



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

G. COORDINAC.

EXPEDIENTE

| NÚMERO | CÓDIGO | LETRA | AÑO |
|-------------|------------|----------|-------------|
| 7139 | 390 | E | 2025 |

FECHA INICIO: 2025-11-27 09:44

FOJAS INICIO: 1

CAUSANTE

EDET SA .

ASUNTO

(ENERGIA - Otros)
CONVOCATORIA A AUDIENCIA PÚBLICA- REVISIÓN
TARIFARIA INTEGRAL 2025- 2030

19º CUERPO



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

REVISION TARIFARIA INTEGRAL 2025-2030

**Informe VNR de la Red Técnica y Económicamente
Adaptada a la Demanda
RTI 2025 - 2030.**

3657



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

INFORME TÉCNICO

Sistema Técnica y Económicamente Adaptado a la Demanda (SEA), VNR y Base de Capital

1. Objeto del Informe

El presente informe tiene por objeto analizar el informe presentado por La Distribuidora con respecto a la caracterización de la Red Técnica y Económicamente Adaptada a la Demanda (SEA) correspondiente al área de distribución concesionada.

2. Marco Conceptual del SEA

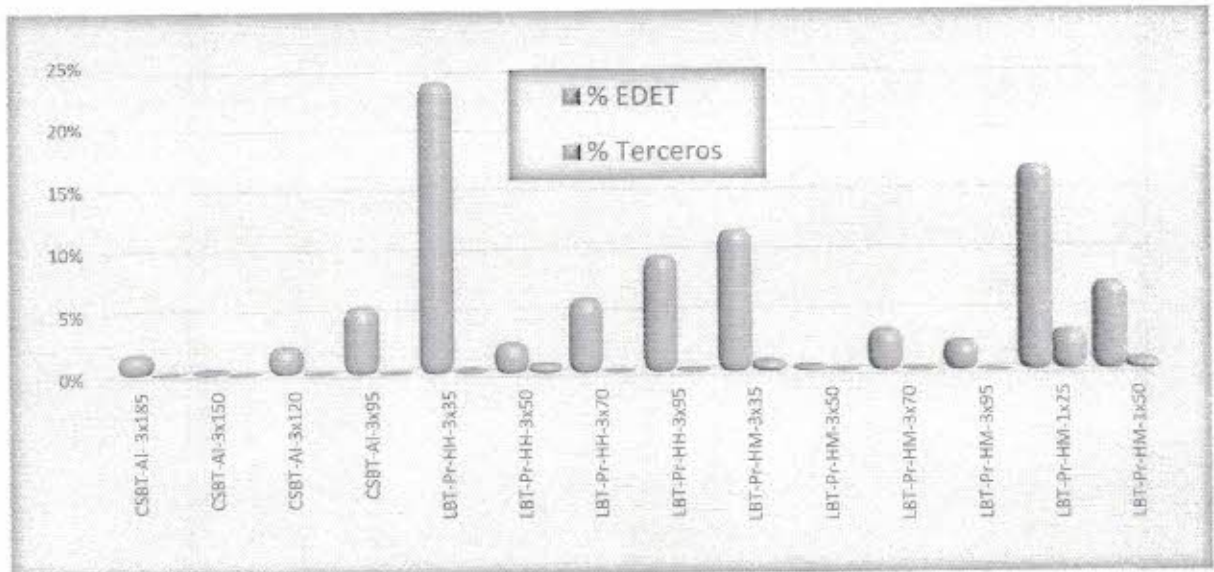
El SEA es el conjunto de instalaciones eléctricas que mantiene niveles adecuados de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio, con un dimensionamiento óptimo y eficiente según la demanda abastecida.

3. Resultados

Del estudio presentado por la Distribuidora, se efectuaron los respectivos análisis y de sus resultados se efectuaron las correspondientes correcciones.

De las correcciones realizadas se presentan a continuación los resultados obtenidos en valor % respecto del total del tipo de inversión:

Red BT.





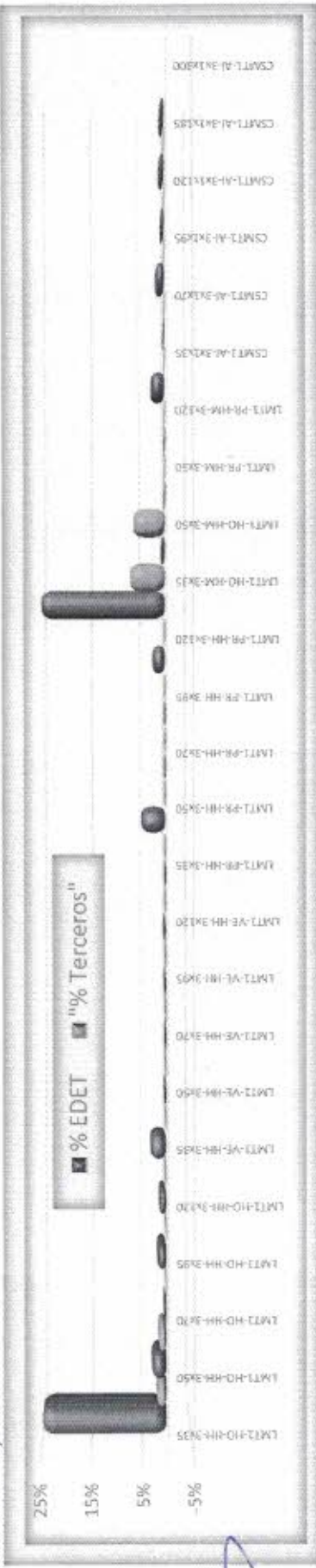
GOBIERNO DE
TUCUMÁN



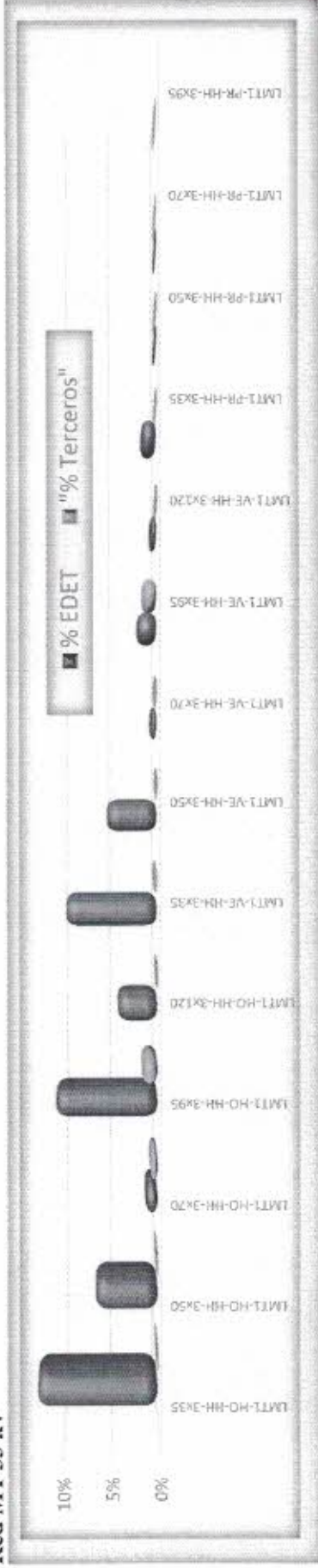
ERSEPT

Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Red MT 13,2 kV



Red MT 33 kV



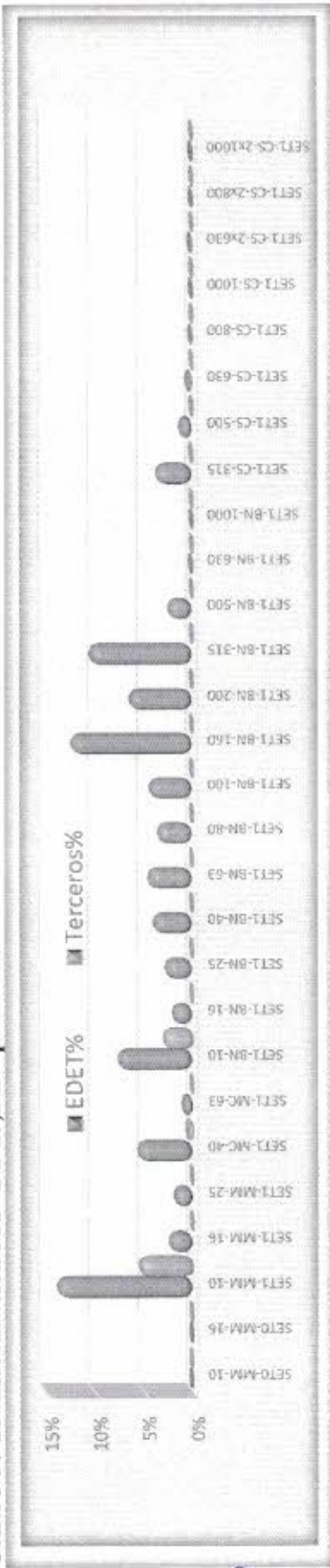
3656



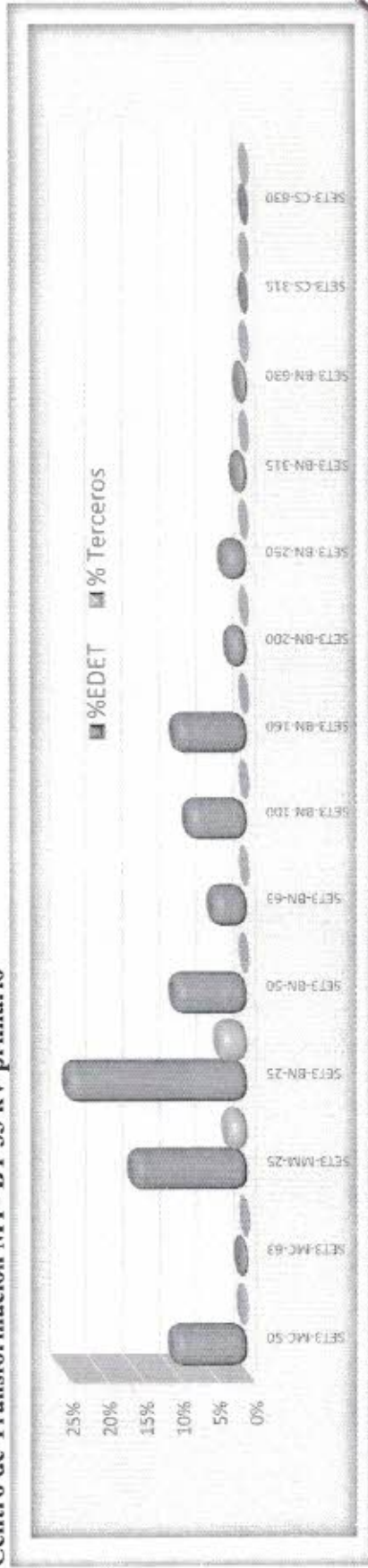
GOBIERNO DE
TUCUMÁN

Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Centro de Transformación MT- BT 13,2 kV primario



