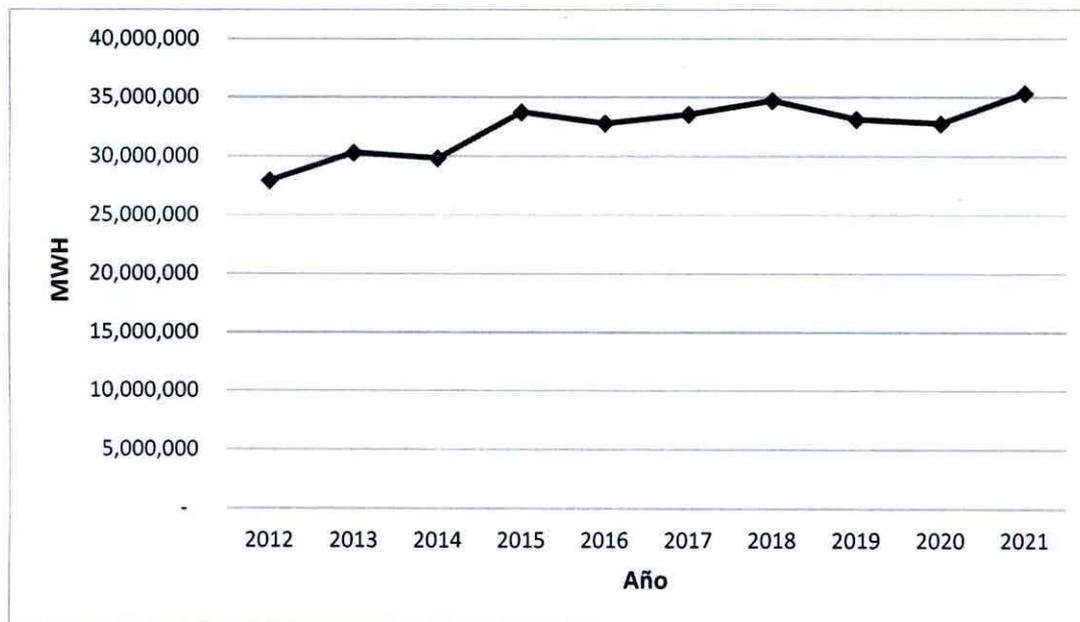
<sup>1</sup> Se suele mencionar que la filosofía de estos modelos es "dejar que la información hable por sí misma".



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Figura 1 Demanda de Energía de Clientes**


Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la cooperativa de San Martín

La demanda de energía de los clientes regulados se caracteriza por haber tenido algunos años de crecimiento y otros de decrecimiento. Como se puede ver en la Figura 1, ha habido una etapa de decrecimiento 2019-2020 (con una tasa acumulativa en promedio de -2,84%). En los años 2014, 2016, 2019 y 2020 la demanda ha tenido reducciones. Sin embargo, ha tenido crecimientos elevados en los años 2013, 2015, 2017, 2018 y 2021, siendo el más significativo el de 2015. Es por eso por lo que, la tasa de crecimiento anual acumulativa del período ronda el 2,65%.

Otro aspecto que se analizó es el fuerte componente estacional que posee la demanda de energía. La misma suele ser alrededor de un 9% mayor durante el mes 6 y 11. Esto se debe a que este tipo de demanda responde la mitad (49%) a usuarios residenciales (T1) y la otra mitad (45%) a usuarios con consumos eléctricos mayores y menores de 300 kW (T3) los cuales se caracterizan por elevar su demanda de electricidad en épocas más cálidas como el verano y más frías como el invierno.

### 3.2. Modelización Econométrica

Dado que el consumo eléctrico de cada tipo de cliente no presenta grandes oscilaciones, se determinó estimar la demanda eléctrica a nivel agregado.

Por una parte, se estimó una serie de modelos econométricos considerando diversas especificaciones y variables explicativas posibles, tales como el crecimiento económico y demográfico, así como también la existencia de una tendencia determinística, estacionalidad y/o rezagos de la propia variable dependiente.

El apartado a continuación presenta el detalle de la modelización econométrica realizada.