Centro de Transformación MT- BT 33 kV primario



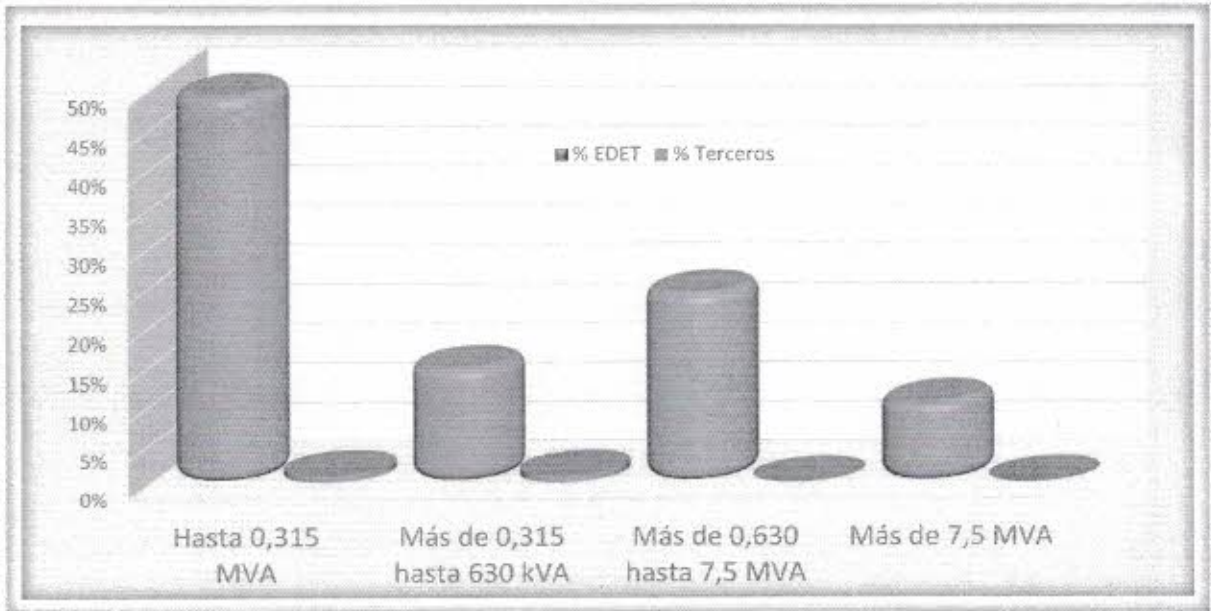
FOLIO
N° 3659



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Rebajes MT – MT



Equipamiento en MT



Handwritten mark resembling a stylized 'A' or 'N' with a downward arrow.

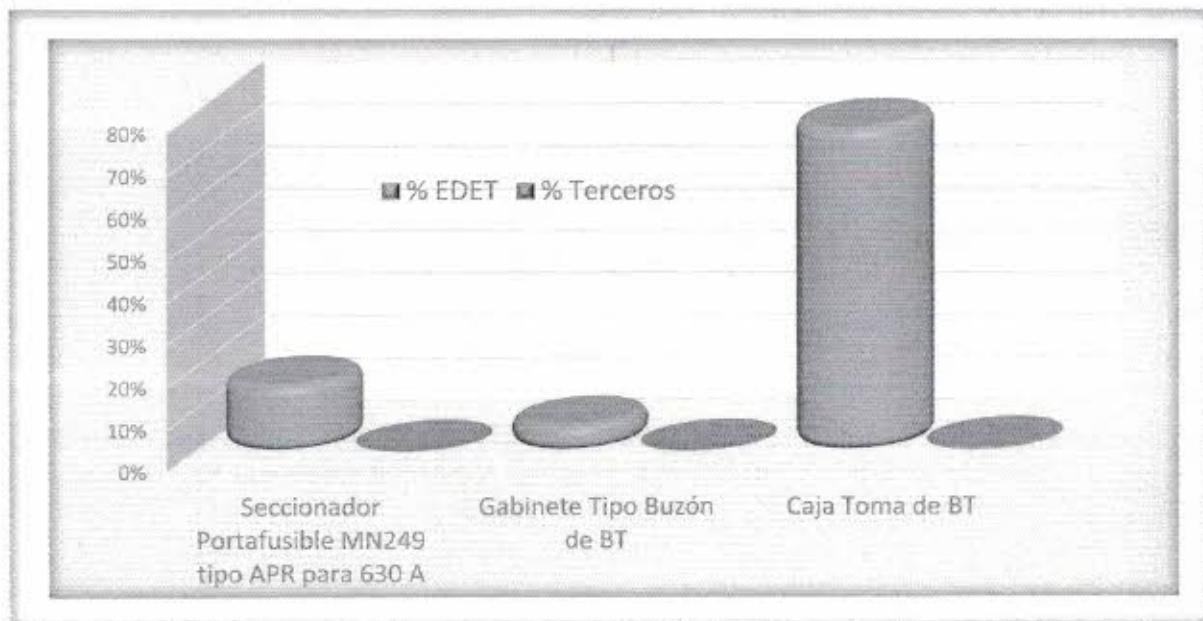


GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Equipamiento en BT



4. VNR

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es la estimación del costo económico actual y eficiente necesario para reconstruir o reponer un activo eléctrico con otro nuevo, de igual capacidad, funcionalidad y prestaciones, aplicando las normas técnicas vigentes y considerando soluciones constructivas eficientes.

La Metodología Para la Revisión Tarifaria Integral del Art. 7° del ARI, establecidas en el punto "I. REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO", acápite "Sección C. Cálculo del VAD" y "Sección E. Determinación de la Base de Capital".

En particular, los criterios específicos para la determinación del VNR eléctrico se basaron en los términos del Artículo 7° inciso C.2 del ARI, los que se transcriben a continuación:

"Los costos de capital asociados al sistema eléctrico sobre los que se asienta el servicio y las cuotas de amortización, serán determinados a partir de los Valores Nuevos de Reposición (VNR) de las instalaciones y redes optimizadas requeridas para la prestación, a partir del inventario de las instalaciones, de la base de datos georreferenciada suministrada por la empresa y correspondientes a los sistemas de distribución identificados por niveles de tensión (a modo ejemplificativo: MT, MT/MT, MT/BT y BT) de la demanda registrada y de sus proyecciones y del régimen de calidad que se establezca."

Las instalaciones adaptadas se valorizaron aplicando el manual de costos, referidos al mes de diciembre del año 2024.

A₃



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Como se mencionó el párrafo anterior solo se deben tomar las redes adaptadas a diciembre 2024 por lo que, a criterio del ERSEPT, no se deberían considerar las redes construidas por el POI 2024 y 2025 por que las mismas no fueron adaptadas específicamente.

A continuación, se muestra la tabla del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Adaptado:

| Instalación | Cantidad EDET | unid | VNR EDET (MM\$ dic2024) | Cantidad Terceros | unid | VNR Terceros (MM\$ dic2024) | Cantidad Total | unid | VNR Total (MM\$ dic2024) |
|---|---------------|------|-------------------------|-------------------|------|-----------------------------|----------------|------|--------------------------|
| Líneas Aéreas de MT | 5.261,5 | km | 287.305,2 | 920,2 | km | 37.424 | 6.181,6 | km | 324.729 |
| Cables Subterráneos de MT | 431,7 | km | 62.941 | 2,6 | km | 417 | 434,4 | km | 63.358 |
| Equipos y aparatos de protección y maniobra de MT | 6.035 | ud | 26.602 | 153 | ud | 401 | 6.188 | ud | 27.003 |
| Estaciones de Rebaje y Centros de Maniobra y Distribución MT/MT | 122 | ud | 44.350 | 2 | ud | 106 | 124 | ud | 44.455 |
| Centros de Transformación MT/BT | 7.979 | ud | 211.666 | 741 | ud | 10.333 | 8.720 | ud | 221.999 |
| Líneas Aéreas de BT | 8.504,4 | km | 248.908 | 701,9 | km | 15.737 | 9.206,3 | km | 264.644 |
| Cables Subterráneos de BT | 976,8 | km | 83.373 | 17,1 | km | 1.488 | 993,9 | km | 84.861 |
| Equipos y aparatos de protección y maniobra de BT | 20.304 | ud | 22.547 | 240 | ud | 371 | 20.544 | ud | 22.919 |
| Medidores | 589.584 | ud | 31.379 | | | | 589.584 | ud | 31.379 |
| Medidores de reserva | 11.626 | ud | 618 | | | | 11.626 | ud | 618 |
| Transformadores MTBT de reserva (3%) | 262 | ud | 2.751 | | | | 262 | ud | 2.751 |
| Bienes MT y BT de reserva (genérico) (5% materiales) | | | 22.640 | | | | | | 22.640 |
| TOTAL | | | 1.045.080 | | | 66.277 | | | 1.111.357 |

Ing. JOSE ANTONIO TORRES
GERENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ERSEPT



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

ERSEPT

Revisión Tarifaria Integral Período 2025-2030

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

CALIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO Y SANCIONES

La DISTRIBUIDORA prestará el servicio con la CALIDAD DE SERVICIO establecida en el Anexo 4 (Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones) del CONTRATO DE CONCESIÓN, con las siguientes modificaciones que surgen del presente documento el que constituye un texto ordenado y consolidado de las normas a aplicar en la materia:

1. Calidad de Servicio Técnico Prestado

- a. El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones asociadas a las restricciones y/o saturaciones respecto a las condiciones normales de operación en los Sistemas de Generación y/o Transporte y/o en los vínculos con otros sistemas de distribución provincial (PAFTT), no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre y cuando la DISTRIBUIDORA haya informado y asesorado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, realizando:
- (i) Presentación de Nota informando lo ocurrido.
 - (ii) Copia de lo presentado por la transportista ante CAMMESA.
 - (iii) Detalle de los incidentes y distribuidores de MT involucrados: indicando N° de incidente, día y hora de inicio, día y hora de finalización o cierre, duración, distribuidor, nivel de tensión y relación con Centro de Maniobra, Estación de Rebaje o Estación Transformadora.
 - (iv) Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.
- b. El efecto sobre la Calidad de Servicio Técnico de las interrupciones producidas por la actuación de los mecanismos de desconexión automática de Generación (DAG), de Demanda (DAD) o Mínima Frecuencia en el SADI no será tenido en cuenta para el cálculo de los índices, siempre que la DISTRIBUIDORA haya informado de modo suficiente y oportuno al ERSEPT, realizando:
- (i) Presentación de Nota informando lo ocurrido.
 - (ii) Copia de lo presentado por la transportista ante CAMMESA.
 - (iii) Detalle de los incidentes y distribuidores de MT involucrados: indicando N° de incidente, día y hora de inicio, día y hora de finalización o cierre, duración, distribuidor, nivel de tensión y relación con Centro de Maniobra, Estación de Rebaje o Estación Transformadora.
 - (iv) Información de dominio público difundida a través de canales de comunicación abiertos.

N



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

- c. La DISTRIBUIDORA informará la totalidad de las fallas y maniobras (vgr. aperturas, cierres, reconfiguraciones, etc.) del sistema de distribución en MT y de las Subestaciones Transformadoras (SET) MT/BT. El apartamiento de los índices de Calidad de Servicio Técnico será calculado, exclusivamente, considerando las interrupciones hasta MT y sobre la base de la información provista por la DISTRIBUIDORA y que, con carácter no limitativo y complementario, considerará las siguientes fuentes:
- (i) El Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) de la DISTRIBUIDORA.
 - (ii) La base de datos de reclamos de clientes del "Call Center".
 - (iii) La información que registre el sistema de medición comercial del MEM.
 - (iv) La información que registre el SOTR de los concesionarios de los sistemas de transporte de energía eléctrica, en la medida de su disponibilidad.
 - (v) Los datos provenientes de los registros de los equipos de control de calidad de producto y calidad de servicio técnico.
 - (vi) La información suministrada por ERSEPT relacionada con interrupciones.
 - (vii) La información que el uso de nuevas tecnologías permita se incorporen en el futuro.
- d. La DISTRIBUIDORA, a partir de la entrada en vigencia del CUADRO TARIFARIO, instalará una terminal informática en el ERSEPT que posibilite el acceso a la información de la red de distribución que administra el COD de la DISTRIBUIDORA, a partir del primer mes del año 2026 se debe poder observar también lo siguiente:
- (i) Ante la consulta por ET, en formato unifilar, que distribuidores se encuentran conectados a cada barra, transformador y su tensión.
 - (ii) Se debe poder observar ante la consulta cada rebaje, en formato unifilar, que distribuidores se encuentran conectados a cada barra, transformador y su tensión.
 - (iii) Se podrá consultar el unifilar de cada distribuidor primario o secundario y alimentadores según sea el caso, partiendo de la barra y ET, en los que se pueda observar cada SET (SET con registradores) y todos los elementos de protección y desvinculación activos y pasivos del distribuidor perfectamente identificados y el punto de posibilidad de anillo del distribuidor con otros, todo claramente indicada.
 - (iv) Se debe poder hacer solicitudes de consulta sobre elementos del distribuidor, SET etc.
 - (v) Ante la consulta sobre una SET debe indicarnos su potencia, tensión, cantidad de salidas y los clientes asociados con el número correspondiente.
 - (vi) Debe poder indicar el listado de SET fuera de servicio ante la consulta de un seccionamiento activo o pasivo y la sumatoria de potencias de estas.

La imposibilidad de acceso a la información por causas imputables a la Distribuidora será pasible de una sanción por ERSEPT, con un monto máximo de \$3.000.000 (pesos tres millones) por semestre, actualizable de acuerdo a la variación reconocida de VAD.

N



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

- e. El ERSEPT, con el objeto de validar la información suministrada por la DISTRIBUIDORA, para el cálculo de los índices de Calidad de Servicio Técnico, podrá implementar los mecanismos de auditoría que considere adecuados a tal fin, coordinados con la DISTRIBUIDORA.
- f. De comprobarse omisiones o distorsiones en la información suministrada respecto del comportamiento real del servicio, la DISTRIBUIDORA podrá ser penalizada con una multa máxima equivalente a TRES (3) veces el valor correspondiente a la diferencia respecto de la sanción resultante de la incorporación de la información completada o corregida, debiendo la misma ser actualizadas por el VAD correspondiente. Para determinar la cuantía de estas multas, el ERSEPT, en la reglamentación que a tal fin establezca, tomará en cuenta la reincidencia de errores detectados en la información, en los DOCE (12) meses anteriores al evento, así como también las causas y circunstancias que expliquen los hechos.
- g. Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Se consideran causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica a las establecidas en el Código Civil y Comercial (art. 1730 y ctes.). Asimismo, serán consideradas como tales las fallas y cortes de suministro ocurridas como consecuencia de temperaturas máximas superiores a CUARENTA Y DOS grados centígrados (42°C), temperaturas mínimas inferiores a MENOS DOS grados centígrados (-2°C), vientos superiores a OCHENTA km/h (80) o inundaciones de carácter excepcional o que impidan la normal circulación de vehículos.

Para el caso del robo y/o daño de conductores y/o transformadores y demás instalaciones, la DISTRIBUIDORA enviará al ERSEPT un informe preliminar en un plazo de TRES (3) días hábiles luego de ocurrida una falla considerada como encuadrada dentro de las causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, detallando los tiempos de reposición incurridos y acompañando las pruebas de las que intente valerse y que se encuentren disponibles hasta ese momento. Finalizado el mes de control y adjunto al Informe Mensual de Servicio Técnico, se presentarán todas las pruebas adicionales relacionadas a las fallas previamente informadas.

En el plazo máximo de TREINTA (30) días corridos después de haber tomado conocimiento del Informe Mensual de Servicio Técnico, el ERSEPT definirá los casos de exclusión aceptados como causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor presentados por la DISTRIBUIDORA. El plazo mencionado podrá ser ampliado por igual término y con carácter excepcional para el supuesto de requerirse información y/o documentación adicional.

Para el caso en que el ERSEPT rechazare algunos de los supuestos denunciados por la DISTRIBUIDORA, deberá expedirse aclarando las razones del rechazo e instruyendo a la DISTRIBUIDORA para que incluya dentro del cálculo de los índices FMIK y TTIK las interrupciones informadas como Caso Fortuito o Fuerza Mayor.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

En el supuesto que el ERSEPT no se expida dentro del plazo indicado, la DISTRIBUIDORA deberá requerir, por escrito y de modo fehaciente al ERSEPT, el pronunciamiento respecto de los casos de exclusión por causales de Caso Fortuito o Fuerza Mayor enunciados en el Informe Mensual de Servicio Técnico. Transcurridos TREINTA (30) días corridos desde dicha presentación sin que el ERSEPT se expida sobre la materia, será tomada como válida la información enviada por la DISTRIBUIDORA.

Para el caso en que el ERSEPT determinare procedente los supuestos de exclusión denunciados por la DISTRIBUIDORA se conformará una comisión integrada por la DISTRIBUIDORA y el ERSEPT, que analizará los hechos referenciados a los fines de determinar **los tiempos de reposición reconocidos como eficientes**. La mencionada Comisión emitirá un informe conjunto en un plazo de DIEZ (10) días hábiles. En caso de no acordarse un dictamen conjunto, el ERSEPT se pronunciará al respecto en un plazo de TREINTA (30) días hábiles contados a partir del vencimiento del plazo en que debió emitirse el referido informe. En caso de silencio y debidamente requerido por la DISTRIBUIDORA un pronunciamiento del ERSEPT, se considerarán como válidos los tiempos de reposición informados originariamente por la DISTRIBUIDORA. Del análisis de cada evento el ERSEPT podrá aplicar sanciones adicionales que deberá ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de la Distribuidora y, en particular, la reincidencia en faltas similares, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de clientes.

h. **Informes Semestrales.** El Informe Semestral de Servicio Técnico será presentado dentro de los TREINTA (30) días posteriores a la finalización del período de control, plazo que podrá ser modificado por el ERSEPT en función de las innovaciones tecnológicas que se introduzcan en los sistemas de medición y registración.

i. **Caracterización de Áreas Urbanas (Aéreas y/o Subterráneas) y Rurales.**

A los fines del Régimen de Calidad de Servicio, serán consideradas Áreas Urbanas las que se definen en el SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Por Área Urbana Subterránea se entenderá aquella cuyo sistema de distribución en MT sea subterráneo desde las barras de MT, primarias o secundarias.

Por Áreas Rurales serán consideradas las restantes localidades no especificadas como Urbanas en SUB-ANEXO Áreas Urbanas.

Durante el PERÍODO DE VIGENCIA TARIFARIO será válida esta caracterización, la que podrá ser alterada o modificada por el ERSEPT, ante situaciones de reconfiguración normal en el desarrollo del sistema o excepcionales o extraordinarias que así lo aconsejen.

j. **Información georeferenciada.** La DISTRIBUIDORA suministrará al ERSEPT la información georeferenciada de la red y de los usuarios según el siguiente detalle: MT,

N₁



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

MT/MT, MT/BT, BT, Clientes MT y Clientes BT. La información se actualizará semestralmente.

- k. **Cálculo de índices FMIK y TTIK por SET.** Se utilizará como denominador de la fórmula de cálculo de los índices FMIK y TTIK la potencia de cada SET. De esta manera se obtendrán los índices de frecuencia y de tiempo para cada set.

$$FMIK_{(set)y} = \frac{\sum KVA_{FS(set)y}}{KVA_{INST.(set)y}}$$

Donde:

Σ : Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada SET "y" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$KVA_{FS(set)y}$: Cantidades de KVA nominales fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) por SET "y" en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$ Cantidades de KVA instalados en la SET "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) actualizados al inicio de cada semestre.

$$TTIK_{(set)y} = \frac{\sum (KVA_{FS(set)y} * T_{FS(set)y})}{KVA_{INST.(set)y}}$$

Donde:

Σ : Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada SET "y" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$T_{FS(set)y}$: Tiempo que han permanecido fuera de servicio la SET "y" los KVA nominales (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos), durante cada una de las contingencias. La hora de inicio y la de restitución del servicio, serán las que surjan de la fuente de información resultante del Punto c.

$KVA_{FS(set)y}$: Cantidades de KVA nominales de la set "y" fuera de servicio (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) en cada una de las contingencias.

$KVA_{INST.(set)y}$: Cantidades de KVA instalados en cada uno de las SET "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreos y Rurales Aéreos) actualizados al inicio de cada semestre.

Observación: Para el cálculo de los KVA_{FSy} y $KVA_{INST.y}$, correspondiente a los clientes en MT por SET "y", se computará la potencia máxima entre la registrada y la contratada, en los



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

DOCE (12) últimos meses.

1. **Cálculo de la Energía Indisponible (ENI) por SET.** Para el cálculo de la ENI, se usarán las siguientes fórmulas:

Si se excede FMIK:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = \frac{(FMIK_{reg(set)y} - FMIK_{tab(set)y})}{FMIK_{reg(set)y}} * TTIK_{reg(set)y} * POT_{(set)y}$$

$$POT_{(set)y} = \frac{Energía_{(set)y}}{Horas semestre} = \frac{Energía_{(set)y}}{4380}$$

Donde:

Las Energías: serán las calculadas con las energías facturadas por SET "y" durante el semestre de control, respectivamente.

Si se excede TTIK:

$$ENI(kWh)_{(set)y} = (TTIK_{reg(set)y} - TTIK_{tab(set)y}) * POT_{(set)y}$$

Las compensaciones derivadas de la imposición de sanciones tendrán por objeto fundamental resarcir a aquellos usuarios directamente afectados.

m. Índices por SET:

Los límites permitidos para cada SET (frecuencia y duración por tipo de instalación) serán actualizados a partir del año 2026 anualmente al inicio del primer semestre, continuando con el proceso iniciado en la anterior RTI, donde el porcentaje de ajuste será de 15%, los ajustes serán aplicados anualmente hasta que alcancen los valores permitidos.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Los valores límites mínimos admitidos para el cálculo de las penalidades por cada SET sectorizada por tipo de instalación, serán los siguientes:

| Índice | Urbano Aéreo* | Urbano Subterráneo* | Rural Aéreo * |
|--------|---------------|---------------------|---------------|
| FMIKy | 3 | 2 | 6 |
| TTIKy | 9 | 7 | 15 |

Los ajustes anuales se harán efectivos siempre que el VAD haya sido redeterminado en las oportunidades y en la modalidad que surgen de lo indicado en el procedimiento de ajuste del VAD establecido en el Marco Regulatorio.

Las interrupciones que se registren con objeto de la ejecución de obras PI (Plan de Inversiones Obligatorias) de mejoras incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorio, solo serán tenidas en cuenta al momento de realizar los cálculos de los índices correspondientes, si superan el tiempo reconocido como eficiente según tipo de obra, admitiéndose un único corte para cada obra, siempre y cuando sean debidas y oportunamente informadas a los usuarios y al ERSEPT con una antelación de 48 hs.