#### 3.2.1 Modelización Econométrica de la demanda de energía

En cuanto a las variables exógenas se tuvieron en cuenta al estimador mensual de actividad económica (EMAE) medido en pesos constantes del año 2004 (INDEC) y la población de

Entre Ríos.

Se modelaron distintas especificaciones posibles, de las cuales luego se seleccionó a la mejor teniendo en cuenta la significatividad individual y global de las variables explicativas, el grado de ajuste del modelo -medido por el R2- y los resultados de los criterios de información (Akaike y Schwarz). En la tabla a continuación se exhiben algunos de los modelos testeados:

**Tabla 26 Modelos Econométricos de Demanda de Energía**

	Modelo	Sign. Individual*	Sign. Global*	R2	AIC	BIC
1	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{emae}) + c \cdot \text{@seas}$	✓	✓	0,43	-1,31	-1,01
2	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas}$	✓	✓	0,43	-1,31	-1,01
3	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \ln(\text{emae})$	X	✓	0,44	-1,31	-0,99
4	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \ln(\text{emae}) + e \cdot \text{@trend}$	X	✓	0,47	-1,35	-1,00
5	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{@seas} + d \cdot \ln(\text{emae}) + e \cdot \text{@trend} + g \cdot \text{ar}(1)$	X	✓	0,64	-1,70	-1,30
6	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \text{@seas} + c \cdot \ln(\text{emae}) + d \cdot \text{@trend} + e \cdot \text{ar}(1)$	X	✓	0,57	-1,55	-1,17
7	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \text{@seas} + c \cdot \text{@trend} + d \cdot \text{ar}(1) + e \cdot \ln(\text{tot}(-1))$	✓	✓	0,80	-2,29	-1,92
8	$\ln(\text{tot}) = a + b \cdot \text{@seas} + c \cdot \text{@trend} + d \cdot \text{ar}(1) + e \cdot \ln(\text{tot}(-1)) + f \cdot \ln(\text{pob}) + g \cdot \ln(\text{emae})$	X	✓	0,81	-2,31	-1,89

\*Al 5% de significatividad.

Con "significatividad individual" nos referimos a si la variable evaluada, tomada de forma separada, demuestra ser relevante a un cierto nivel de confianza (que usualmente y en nuestro caso es el 95%) para explicar el comportamiento de la variable dependiente (demanda de energía). 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.

Finalmente, para el caso de la demanda de energía total, se seleccionó el modelo nº 7 ya que el mismo, no solo poseen propiedades estadísticas deseables, sino también un correcto ajuste. A continuación, se presenta en detalle:



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 27 Modelo 7**

Dependent Variable: LOG(TOTAL\_VENTAS)  
 Method: ARMA Maximum Likelihood (OPG - BHHH)  
 Date: 05/09/22 Time: 11:43  
 Sample: 2012M02 2021M12  
 Included observations: 119  
 Convergence achieved after 27 iterations  
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	28.42391	0.649926	43.73407	0.0000
@SEAS(1)	0.027136	0.028874	0.939785	0.3495
@SEAS(2)	0.034894	0.035993	0.969479	0.3346
@SEAS(3)	0.146393	0.041263	3.547834	0.0006
@SEAS(4)	0.173272	0.050723	3.416045	0.0009
@SEAS(5)	0.102206	0.052754	1.937399	0.0554
@SEAS(6)	0.007836	0.052090	0.150424	0.8807
@SEAS(7)	-0.038151	0.053825	-0.708804	0.4800
@SEAS(8)	-0.007316	0.050333	-0.145343	0.8847
@SEAS(9)	0.031219	0.051236	0.609322	0.5437
@SEAS(10)	0.021060	0.043791	0.480908	0.6316
@SEAS(11)	-0.006280	0.037761	-0.166316	0.8682
@TREND	0.003838	0.000927	4.141138	0.0001
LOG(TOTAL_VENTAS(-1))	-0.939859	0.044323	-21.20497	0.0000
AR(1)	0.825786	0.053090	15.55446	0.0000
SIGMASQ	0.004460	0.000554	8.047528	0.0000

R-squared	0.798155	Mean dependent var	14.79955
Adjusted R-squared	0.768760	S.D. dependent var	0.149280
S.E. of regression	0.071785	Akaike info criterion	-2.296145
Sum squared resid	0.530767	Schwarz criterion	-1.922481
Log likelihood	152.6206	Hannan-Quinn criter.	-2.144412
F-statistic	27.15282	Durbin-Watson stat	1.963797
Prob(F-statistic)	0.000000		

Inverted AR Roots	.83
-------------------	-----

Fuente: Elaboración Propia

En primer lugar, cabe mencionar que el modelo se encuentra estimado en logaritmos naturales. 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.

Además, otro beneficio que poseen las especificaciones del estilo log-log es que los coeficientes pueden ser interpretados en términos de elasticidades de corto plazo de la variable explicada frente a las explicativas.

En lo que refiere a la significatividad individual de cada variable, el rechazo de la hipótesis nula al 5% de significación del test t indica que el rezago de las ventas y la variable dummy son relevantes para explicar los cambios de la demanda (esto puede notarse tanto al ver que el valor absoluto del estadístico t sea mayor a 2 como mirando la columna prob que contiene los p-valores, todos menores al 0,05).

Asimismo, los coeficientes "@seas()" (asociados al componente estacional) también resultaron significativos a nivel individual. El primero de ellos implica que existe una leve tendencia positiva de la demanda de energía a lo largo del tiempo, mientras que los signos negativos en el resto dan cuenta de que la mayor demanda se espera durante el primer mes del año frente al resto de los meses (debido a las cuestiones estacionales mencionadas previamente).

Finalmente, se puede observar que en este modelo el coeficientes R2 y R2 ajustado se encuentran alrededor del 80%. Este resultado implica un correcto ajuste de las especificaciones elegidas.

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

### 3.3. Resultados

#### 3.3.1 Resultados de demanda

Se exhiben en la tabla ubicada a continuación los resultados obtenidos para las proyecciones de demanda eléctrica de la cooperativa de San Martín

**Tabla 28 Demanda de Energía Proyectada**

Año	Demanda de energía proyectada (MWH)	Tasa de crecimiento anual
2012	27,940,044	
2013	30,288,748	8.41%
2014	29,819,142	-1.55%
2015	33,733,674	13.13%
2016	32,769,479	-2.86%
2017	33,547,428	2.37%
2018	34,715,313	3.48%
2019	33,132,795	-4.56%
2020	32,762,913	-1.12%
2021	35,359,978	7.93%
2022	36,209,577	2.40%
2023	37,079,549	2.40%
2024	37,970,404	2.40%
2025	38,882,652	2.40%
2026	39,816,813	2.40%
2027	40,773,415	2.40%
2028	41,752,998	2.40%
2029	42,756,115	2.40%
2030	43,783,332	2.40%
2031	44,835,228	2.40%
Variación porcentual		
Tasa anual acumulativa 2012-2021		2.65%
Tasa anual acumulativa 2021-2031		2.67%

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede observar, la tasa de crecimiento anual acumulativa de la demanda es de 2,67%.

Si se decide comparar la tasa anual acumulativa proyectada frente a la histórica de demanda de energía del período 2012-2021 se observa que la misma es levemente mayor. La principal razón es el comportamiento de la variable dependiente en el último año. El crecimiento de la demanda que ocurrió en 2021 (7,93%), provoca que las predicciones sean más optimistas y que la tasa de crecimiento proyectada sea un poco mayor.

Al observar la elasticidad de corto plazo del rezago de las ventas, de la tendencia y del AR (1) se observa que, por una parte, el AR (1) y la tendencia son positivos, siendo el AR (1) de 82% y la tendencia del 0,03. Por otra parte, la diferencia del rezago del total de ventas que es negativo pero elevado siendo de 93%.