Cuando la duración de las mismas, desde la hora fijada como hora de inicio sea superior a un valor reconocido como eficiente, según el tipo de obra que se trate, la diferencia entre lo registrado y el mencionado valor será tenida en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Tiempos reconocidos como eficientes según el tipo de obra que se trate:

- Obra Nueva LBT: 1 hs.
- Obra Nueva SET: 2 hs.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

- Obra Nueva LMT: 2 hs.
- Obra Mejora en LBT: 1 hs.
- Obra Mejora en SET: 2 hs.
- Obra Mejora en LMT: 4 hs.

n. **Fallas debidas al Sistema de Generación y Transporte en SET.** El cálculo de los índices externos, será realizado por SET (FMIKext_y y TTIKext_y). Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada SET, serán calculados en función del valor real registrado durante los periodos de control correspondientes al año anterior. Dichos valores no podrán ser inferiores a los que se indican a continuación:

| Índices | Todas las instalaciones |
|----------------------|-------------------------|
| FMIKext _y | 2 |
| TTIKext _y | 6 |

o. **A partir del 1° Semestre del año 2029 el control y cálculo de los índices Frecuencia y Duración será a nivel de cliente T4 sectorizado por tipo de instalación.**

Para ello se requiere disponer en EDET y ERSEPT al inicio de cada semestre de control de la Base de Datos de Distribuidores, SET y Clientes vinculados a las mismas, incluyendo la información del seccionamiento de BT que los vinculan. Durante el año 2026 la Distribuidora informará a ERSEPT el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará como también el programa de implementación adoptado para el año 2027.

Se establece que durante el año 2028 el control del servicio técnico a nivel de clientes T4 se utilizará para analizar los resultados y definir los límites permitidos a utilizar durante el año 2029.

La calidad del servicio técnico en clientes T4 se evaluará en base a los siguientes indicadores:

a) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un periodo determinado que se interrumpe el suministro a un usuario).



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

$$FRECUENCIA_{(Usuario)_y} = \sum Usuario_{FS_y}$$

Donde:

Σ : Sumatoria de todas las interrupciones registradas en cada Usuario que queda fuera de servicio "y" según el tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$Usuario_{FS_y}$: Usuario fuera de servicio "y" según el tipo de instalación (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas).

b) Duración de la interrupción (tiempo sin suministro de cada interrupción).

$$DURACION_{(Usuario)_y} = \sum TUsuario_{FS_y}$$

Donde:

Σ : Sumatoria del tiempo de todas las interrupciones registradas en cada Usuario que queda fuera de servicio "y" por tipo de instalación (Urbanas Subterráneas, Urbanas Aéreas y Rurales Aéreas) del semestre controlado.

$TUsuario_{FS_y}$: Tiempo que ha permanecido fuera de servicio el Usuario "y" (Urbanos Subterráneos, Urbanos Aéreas y Rurales Aéreas), durante cada una de las contingencias. La hora de inicio y la de restitución del servicio, serán las que surjan de la fuente de información resultante del Punto c.

Se establece un período de un año de cálculo simultáneo a fin de poner a punto los nuevos indicadores límites que regirán para los Usuarios T4. Dichos límites (frecuencia y duración por tipo de instalación) en caso de corresponder serán actualizados a partir del año 2030 anualmente al inicio del primer semestre, donde el porcentaje de ajuste será de 15% aplicable anualmente a partir del año 2031 hasta que alcancen los valores permitidos o valores límites admitidos.

Los valores límites mínimos admitidos para el cálculo de las penalidades por cada Usuario



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

sectorizada por tipo de instalación, serán los siguientes:

| Índice | Urbano Aéreo* | Urbano Subterráneo* | Rural Aéreo * |
|------------|---------------|---------------------|---------------|
| Frecuencia | 3 | 2 | 6 |
| Duración | 9 | 7 | 15 |

Los ajustes anuales se harán efectivos siempre que el VAD haya sido redeterminado en las oportunidades y en la modalidad que surgen de lo indicado en el procedimiento de ajuste del VAD establecido en el Marco Regulatorio.

Las interrupciones que se registren con objeto de la ejecución de obras (Plan de Inversiones Obligatorias) de mejoras incorporadas al Plan de Inversiones Obligatorio, solo serán tenidas en cuenta al momento de realizar los cálculos de los índices correspondientes, si superan el tiempo reconocido como eficiente según tipo de obra, admitiéndose un único corte para cada obra, siempre y cuando sean debidas y oportunamente informadas a los usuarios y al ERSEPT con una antelación de 48 hs.

Cuando la duración de las mismas, desde la hora fijada como hora de inicio sea superior a un valor reconocido como eficiente, según el tipo de obra que se trate, la diferencia entre lo registrado y el mencionado valor será tenida en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes.

Tiempos reconocidos como eficientes según el tipo de obra que se trate:

- Obra Nueva LBT: 1 hs.
- Obra Nueva SET: 2 hs.
- Obra Nueva LMT: 2 hs.
- Obra Mejora en LBT: 1 hs.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

- Obra Mejora en SET: 2 hs.
- Obra Mejora en LMT: 4 hs.

p. **Fallas debidas al Sistema de Generación y Transporte en SET.** El cálculo de los índices externos será realizado por Usuario (Frecuencia ext_y y Duración ext_y). Los valores máximos admitidos para el cálculo de las penalidades para cada Usuario, serán calculados en función del valor real registrado durante los períodos de control correspondientes al año anterior. Dichos valores no podrán ser inferiores a los que se indican a continuación:

| Índices | Todas las instalaciones |
|-------------------------------------|-------------------------|
| Frecuencia ext usuario _y | 2 |
| Duración ext usuario _y | 6 |

2. Calidad del Producto Técnico Suministrado

Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

| | |
|------------------------------|-----------------------|
| Alimentación Urbana (MT, BT) | 5% en más o en menos |
| Alimentación Rural (MT, BT) | 10% en más o en menos |

Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

Alimentación Urbana (MT, BT)

| |
|--|
| Si $T > \delta = 0,05$ y $< 0,06$: 2.04 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,06$ y $< 0,07$: 4.09 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,07$ y $< 0,08$: 6.14 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,08$ y $< 0,09$: 8.16 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,09$ y $< 0,10$: 11.02 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 13.53 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 15.74 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 16.77 \$/KWh |
| Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 21.48 \$/KWh |



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 37.69 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 39.76 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 41.83 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 43.90 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,20$: 46.00 \$/KWh

Alimentación Rural (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 3.93 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 7.87 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 10.23 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 21.48 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 37.69 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 39.76 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 41.83 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 43.90 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,20$: 46.00 \$/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : $(TS-TN) / TN$

TS : tensión real del suministro

TN : tensión nominal del servicio

a. **Equipos fijos y permanentes:**

a.1. Se instalarán equipos registradores de variables eléctricas en forma fija y permanente en la totalidad de las barras de MT de las estaciones transformadoras del ÁREA, en los puntos fronteras de compra y en las barras de generación aislada con inyección. Cada vez que la DISTRIBUIDORA habilite una nueva barra de MT se instalará, en dicha barra, un equipo registrador fijo y permanente.

a.2. Se instalará 422 equipos registradores trifásicos de variables eléctricas en forma fija y permanente en los bornes de baja tensión de las subestaciones transformadoras del ÁREA, seleccionadas por el ERSEPT quien, además, podrá reubicarlos parcial y anualmente, conforme un plan razonable de movimiento disponiendo de las mediciones y/o registros en el primer día del mes inmediato posterior a su retiro y que no podrá superar el Quince por ciento (15%) de los equipos instalados.

a.3. La DISTRIBUIDORA deberá instalar la totalidad de los equipos detallados en los puntos a.1. y a.2. hasta el día 1 de Enero 2026. El ERSEPT valorará este plazo en caso



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

de necesidad de ampliarlo.

a.4. Durante el año 2026 la Distribuidora informará a ERSEPT el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará para la implementación de las mediciones en clientes T4 como también el programa de implementación adoptado para el año 2027. Se establece que durante el año 2028 el control del producto técnico a nivel de clientes T4 se utilizará para analizar los resultados y definir los límites permitidos a utilizar durante el año 2029. A partir del año 2028 la Distribuidora informará el modelo de medidor y sistema de telecontrol que se utilizará para la implementación de las mediciones en los **2000 nuevos Puntos Fijos** de control a instalarse en bornes de baja tensión de SET y que serán de cumplimiento obligatorio a partir del segundo semestre del año 2029.

a.5. Los datos almacenados por los equipos instalados en forma fija y permanente, serán de extracción mensual, los equipos también deberán ser escalables con la capacidad de ser concentrador de datos y se emplearán también para determinar los posibles apartamientos de los niveles de Calidad de Producto Técnico y de Calidad de Servicio Técnico, conforme se determina en Punto 1.c.(v).

a.6. Se considera Distribuidor Primario todo aquel que parte de una Estación Transformadora AT/MT o Centro de Distribución MT/MT.

a.7. Se considera Distribuidor Secundario todo aquel Distribuidor que parte de una Estación de Rebaje MT/MT, Centro de Maniobra MT/MT, Punto frontera de compra o Barra de generación aislada.

a.8. Cuando la DISTRIBUIDORA habilite un Distribuidor Primario o Secundario, se realizará la instalación de UNO (1) o DOS (2) nuevo/s equipo/s registrador/es fijo/s y permanente/s en la/las SET que el ERSEPT seleccione. La DISTRIBUIDORA informará al ERSEPT la puesta en servicio de estos Distribuidores, indicando fecha de energización, nombre y/o denominación, nivel de tensión, configuración del sistema de MT con la incorporación de las nuevas instalaciones, como así también los puntos fijos involucrados.

a.9. Respecto de los registros, la cantidad mínima de registros admitidos para que un archivo perteneciente a un punto fijo y permanente sea considerado válido será:

TRf: Total de Registros por archivo de punto fijo



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

$$\begin{aligned} \text{TRf} &= (4 \times 24 \times n) - 5\% (4 \times 24 \times n) = 4 \times 24 \times n \times 0.95 \\ n = \text{mes de 28 días} \quad \text{TRf} &= 4 \times 24 \times 28 \times 0.95 = 2554 \\ n = \text{mes de 29 días} \quad \text{TRf} &= 4 \times 24 \times 29 \times 0.95 = 2645 \\ n = \text{mes de 30 días} \quad \text{TRf} &= 4 \times 24 \times 30 \times 0.95 = 2736 \\ n = \text{mes de 31 días} \quad \text{TRf} &= 4 \times 24 \times 31 \times 0.95 = 2827 \end{aligned}$$

Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúa la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

a.10. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS UN MIL SEISCIENTOS por archivo (\$1.600/archivo). En el segundo semestre del año 2029, para cuando se instalen los equipos indicados en el punto **a.4 más a los ya instalados indicados en el punto a.2**, la sanción que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS OCHOCIENTOS por archivo (\$ 800/archivo). Ambos valores serán ajustados conforme a la variación que experimente el Valor Agregado de Distribución (VAD) del CONCESIONARIO, aplicándose en ambos casos a partir del mismo período considerado para la determinación de las sanciones correspondientes a los distintos semestres.

a.11. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para puntos fijos y permanentes. Se verificarán los equipos que sean reubicados a requerimiento del ERSEPT, en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA debidamente certificada y en caso de no alcanzar tal certificación, en laboratorio de Universidad Nacional de Tucumán, los equipos se retirarán el último día del mes con el objeto de no perder datos, y el primer día del mes subsiguiente deberá estar colocado otro equipo fijo y permanente en la nueva SET indicada por el ERSEPT.