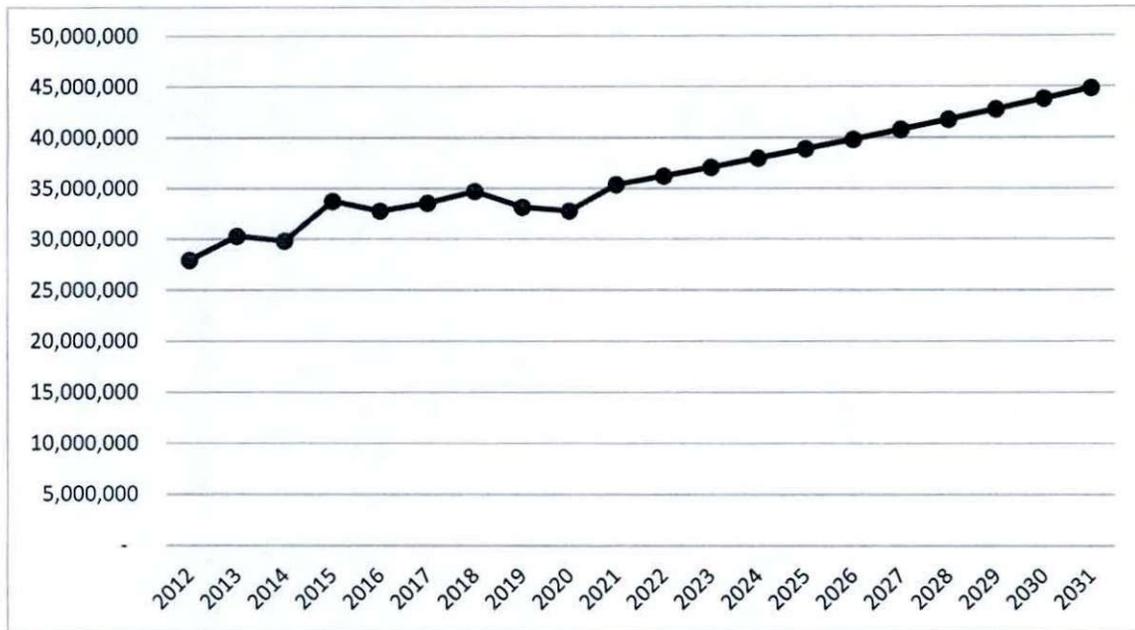


Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6



Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

Figura 2 Pronóstico de demanda de energía



Fuente: Elaboración propia en base a datos de cooperativa eléctrica de San Martín

## 4. Número de clientes

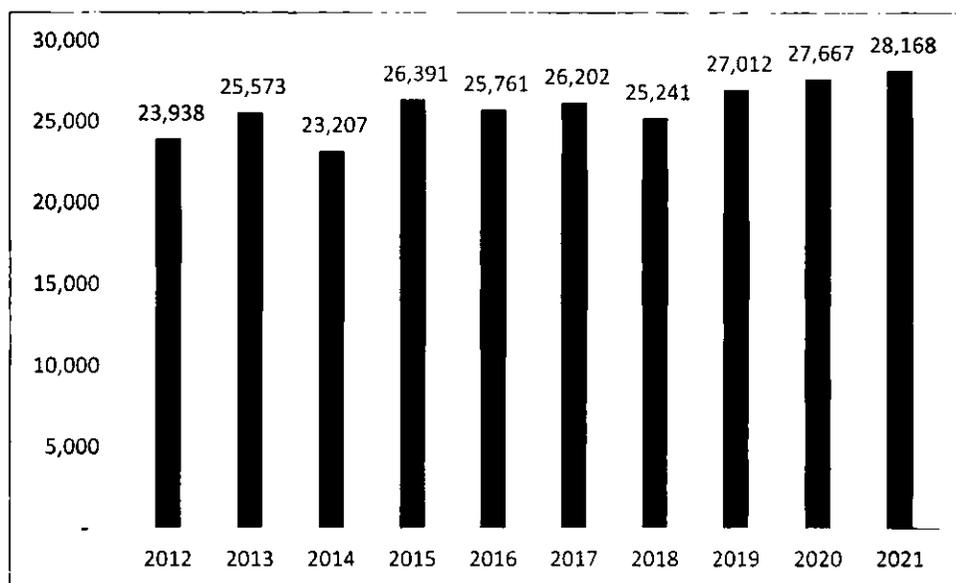
### 4.1. Análisis preliminar de las series

Al día de la fecha, la cooperativa eléctrica de San Martín posee casi 32 mil usuarios. Esta cifra ha venido creciendo y decreciendo los últimos diez años, con una tasa anual acumulativa histórica que ronda el 1,82%.