b. **Equipos Rotantes:**

b.1. Para el control de la Calidad de Producto Técnico a usuarios finales en BT se realizarán CIENTO CINCUENTA (150) mediciones en forma mensual, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados de modo aleatorio por el ERSEPT. El primer día hábil de la tercera semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente. La selección contemplará un listado de CIENTO CINCUENTA (150) clientes titulares. En todos los casos la medición será de tensión únicamente, debiendo la DISTRIBUIDORA informar diariamente la fecha de instalación, equipo asignado y ubicación de cada uno. La asignación de Equipos Rotantes por Administración será determinada exclusivamente, al inicio de cada semestre por el ERSEPT, en coincidencia con cada período de control.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

b.2. La DISTRIBUIDORA implementará un procedimiento para la verificación de reclamos de posibles desvíos del Producto Técnico en clientes finales. A tal fin se destinarán hasta CIENTO CINCUENTA (150) mediciones en forma mensual con equipos de registro de variables eléctricas, distribuidos UNO (1) en la acometida del usuario bajo estudio y DOS (2) en usuarios finales de la misma SET. Las obras y/o posibles soluciones que sean requeridas, serán ejecutadas en función de la disponibilidad de recursos asignados en el Plan de Obras Obligatorio, el ERSEPT tendrá la facultad de priorizar obras que considere necesarias y en un todo de acuerdo a las disposiciones contenidas en Sub-Anexo II Reclamos de Producto Técnico en Instalaciones de Cliente.

b.3. Para la determinación de las perturbaciones a partir del año 2026, se realizarán DOS (2) mediciones mensuales, con una duración de una semana cada una de ellas, las cuales rotarán entre los clientes que resulten seleccionados para su medición por el ERSEPT. Se registrarán, como mínimo, Ufase, Ifase, THD total de tensión y de corriente, contenido por armónicas de tensión y corriente con respecto a la fundamental hasta la armónica de orden 40 y Flicker, debiendo el ERSEPT y la DISTRIBUIDORA determinar el alcance definitivo. Podrán efectuarse las mediciones correspondientes con un único equipo o con equipos separados. El primer día hábil de la última semana de cada mes, el ERSEPT determinará el listado de clientes a medir durante el mes siguiente, realizando una selección sobre la totalidad de los clientes. La selección contemplará un listado de dos (2) clientes titulares y dos (2) clientes suplentes. Ante un reclamo puntual de perturbaciones se analizará el caso individualmente en busca de la solución, podrá incluirse el mismo a la campaña para su análisis.

b.4. El total de registros mínimos admitidos para que un archivo sea considerado válido, será:

TRfs: Total de Registros por archivo.

$$\text{TRfs} = (4 \times 24 \times 7) - 5\% (4 \times 24 \times 7)$$

$$\text{TRfs} = 4 \times 24 \times 7 \times 0.95 = 638.$$

Observación: Se considera un período de integración de QUINCE (15) minutos. Se exceptúan la falta de información por corte de suministro debidamente registrado.

b.5. La penalización que se aplicará por objetivos no cumplidos será de PESOS UN MIL SEISCIENTOS por archivo (\$1.600/archivo). Este valor se ajusta, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

CONCESIONARIO.

b.6. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para clientes finales de BT. Estos equipos se verificarán como mínimo cada DOCE (12) meses a requerimiento del ERSEPT, en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA debidamente certificada y en caso de no alcanzar tal certificación, en laboratorio de Universidad Nacional de Tucumán.

c. Penalizaciones:

Condición de penalización: Si del análisis del archivo de medición surgiera que cualquiera de las fases "f" contiene una cantidad de registros promedio de tensión con valores fuera de la banda respectiva igual o superior al 3% de la cantidad de registros netos ($[TRFBp(x_k)_f] \geq 3\%$ de "n"), el archivo se encuentra penalizado. La penalización se calcula como se indica a continuación según se trate de Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada, Puntos Fijos de BT y Clientes Finales.

c.1.1. Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT (con medición de energía):

El cálculo para la determinación de la penalización de cada una de las Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras, Generación Aislada y Puntos Fijos de BT por apartamientos de los niveles de tensión, se ajustará a la siguiente expresión:

$$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f;i} * Coef(x_k)_{t,f;i;b})$$
$$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Ep(x_k)_{f;i} * Coef(x_k)_{t,f;i;b})$$

Donde:

$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$]$: Penalización total del semestre de control "jEz"; (j:semestre, z:etapa) del archivo "x" determinado en pesos [\$].

$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$]$: Penalización del período de medición (1 mes) del archivo "x" del mes de control "k" determinado en pesos [\$].

x_k : Nombre del archivo que contiene los registros obtenidos por el equipo registrador instalado en un determinado punto de medición y en un determinado mes de control "k".



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

- k*: Mes del semestre de control "jEz" al cual pertenece el archivo "x".
- f*: Número de fases. Para sistema monofásico $f = 1$; bifásico $f = 2$; trifásico $f = 3$.
- i*: Indica el registro válido del archivo "x" para el mes de control "k" y varía desde el valor 1 hasta el número de registro "n".
- n*: Es el número de registros válidos del archivo "x" de medición correspondiente al mes de control "k".
- $Ep(x_k)_{f,i}$: Energía en [kWh] medida durante el período de integración (15 minutos) correspondiente al registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k". Si el archivo no cuenta con la medición de energía por fase, pero si de potencia por fase, la misma se determinará para cada registro como:
 $Ep(x_k)_{f,i} [\text{kWh}] = Pp(x_k)_{f,i} [\text{kW}] * 0,25 [\text{horas}]$.
- $Pp(x_k)_{f,i}$: Potencia promedio en [kW] medida durante el período de integración correspondiente al registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k".
- $Coef(x_k)_{i,f,i,b}$: Penalización por unidad de energía para la banda de penalización "b" de acuerdo a las Tablas de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad según el punto 2. Calidad del Producto Técnico Suministrado en [\$/kWh] correspondiente al mes de control "k". Estos valores se ajustarán, conforme a la variación que experimente el valor agregado de distribución (VAD) del CONCESIONARIO.
- t*: Tabla 1 ó Tabla 2. La Tabla 1, se utiliza para archivos "x" de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Urbanas, mediciones en Barras de MT, Puntos Fronteras de Compras y Generación Aislada. La Tabla 2, se utiliza para archivos "x" de equipos registradores instalados en suministros de Clientes Finales o Puntos Fijos de BT ubicados en zonas Rurales.
- b*: Banda de penalización de acuerdo a las Tablas "t" de Valorización de la Energía suministrada en malas condiciones de Calidad.
- Para efectuar el cálculo del " $Coef(x_k)_{i,f,i,b}$ " se debe analizar la tensión promedio " $Vp(x_k)_{f,i}$ " y con este valor calcular:

$$Tp(x_k)_{f,i} = \frac{|Vp(x_k)_{f,i} - V_n|}{V_n}$$

Donde:

$Tp(x_k)_{f,i}$: es el grado de apartamiento de la tensión promedio medida del registro "i", de la fase "f", del archivo "x" del mes de control "k" respecto de la tensión nominal " V_n ".

$Vp(x_k)_{f,i}$: es la tensión promedio registrada del registro "i", de la fase "f", del archivo "x"



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

del mes de control “ k ”.

V_n : Tensión nominal de servicio o de referencia (para MT la tensión de referencia es “ V_{ref} ” igual a 13,5 o 33,5 [kV] respectivamente y para BT es 220 [V]).

Con la identificación del nivel de tensión y con la ubicación del Punto de Medición se determina que tabla se debe utilizar (Tabla 1 ó Tabla 2) para determinar el valor del “ $Coef(x_k)_{t,f;i;b}$ ”. Para ello se determina el valor de “ $Tp(x_k)_{f;i}$ ” y con este valor se identifica a que banda “ b ” de apartamento pertenece según la tabla que corresponda.

c.1.2 Puntos Fijos de BT

El cálculo para la determinación de la penalización de cada uno de los Puntos Fijos de BT sin medición de energía por apartamentos de los niveles de tensión, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$] = \sum_{k=1}^{k=6} \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f;i;b})$$

$$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f;i;b})$$

Donde:

$Epr(x_k)$ [kWh] = P [kW] * 0,25[horas] / ($f * n$)

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del registro “ i ”, de la fase “ f ”, del archivo “ x ” correspondiente al mes de control “ k ”.

P [kW] = PN [kVA] * FP [kW/kVA] * CC .

P : potencia [kW].

PN : Potencia nominal [kVA] del transformador instalado en la SET correspondiente al Punto Fijo de BT.

FP : Factor de potencia [kW/kVA] = 0,92.

CC : “coeficiente de calidad” = 0,25.

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN

Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

c.2. Clientes Finales:

La forma de cálculo para la determinación de la penalización resultante de la medición de cada uno de los Clientes Finales por apartamentos de los niveles de tensión sin medición de Energía, se ajustará a las siguientes expresiones:

$$Penal_{T_{jEz}}(x)[\$] = Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d] * d$$

$$Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d] = \frac{Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$]}{n} * 96$$

$$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$] = \sum_{f=1}^{f=3} \sum_{i=1}^{i=n} (Epr(x_k) * Coef(x_k)_{t,f;i;b})$$

Donde:

$Penal_{D_{jEz}}(x_k)[\$/d]$: Penalización diaria del archivo "x" determinado en pesos $[\$/d]$.

$Penal_{P_{jEz}}(x_k)[\$]$: Penalización del periodo de medición (7 días) del archivo "x" del mes de control "k" determinado en pesos $[\$]$.

d : Cantidad total de días con penalización del archivo "x".

$Epr(x_k)$: Energía promedio por registro en [kWh], del archivo "x" correspondiente al mes "k" dentro del cual se efectuó la medición.

Donde:

Cálculo de Epr en Clientes con facturación mensual:

$$Epr [kWh] = CMm[kWh] / (30 * 96 * f)$$

CMm : Consumo máximo mensual calculado en base a la facturación de los últimos 6 periodos.

Cálculo de Epr en Clientes con facturación bimestral:



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

$$Epr [\text{kWh}] = CMB[\text{kWh}] / (60 * 96 * f)$$

CMB: Consumo máximo bimestral calculado en base a la facturación de los últimos 3 periodos.

n: Es el número de registros válidos del archivo "x" de medición correspondiente al periodo de medición.

En lo referente al procedimiento para la determinación de las penalizaciones correspondientes al Producto Técnico Suministrado se deberán tener en cuenta las disposiciones contenidas en el SUB-ANEXO Calidad de Producto Técnico Suministrado.

Los clientes finales que realicen una solicitud de verificación y registro de posibles desvíos del Producto Técnico y que la DISTRIBUIDORA concluya el mismo como procedente, serán incorporados al sistema de control de Producto Técnico vigente considerándose penalizados a partir del mes siguiente a la fecha de emisión del Informe correspondiente.

d. Remedios:

d.1. Se realizarán DOS (2) remedios estacionales anuales con una duración de UNA (1) semana cada una.

d.2. Si la primera remedio diera como resultado niveles de tensión dentro de la banda permitida para la etapa vigente, la penalización se suspende.

d.3. Al realizar, al cabo de los SEIS (6) meses la segunda remedio y ésta diera como resultado niveles de tensión fuera de banda, superior en un 3% del total de registros,



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

automáticamente se aplicará la penalización que equivale a todos los días que transcurrieron entre la primera y segunda remediación. Para levantar las remediciones en el punto observado, la última remediación no debe presentar observaciones.

d.4. Todo procedimiento de remediación será válido solamente con un intervalo máximo de SEIS meses y medio (6,5) entre las dos remediciones semanales.

d.5. El ERSEPT y la DISTRIBUIDORA definirán los equipos que se utilizarán para las remediciones en los clientes finales de BT y cuya utilización se justifique, teniendo en cuenta la inversión y la prestación eficiente del servicio. Estos equipos se contrastarán cada DOCE (12) meses en la mesa de contraste de la DISTRIBUIDORA, a requerimiento del ERSEPT.

Si como resultado de la segunda remediación los niveles de tensión fuera de banda, son superiores a un 3% del total de registros, automáticamente se aplicará una penalización extra a partir del semestre 2 hasta el semestre 3 inclusive que corresponderá a un aumento en la sanción de un 10%.

A partir del semestre 4 hasta el semestre 5 inclusive de persistir la situación, automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 20%.

A partir del semestre 6 hasta el semestre 7 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 40%.

A partir del semestre 8 hasta el semestre 9 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 60%.

A partir del semestre 10 hasta el semestre 11 inclusive de persistir la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 80%.

A partir del semestre 12 y mientras persista la situación automáticamente se aplicará una penalización extra que corresponderá a un aumento en la sanción de un 100%.

En el caso de no realizarse la remediación por presunción que los niveles de tensión se encuentran en igual situación que al momento de la medición, se aplicará igual criterio que para la remediación, la sanción se acrecentará como se indicó para los arrastres.

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

SUB-ANEXO I
Áreas Urbanas

| DISTRITO | LOCALIDAD | TIPO |
|-----------------|-----------------------|-------------|
| 000 | SAN MIGUEL DE TUCUMAN | U |
| 010 | YERBA BUENA | U |
| 020 | SAN FELIPE | U |
| 030 | LOS POCITOS | U |
| 040 | LAS TALITAS | U |
| 050 | LASTENIA | U |
| 060 | CEBIL REDONDO | U |
| 070 | BANDA DEL RIO SALI | U |
| 080 | ALDERETES | U |
| 150 | RANCHILLOS | U |
| 300 | LULES | U |
| 305 | MANANTIAL | U |
| 315 | SAN PABLO | U |
| 340 | FAMAILLA | U |
| 350 | MONTEROS | U |
| 370 | CONCEPCION | U |
| 420 | AGUILARES | U |
| 460 | JUAN BAUTISTA ALBERDI | U |
| 490 | LA COCHA | U |
| 550 | BELLA VISTA | U |
| 620 | TAFI VIEJO | U |
| 680* | TAFI DEL VALLE | U |
| 710 | TRANCAS | U |
| 800 | SIMOCA | U |

* El Área considerada como urbana en Tafi del Valle contiene las SET del casco céntrico N°: 270, 287, 857, 1732, 1788, 2302, 2454, 3870, 6816, 6992, 7976, 7977, 8776, 9118, 9675, 9907. La SET que se construyan a futuro en el Área mencionada serán consideradas como Urbanas.

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

SUB-ANEXO II

RECLAMOS DE PRODUCTO TÉCNICO EN SUMINISTRO DE CLIENTE

El presente SUB-ANEXO regula el procedimiento de presentación de solicitud de verificación de Producto Técnico en suministro de clientes finales y su incorporación al sistema de control de Producto Técnico por parte de la DISTRIBUIDORA:

- a) Solicitud de verificación.
- b) Informe.
- c) Reconocimiento e incorporación al sistema de control.
- d) Exclusiones.
- e) Penalizaciones.

a) Solicitud de verificación.

El titular del servicio que entendiera que registró niveles de tensión fuera de banda durante la prestación del servicio eléctrico por parte de la DISTRIBUIDORA, deberá interponer el reclamo por ante la misma, y bajo constancia de firma cumplir los siguientes requisitos:

1. Ser titular del suministro eléctrico residencial, identificando al mismo con precisión.
2. Nombre y Apellido, Documento de Identidad, en el caso de personas jurídicas, los documentos habilitantes que acrediten la personería.
3. No existencia de deuda exigible con la DISTRIBUIDORA.
4. Que las instalaciones del cliente que se encuentran bajo la vigilancia de la DISTRIBUIDORA se encuentran en condiciones operativas óptimas.
5. La constitución del domicilio a efectos de la resolución del reclamo.
6. Fecha y hora aproximada de/los registros de niveles de tensiones reclamados.
7. Aceptación que el objeto de la solicitud efectuada reconoce como único objeto la posible incorporación del caso al sistema de control de Producto Técnico según el presente Sub-Anexo, desistiendo de utilizar las conclusiones a las que se arribare a través del mismo, a cualquier otro efecto.

La información aportada será utilizada para completar un formulario donde se dejará indicado el Reclamo por Producto Técnico realizado por el titular del suministro a sólo y único efecto de incorporarse al sistema de control de Producto Técnico según en el presente Sub-Anexo. Los requisitos para efectuar el reclamo deberán exhibirse claramente en todas las oficinas comerciales de la misma. Una copia del reclamo efectuado deberá ser entregada al cliente y otra al ERSEPT, en la que constará la fecha y hora de recepción del mismo.

b) Informe.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

La DISTRIBUIDORA deberá confeccionar un informe conteniendo los siguientes datos:

1. Eventos producidos en las redes de alimentación al suministro indicado por el solicitante, en el día y hora aproximada registrados en la solicitud de verificación.
2. Estado de la acometida en el suministro.
3. Existencia de la puesta a tierra de protección de la acometida.
4. Estado del tablero principal en el suministro.
5. Tipo de protección instalada en el tablero del suministro y/o en motores y/o en equipos.
6. Verificación del Producto Técnico denunciado en el suministro mediante Medición y Registro de Tensiones según el método de control de Producto Técnico en usuarios finales vigente.
7. Conclusión a la que arribare la DISTRIBUIDORA.

Las mediciones del Producto Técnico correspondientes a Reclamos presentados por usuarios finales serán realizadas mediante la utilización de equipamiento nuevo según las cantidades indicadas en el Anexo Calidad del Servicio Público y Sanciones, punto b.2.

El reclamo efectuado por el titular del suministro y el informe resultante del CONCESIONARIO deberán registrarse en un formulario numerado y por triplicado, que deberá elaborar la DISTRIBUIDORA, sin perjuicio de la posibilidad de informatizar este procedimiento de reclamo.

La DISTRIBUIDORA deberá expedirse en un plazo no mayor a DIEZ (10) días hábiles posteriores a la efectiva medición de Producto Técnico, la cual deberá realizarse en un plazo no mayor a 30 (treinta) días corridos a partir de la recepción del reclamo.

En caso de silencio de la DISTRIBUIDORA, negativa o discrepancia respecto del resultado con el cliente, el mismo podrá recurrir ante el Ente de Control en un plazo no mayor de TREINTA (30) días corridos a contar del plazo que la Distribuidora debiera expedirse.

La DISTRIBUIDORA, mensualmente presentará al ERSEPT dentro de los primeros diez (10) días un resumen de los reclamos recibidos y los resultados disponibles de los mismos y lo actuado en cada uno de ellos.

c) Reconocimiento e incorporación al sistema de control.

Si la conclusión a la que arribare la DISTRIBUIDORA es favorable al titular del suministro, la medición del mismo será incorporada a la Base de Clientes con Producto Técnico Observado,



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

debiendo la DISTRIBUIDORA definir los pasos necesarios para la recomposición de los desvíos, y en caso de corresponder con inversiones eficientes y criterio similar a los establecido en el Régimen de Extensión de Redes respecto al monto de la misma. En todos los casos que corresponda realizar obras de mejoras, las mismas serán ejecutadas con los recursos económicos que a tal fin se disponga del Plan de Obras Obligatorio en un plazo máximo de CUATRO meses contados a partir del reconocimiento de la DISTRIBUIDORA o de la notificación de la Resolución del ERSEPT que dispusiera la incorporación del reclamo al sistema de control que surge del presente Reglamento.

Adicionalmente y hasta tanto la DISTRIBUIDORA subsane los desvíos, en caso de corresponder el titular del suministro será incorporado al sistema de control de Producto Técnico vigente, debiendo la Distribuidora considerarlo como un cliente penalizado a partir del mes siguiente a la fecha de emisión del Informe. Para levantar la penalización se deberá realizar una remediación exitosa en similar periodo de facturación.

d) Exclusiones.

La DISTRIBUIDORA no será responsable ante el titular del suministro por los perjuicios que puedan acontecer debido a eventos y/o restricciones del Sistema de Transporte, Caso Fortuito o Fuerza Mayor, ni de los desvíos que puedan ser detectados en el interior de las instalaciones particulares del titular del suministro que se fundamenten en el estado de las instalaciones privadas como así también cuando el mismo estuviere vinculado al sistema de distribución mediante una conexión irregular o fraudulenta en los términos del Reglamento General para la Prestación del Servicio Eléctrico.

Los casos particulares de instalaciones subterráneas y/o inaccesibles, donde no se pueda realizar las mediciones de Producto Técnico, los mismos serán analizados específicamente en conjunto con ERSEPT, para lo cual se conformará una subcomisión a los efectos de resolver sobre el tema en particular. Los plazos para presentar la información, realizar eventuales mediciones, determinar conclusiones y la ejecución de obras, en caso de corresponder, establecidos en el presente Reglamento podrían duplicarse según lo determine la subcomisión, pudiendo el ERSEPT ampliarlos de modo excepcional en caso de considerarlo necesario.

e) Penalizaciones.

Los atrasos en la ejecución de las obras que den respuesta a los reclamos de Producto Técnico y que estén incluidas en el Plan de Obras Obligatorio, generarán una penalización de acuerdo a lo previsto en la Circular N° 13 del Contrato de Concesión.

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

3-Calidad de Servicio Comercial Brindado

La DISTRIBUIDORA a partir de la vigencia de la RTI, adicionalmente a la obligación de información establecida deberá remitir:

En cada uno de los indicadores, los incumplimientos respecto del total informado mensualmente.

Base de datos actualizada mensualmente para tarifas T1 y T2

La terminal informática de punto a punto deberá permitir adicionalmente con la posibilidad del acceso masivo de los clientes por Tarifa, SET, Reclamos, Localidad, Sucursal, etc., a demanda eventualmente cuando solicite calidad comercial del ERSEPT.

El historial de consumos de cada cliente no deberá ser menor a dos años de antigüedad para los consumos mensuales o bimestrales.

El cargo de uso de red es un dato de la potencia instalada y está asimilado del valor de la energía consumida.

El cargo de uso de red (CUR) más la energía consumida, en su conjunto: la **facturación**, inciden en el valor de la sanción. Esta se resolverá hasta su pleno valor mediante la implementación del siguiente cronograma:

Etapa 1: comprenderá los primeros doce (12) meses. Desde la fecha efectiva de vigencia de la RTI en que se considerará una sexta (1/6) parte del valor del CUR más la energía consumida para los servicios bimestrales.

Etapa 2: comprenderá los segundos doce meses. A partir del mes trece (13) de vigencia de la RTI se considerará una tercera (1/3) parte del valor del CUR más la energía consumida, para los servicios bimestrales.