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damían E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
GUSTAVO R. BOLZAN  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6

**Figura 3 Número de Usuarios de Cooperativa eléctrica de San Martín**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa eléctrica de San Martín

#### 4.2. Modelización econométrica

De manera similar al caso de la demanda de energía, se proyectó econométricamente la evolución del número de usuarios de la cooperativa de San Martín. Para el armado de los modelos se utilizó información anual y se consideraron como posibles variables explicativas el crecimiento de la población de Entre Ríos (INDEC). A continuación, se exhibe las series de datos:

**Tabla 29 Variables utilizadas (Anuales)**

Año	Usuarios	Población Entre Ríos
2012	23,938	1,281,931
2013	25,573	1,295,121
2014	23,207	1,308,290
2015	26,391	1,321,415
2016	25,761	1,334,489
2017	26,202	1,347,508
2018	25,241	1,360,443
2019	27,012	1,373,270
2020	27,667	1,385,961
2021	28,168	1,398,510

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de San Martín e INDEC

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 con la significatividad y ajuste de las variables:

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
Damián E. Uhrich  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT. 30-55483616-6

**Tabla 30 Modelos Econométricos de Número de Usuarios**

Modelo	Sign. Individual*	Sign. Global*	R2	AIC	BIC
1 $\ln(\text{clientes}) = a + b \cdot \ln(\text{pob})$	✓	✓	0,65	-3,53	-3,47
2 $\ln(\text{clientes}) = a + b \cdot \text{trend}$	✓	✓	0,65	-3,54	-3,48
3 $\ln(\text{clientes}) = a + b \cdot \ln(\text{pob}) + c \cdot \text{trend}$	X	X	0,66	-3,37	-3,28

\*Al 5% de significatividad.

Tal como era esperado, se encontró que el número de usuarios de la distribuidora guarda una relación significativa con la evolución de la población en la provincia de Entre Ríos. Por estos motivos se eligió al modelo 1 en el cual todas las variables resultaron significativas al 5%. Para el resto de las categorías y grupos de usuarios se utilizaron modelos que consideraban una tendencia determinística. El detalle del modelo se presenta a continuación:

**Tabla 31 Modelo 1 con población**

Dependent Variable: LOG(CLIENTES)  
 Method: Least Squares  
 Date: 03/17/22 Time: 17:39  
 Sample (adjusted): 2006 2021  
 Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG(POB_MENDOZA)	1.842671	0.042826	43.02726	0.0000
C	-13.64988	0.617150	-22.11762	0.0000
R-squared	0.992495	Mean dependent var	12.90419	
Adjusted R-squared	0.991959	S.D. dependent var	0.100218	
S.E. of regression	0.008987	Akaike info criterion	-6.469625	
Sum squared resid	0.001131	Schwarz criterion	-6.373051	
Log likelihood	53.75700	Hannan-Quinn criter.	-6.464679	
F-statistic	1851.345	Durbin-Watson stat	0.205534	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia

**4.3. Resultados**

Se presentan en la tabla ubicada a continuación los resultados de la proyección del número de usuarios:

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZA**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 32 Número de usuarios proyectado**

Año	Pronostico Usuarios	Tasa de crecimiento
2012	23,938	
2013	25,573	6.83%
2014	23,207	-9.25%
2015	26,391	13.72%
2016	25,761	-2.39%
2017	26,202	1.71%
2018	25,241	-3.67%
2019	27,012	7.02%
2020	27,667	2.42%
2021	28,168	1.81%
2022	28,584	1.48%
2023	28,996	1.44%
2024	29,404	1.41%
2025	29,807	1.37%
2026	30,206	1.34%
2027	30,601	1.31%
2028	30,990	1.27%
2029	31,374	1.24%
2030	31,753	1.21%
2031	32,125	1.17%
<b>Variación porcentual</b>		
Tasa anual acumulativa 2012-2021		1.82%
Tasa anual acumulativa 2021-2031		1.47%

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar, se espera que el crecimiento anual acumulado del número de usuarios sea del 1,47%. La razón por la cual esta cifra es levemente menor que la que corresponde al período histórico se debe a que se espera que la tasa de crecimiento de la población de la provincia se desacelere durante estos años (ver tabla debajo).