Etapa 3: a partir del mes veinticinco (25) de vigencia de la RTI se considerará el valor total del CUR más la energía consumida.

La base metodológica que se expone en el presente será de aplicación por la Distribuidora.

N



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Conexiones Nuevas

Incorporar en los registros aquellos usuarios que hubieran suscrito un convenio de pago, aquellos suministros asistidos que a la fecha de la conexión no han efectuado el pago de la conexión.

La calidad de este servicio comercial prestado mide los tiempos empleados. Si bien este es un indicador necesario, no es suficiente, un margen importante de este depende de propósitos de orden operativo interno de la prestadora.

A los fines de resolver este tema por las de conexiones de servicios con incumplimientos de plazos previstos para los **casos semestrales**, la DISTRIBUIDORA abonará al cliente una multa equivalente a la fracción que resulta de dividir el **costo de la conexión** (definida en el régimen tarifario), dividido en **dos (2) veces el plazo previsto** para el suministro (definido como etapa IV del CONTRATO DE CONCESIÓN). Este monto se aplicará por cada día hábil de atraso, con un tope igual al triple de la conexión por tarifa contratada correspondiente a treinta (30) días hábiles de atraso.

$$(C/(2 \times \text{plazo})) \times \text{c/día con Límite de hasta } 3 \times C$$

Donde: C = Valor de la conexión según tarifa [\$]

Facturaciones Estimadas

La DISTRIBUIDORA remitirá al ERSEPT, en forma mensual, un informe conteniendo el número de estimaciones, en relación con el total de las facturas emitidas, discriminando por motivos de las estimaciones, por zonas o sucursal y por tarifa, indicando en cada caso el total de facturas estimadas y el total que estas representan. Esta información deberá discriminarse por Áreas Urbana y Rural

Tabla de estimaciones permitidas

| | URBANA | | RURAL | |
|-----------|----------|-----------|----------|-----------|
| | Sucesiva | Alternada | Sucesiva | Alternada |
| BIMESTRAL | 0 | 2 | 2 | 2 |
| MENSUAL | 2 | 3 | 2 | 3 |

Las estimaciones deberán contemplar el consumo y la estacionalidad que registre el usuario en el año calendario.

La DISTRIBUIDORA, a partir de la vigencia de este ARI, deberá remitir una planilla por tarifa, que incluya los casos que hayan superado el número máximo de estimaciones permitidas discriminando por datos del cliente, número de factura, motivo, monto de la estimación, monto



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

de la multa y cantidad de estimaciones durante el último año calendario y discriminando por sucesivas o alternadas.

En los casos que se presenten mayores estimaciones que las previstas en el presente documento, deberá abonar la multa correspondiente directamente al cliente damnificado, sin posibilidad de ningún otro tipo de compensación y acreditando ante el ERSEPT que el pago ha sido efectivizado.

Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando los casos de fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el ocho por ciento (8%) de las facturas remitidas en cada categoría.

Para el caso que el ERSEPT detecte mayor número de estimaciones que las previstas, percibirá de parte de LA DISTRIBUIDORA, la multa equivalente al treinta por ciento (30%) de la **facturación** estimada y derivará esta multa hacia los clientes perjudicados.

$$(CUR + E) \times 30\%$$

Donde: CUR = Cargo Uso de Red [kWh/\$] ; E = Energía [kWh/\$]

La facturación estimada estará expuesta al cronograma de actualización del CUR.

El valor del CUR se aplicará de acuerdo a las Etapas mencionadas.

Reconexiones de servicios suspendidos por falta de pago

La DISTRIBUIDORA deberá reestablecer el servicio suspendido por falta de pago, en un plazo máximo de VEINTICUATRO (24) horas corridas en áreas urbanas y TREINTA Y SEIS (36) horas corridas en áreas rurales, contadas a partir del momento de efectivizado el pago y/o suscripto convenio de pago de deuda que dio origen a la suspensión

Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, la DISTRIBUIDORA abonará al cliente una multa del veinte por ciento (20%) del monto equivalente al promedio mensual de **facturación** en los últimos doce meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente

$$(CUR + E) \times 20\% \times \text{c/día o fracción}$$

Donde: CUR = Cargo Uso de Red [kWh/\$] ; E = Energía [kWh/\$]

Las reconexiones estarán expuesta al cronograma de actualización del CUR.

El valor del CUR se aplicará de acuerdo a las Etapas mencionadas.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

3-1- Calidad de Medición.

El Contrato de Concesión en su ANEXO 1 Régimen Tarifario – Normas de Aplicación del Cuadro Tarifario encuadra a los usuarios según su ubicación en el Cuadro Tarifario como:

- **Clientes de pequeñas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima no sea Superior a 10 kW.
- **Clientes de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima sea superior a 10 kW e inferior a 50 kW.
- **Clientes de grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 50 kW inferior a 1.000 kW.
- **Clientes de muy grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea igual o superior a 1.000 kW.

Con la nueva tecnología y costos que tienen los actuales medidores de energía eléctrica se hace necesario especificar con mayor precisión las características que encuadra a los usuarios clasificados como Clientes de pequeñas y medianas demandas según su ubicación en el Cuadro Tarifario, sin alterar el espíritu del Contrato de Concesión, quedando de la siguiente manera:

- **Clientes de pequeñas demandas con medición de potencia:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos no sea superior a 10 kW.
- **Clientes de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos sea superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

3.1.1 Habilitación Comercial Medidores

Mediante la Resolución EPRET N.º 202/2010 se aprobó, en su Anexo II, la “Reglamentación para la instalación de medidores de energía activa y/o reactiva utilizados para transacciones comerciales en Tarifa 1 (clientes de pequeñas demandas)”.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Sobre la base de lineamientos análogos, se establecen los requisitos de documentación y los ensayos técnicos necesarios para la instalación de nuevos medidores estáticos de energía eléctrica activa y/o activa-reactiva en corriente alterna, destinados a mediciones sujetas a transacciones comerciales. Dichos medidores serán incorporados al parque de medición de usuarios encuadrados, según su ubicación en el Cuadro Tarifario, como clientes de medianas, grandes y muy grandes demandas.

Independientemente del encuadre tarifario del usuario o del tipo de medidor de que se trate, los ensayos deberán realizarse, siguiendo un orden de prioridad, en el Laboratorio de la Distribuidora, en el Laboratorio del Fabricante o en un Laboratorio de Tercero Competente. En todos los casos, los ensayos deberán efectuarse utilizando equipamiento o mesas de contraste para medidores de energía eléctrica debidamente certificadas u homologadas por el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) o por el organismo que en el futuro lo reemplace.

Asimismo, todo el personal interviniente que suscriba Formularios, Informes y Actas de Ensayo deberá contar, como mínimo, con la aprobación del curso "Introducción a la Metrología" dictado por el INTI o por el organismo que lo sustituya en el futuro. El código de certificación emitido como constancia de dicha aprobación deberá adjuntarse a la documentación correspondiente.

Complementariamente, a partir del año 2026, para los medidores a instalar en usuarios de Medianas Demandas, Grandes y Muy Grandes Demandas, serán de aplicación todos los lineamientos establecidos en el Anexo II de la Resolución EPRET N.º 202/2010, implementándose la reglamentación específica mediante la correspondiente Resolución del Ente Regulador.

3-2 Reclamos por Daños a equipos de propiedad del cliente

El presente SUB-ANEXO (Adenda, acta de renegociación integral) regula el procedimiento de reintegro de los daños causado a bienes o instalaciones de propiedad del cliente (artículo 6):

Reemplazar el Art. 6 por el que se transcribe a continuación:



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Apartado a) el que quedara redactado de la siguiente manera (en sus partes pertinentes):

- a) El cliente que entendiera que sufrió un daño en los electrodomésticos y/o bienes muebles de su propiedad producto de perturbaciones en la prestación del servicio eléctrico por parte de la Concesionaria, deberá interponer el reclamo por ante la Distribuidora dentro del término de 60 días corridos de acaecidos el hecho.

El concesionario no podrá expedirse en un plazo mayor a 10 días hábiles. De resultar favorable al cliente la solución a implementar deberá materializarse en un plazo no mayor a 20 días hábiles.-

En caso de discrepancia respecto del monto asociado al reclamo el Concesionario podrá ofrecer la sustitución o reparación de los daños o desperfectos. En caso de negativa de la Distribuidora respecto del reclamo o discrepancia sobre la solución propuesta por el Concesionaria, el cliente podrá recurrir al ERSEPT en los términos del Art. 56 de la Ley 6608 en un plazo no mayor a 60 días corridos a contar desde la notificación de la distribuidora.

En caso de silencio de la Distribuidora el usuario podrá intimar en un plazo de 5 días hábiles, por escrito y en forma fehaciente, a que la misma se expida en un plazo no mayor a 10 días hábiles, transcurridos los cuales sin que la Concesionaria se expida se tendrá por consentido el reclamo del usuario.

Ing. JOSÉ ANTONIO TORRES
GERENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ERSEPT

Ing. JUAN JOSÉ MARINÉ
GERENTE DE ATENCIÓN A USUARIOS
ERSEPT



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS

ERSEPT

Revisión Tarifaria Integral
Período 2025-2030

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized letter 'A' followed by a smaller mark.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS (POI)

Objetivos

Los Planes de Inversiones Obligatorios de Distribución (POI) se planifican en forma quinquenal coincidiendo con la Revisión Tarifaria Integral (RTI). El objetivo es acompañar el real crecimiento de la demanda de potencia que en definitiva es la que realmente exige al equipamiento en un horizonte de mediano plazo. En este sentido, cabe aclarar que el sistema de transporte en alta tensión incluyendo las estaciones transformadoras AT/MT poseen un crecimiento más lento que el sistema de distribución y que en la actualidad el primero de ellos se encuentra operando en condiciones de criticidad en algunos corredores (LATs) y EETT y con alta cargabilidad en cortos períodos de tiempos (no más de un par de horas/días al año), por consiguiente a fin de obtener un crecimiento sostenible y sustentable de las redes de distribución y una eficiente utilización de los recursos técnicos y/o comerciales cumpliendo con las exigencias de calidad de servicio prevista en el Contrato de Concesión, debemos tener en cuenta no solo las tasas de crecimiento de potencia, energía y clientes, entre otras, sino también lo previsto en materia de transporte y vinculación por distribución para poder abastecer mediante transferencia la demanda entre distintas EETT en condiciones N-1 y/o de muy alta demanda.

Cabe la siguiente pregunta; ¿Queremos un sistema que pueda funcionar en condiciones de muy alta demanda unas pocas horas al día en unos pocos días al año o queremos un sistema que permita funcionar adecuadamente aceptando algunas restricciones a la demanda? La respuesta no es simple, pero se hace necesario definir adecuadamente en función de las tasas de crecimiento esperada la infraestructura en distribución que acompañe a la misma, más aún, cuando esa tasa impacta en la tarifa a fin de determinar la inversión final necesaria.

Se deben analizar el impacto de las inversiones realizadas por la Distribuidora en años anteriores, estudiar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico apoyándose en el crecimiento vegetativo y en las factibilidades de nuevos emprendimientos industriales y/o comerciales y analizar las inversiones de acuerdo a los índices de calidad de servicio exigidos.