**Tabla 33 Población Histórica vs Proyectada**

Tasa de crecimiento anual acumulativa de la población	
Histórica 2012-2021	0.97%
Proyectada 2021-2031	0.88%

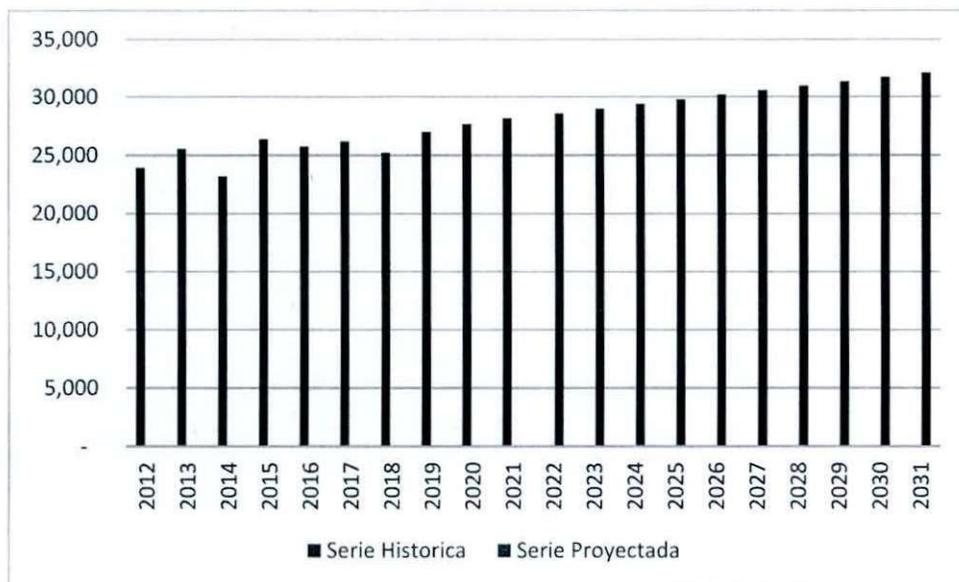
Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC

En la **iError! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan gráficamente los resultados de la proyección

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Figura 4 Número de Usuarios Projectados**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de San Martín

## 5. Demanda máxima operada

### 5.1. Metodología

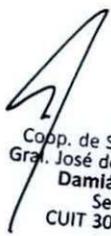
En cuanto a la proyección de la Demanda Máxima Operada, la misma fue calculada a partir de los resultados de las proyecciones de demanda de energía, la información histórica de compras de energía y, la información histórica de demanda máxima.

La metodología consiste en los siguientes pasos:

- Se calculó un coeficiente de pérdidas de energía operadas del 13,73%, a partir de la relación entre las ventas totales de energía con peajes y la energía operada (compras más peajes), para el año 2022. Dicho coeficiente se mantuvo constante durante el período de proyección.
- A partir del factor de pérdidas operadas estimado y las proyecciones de ventas de energía, se calculó la energía operada para el período proyectado.
- Se calculó el factor de carga en base a la demanda máxima operada en 2022 que fue de 10,806 MW y se mantuvo constante a lo largo del período proyectado. El mismo resultó 44,34%.
- Finalmente, a partir del factor de carga operado y las proyecciones de energía operada se calculó la demanda máxima operada para el período proyectada.

### 5.2. Resultados

La tabla a continuación exhibe los resultados de la proyección de compras de energía más peajes y la demanda máxima operada de la cooperativa.

  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
 Damián E. Uhrich  
 Secretario  
 CUIT 30-55483616-6

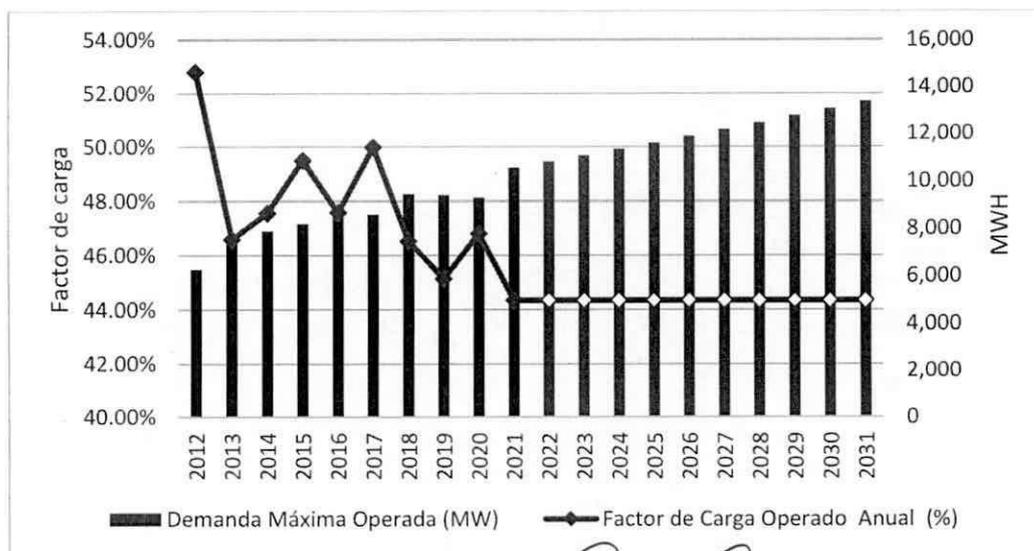
  
 Coop. de Servicios Públicos  
 Gral. José de San Martín Ltda.  
 GUSTAVO R. BOLZAN  
 PRESIDENTE  
 CUIT: 30-55483616-6

**Tabla 34 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)
2012	27,940	3.34%	28,906	52.79%	6,251
2013	30,289	0.35%	30,394	46.57%	7,450
2014	29,819	9.22%	32,847	47.55%	7,886
2015	33,734	5.08%	35,537	49.48%	8,198
2016	32,769	9.99%	36,406	47.58%	8,735
2017	33,547	10.69%	37,563	49.98%	8,580
2018	34,715	9.83%	38,498	46.51%	9,448
2019	33,133	10.87%	37,175	45.13%	9,403
2020	32,763	14.08%	38,130	46.80%	9,301
2021	35,360	13.73%	40,989	44.34%	10,552
2022	36,210	13.73%	41,974	44.34%	10,806
2023	37,080	13.73%	42,983	44.34%	11,065
2024	37,970	13.73%	44,016	44.34%	11,331
2025	38,883	13.73%	45,073	44.34%	11,603
2026	39,817	13.73%	46,156	44.34%	11,882
2027	40,773	13.73%	47,265	44.34%	12,167
2028	41,753	13.73%	48,400	44.34%	12,460
2029	42,756	13.73%	49,563	44.34%	12,759
2030	43,783	13.73%	50,754	44.34%	13,066
2031	44,835	13.73%	51,973	44.34%	13,380
Variación porcentual					
2012-2021	2.63%	15.18%	3.80%	-1.73%	5.63%
2022-2031	2.40%	0.00%	2.40%	0.00%	2.40%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de San Martín

**Figura 5 Demanda máxima operada**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la cooperativa de San Martín

gme



La tasa de crecimiento para el periodo proyectado es de 2,40%, la cual difiere de la histórica, la cual es de 5,63% ya que el factor de cargar operado anual proyectado (44,34%) es menor al histórico que en promedio es de 47,67%. Considerando este factor de 2021, se espera que se llegue a una demanda máxima operada de 13,380 MW en el año 2031.

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**Damián E. Uhrich**  
Secretario  
CUIT 30-55483616-6

Coop. de Servicios Públicos  
Gral. José de San Martín Ltda.  
**GUSTAVO R. BOLZAN**  
PRESIDENTE  
CUIT: 30-55483616-6