1. RTI anteriores

- ❖ RTI (Revisión Tarifaria Integral) 2016-2020: Plan de Inversiones de M\$ 1.200.074 a moneda noviembre 2016 ejecutado en 4 años calendarios. En

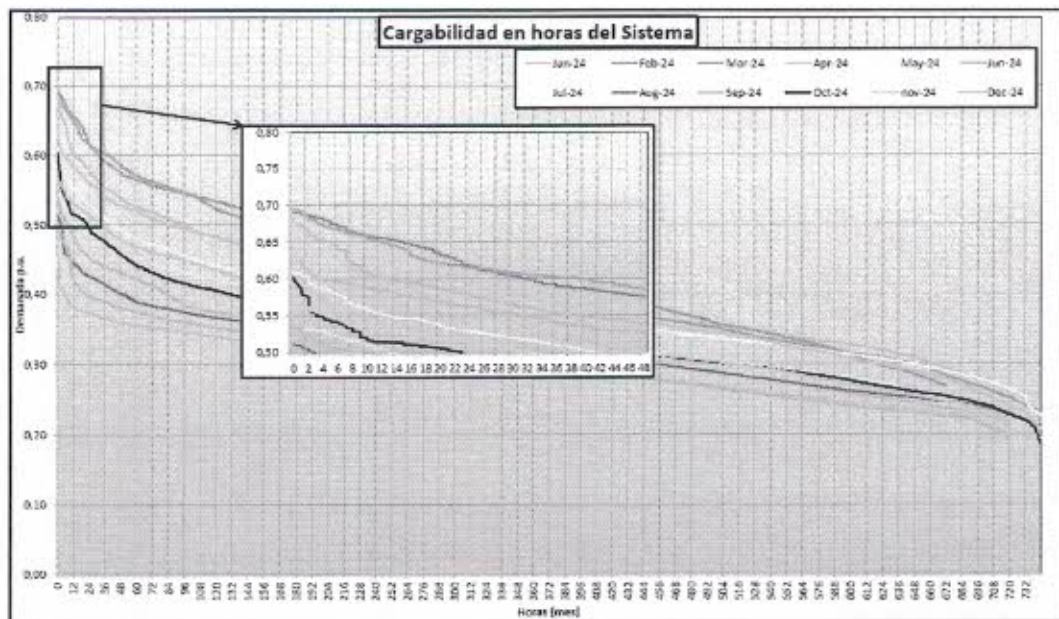
Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Resolución ERSEPT N°790/2016, Anexo VIII, se especificó el detalle de Inversiones propuesta por la Distribuidora.

- ❖ RTI (Revisión Tarifaria Integral) 2020-2025: Plan de Inversiones Obligatorio de M\$ 4.215.828 a moneda diciembre 2020 ejecutado en 5 años calendarios. En Resolución ERSEPT N°645/2020, Anexo X, se especificó el detalle de Inversiones propuesta por la Distribuidora.

1.1. Cargabilidad y determinación de las Ratios de crecimiento.

De los datos de demandas por medidor (mediciones de demandas a la salida de cada EETT AT/MT) del año 2024 se puede observar lo descrito precedentemente, expresados en P.U. (por unidad de la potencia total instalada de transformación de 1084 MW) que muestra que el sistema se exige en pocas horas/días al año coincidiendo con los meses de temperaturas elevadas.



En estos meses, el sistema de distribución debe ser capaz de operar con una calidad de servicio acorde a los límites establecidos debiendo prever la capacidad de transferencia de carga por distribución ante restricciones a la demanda en el sistema de transporte de

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

alta tensión. Esto implica nuevos alimentadores, nexos/anillos entre EETT/rebajes y equipos de maniobras adecuados.

Debemos centrarnos en el crecimiento de la demanda en los meses de mayor sollicitación (periodo estival de verano).

De la Guía de Referencia de TRANSNOA, la misma prevé para Tucumán:

| Verano 24/25 | Verano 25/26 | Verano 26/27 | Verano 27/28 | Verano 29/30 | Verano 31/32 | POTENCIA Máxima (MW) |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|
| 841,2 | 870,9 | 907,3 | 954,3 | 1041,8 | 1116 | (MW) |
| | 3,5% | 4,2% | 5,2% | 9,2% | 7,1% | Ratio % |

El porcentaje promedio previsto por la Transportista ronda el 6 % anual, lo que equivaldría a unos 58 MW anuales promedio.

Analizando los registros históricos del sistema SMEC jurisdicción EDET SA, tenemos:

| Mes | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|----------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| ene | 638 | 595 | 656 | 645 | 636 | 743 | 725 | 739 | 686 |
| feb | 641 | 654 | 700 | 652 | 531 | 666 | 777 | 752 | 845 |
| mar | 653 | 533 | 498 | 642 | 550 | 656 | 791 | 755 | 808 |
| abr | 438 | 518 | 418 | 413 | 457 | 423 | 517 | 495 | 426 |
| may | 492 | 456 | 448 | 387 | 432 | 574 | 432 | 579 | 502 |
| jun | 524 | 561 | 472 | 458 | 570 | 593 | 552 | 582 | 663 |
| jul | 521 | 556 | 501 | 517 | 541 | 526 | 589 | 660 | |
| ago | 489 | 477 | 442 | 430 | 476 | 477 | 437 | 554 | |
| sep | 446 | 501 | 477 | 461 | 449 | 409 | 469 | 541 | |
| oct | 540 | 566 | 634 | 624 | 590 | 562 | 567 | 654 | |
| nov | 669 | 565 | 649 | 656 | 571 | 701 | 746 | 615 | |
| dic | 674 | 657 | 639 | 655 | 648 | 747 | 742 | 681 | |
| Máxima | 674 | 657 | 700 | 656 | 648 | 747 | 791 | 755 | 845 |
| Variación Max | 4,2% | -2,8% | 6,6% | -6,3% | -1,2% | 15,2% | 6,0% | -4,7% | 11,9% |
| PROMEDIO | 561 | 553 | 545 | 545 | 538 | 590 | 612 | 634 | 655 |
| Variación Prom | 3,7% | -1,3% | -1,6% | 0,1% | -1,4% | 9,7% | 3,8% | 3,6% | 3,3% |

La variación promedio de la demanda máxima anual desde 2017 a 2025 fue de 3.2 % y la variación promedio de la demanda media anual fue del 2.2%.

Lo registrado a lo previsto difieren en porcentaje, entendiendo que el primero es lo que realmente ocurrió (incluye periodos de pandemia y efectos de ajustes tarifarios) mientras que el segundo es lo deseado y proyectado por la transportista.

En este sentido un ratio del 2.5 % al 3% sería aceptable. El ratio de 2.5% sería equivalente a inyectar según los valores proyectados de demanda de la transportista en promedio 23 MW/año hasta el 2030 y un ratio de 3% sería equivalente a inyectar en promedio 28 MW/año hasta el 2030.

El consumo de energía y cantidad de clientes desde el 2021 al 2024 es

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

| Año | Consumo Total (kWh/mes) | Cantidad de usuarios |
|-----------|-------------------------|----------------------|
| 2021 | 2.653.121.536 | 563.383 |
| 2022 | 2.786.242.560 | 575.924 |
| 2023 | 2.949.472.256 | 586.405 |
| 2024 | 3.001.133.312 | 593.270 |
| 2025** | 1.566.632.064 | 595.101 |
| Ratio *** | 4,2% | 1,7% |

* Elaboración propia GAE-ERSEPT en base a información de EDET SA.
 ** Año 2025 de enero a junio.
 *** Sin 2025

Como dijimos anteriormente, lo que define en si la infraestructura eléctrica es la demanda de potencia, mientras que la cantidad de usuarios está ligado al crecimiento vegetativo y la energía que no es otra cosa que la integración de la potencia en el tiempo definiendo el uso de la misma (área bajo la curva potencia – tiempo). Uno podría tener la misma energía en periodos cortos de tiempo o en periodos largo de tiempo y la diferencia sería un pico de demanda mayor en el primer caso. El consumo de energía se asocia al precio de la misma. De otros estudios realizados por consultoría externa, la proyección de la demanda se basa en la proyección de la energía anual y la evolución del factor de carga, obteniéndose para el Rango Ajustado de Proyección de la Potencia Máxima:

| BALANCE DE POTENCIA DE EDET - RANGO PROBABLE | | | | | | | | |
|--|--------------|-----------------|----------------------|------------|--------------|-----------------|----------------------|----------------------------------|
| Año | MÍNIMA | | | Año | MÁXIMA | | | MEDIA Potencia Máxima (MW) |
| | Compra (MWh) | FACTOR DE CARGA | Potencia Máxima (MW) | | Compra (MWh) | FACTOR DE CARGA | Potencia Máxima (MW) | |
| 2024 | 3.337.901 | 0,51 | 746,9 | 2024 | 3.337.901 | 0,51 | 746,9 | 747 |
| 2025 | 3.415.305 | 0,51 | 766,8 | 2025 | 3.417.210 | 0,51 | 772,3 | 770 |
| 2026 | 3.511.752 | 0,51 | 791,3 | 2026 | 3.516.666 | 0,50 | 802,7 | 797 |
| 2027 | 3.607.138 | 0,51 | 815,3 | 2027 | 3.613.158 | 0,50 | 833,1 | 824 |
| 2028 | 3.701.169 | 0,50 | 839,3 | 2028 | 3.709.394 | 0,49 | 864,1 | 852 |
| 2029 | 3.793.988 | 0,50 | 863,3 | 2029 | 3.804.513 | 0,49 | 895,4 | 879 |
| 2030 | 3.888.441 | 0,50 | 887,8 | 2030 | 3.901.368 | 0,48 | 927,8 | 908 |
| TASAS % oo | 2,58% | | 2,92% | TASAS % oo | 2,63% | | 3,68% | 3,30% |

Vemos que adoptando un 3% como ratio estamos en condiciones de calcular las obras necesarias para atender este aumento en la demanda. Se deberían inyectar entre 25 MW a 28 MW anuales en promedio. Fijaremos un valor de máxima de 28 MVA para el cálculo.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

2. Propuesta de Inversión

Definiremos tal cual se hizo en RTI anteriores tres tipos de obras: Obras Estructurales de Abastecimiento; Obras de Expansión y Obras de Reposición y Mejora del Sistema de Distribución. Para cada una de ellas tenemos:

Obras Estructurales de Abastecimiento: Corresponden a Redes de Media Tensión y Estaciones de Rebajes: nuevas salidas de Estaciones Transformadoras AT/MT/MT 132/33/13,2 KV; nuevas salidas de Estaciones de Rebajes MT/MT 33/13,2 KV; Anillo de Distribuidores de MT; Estaciones de Rebaje de MT/MT; 33/13,2 KV; potencia de los Transformadores; 2,5 MVA; 5 MVA; 7,5 MVA potencia máxima 2x7,5 MVA con 6 salidas de Distribuidores de 13,2 KV.

Obras de Expansión: Corresponden a Ampliación de la Red de Media Tensión; Nexos de nuevas Subestaciones Transformadoras MT/BT; Nuevas Subestaciones Transformadoras MT/BT y Cámaras Transformadoras MT/BT y Ampliación de la Red de Baja Tensión.

Obras de Reposición y Mejora: Corresponden Cambio de postes A de madera en estructuras de retención de Distribuidores rurales por columnas de H°A°, reposición de postes de MT y BT; Reemplazo conductor convencional de BT por preensamblado y Enmallado de neutro de la red de BT.

El criterio a adoptar sigue el utilizado en RTI anteriores.

Para las obras estructurales de abastecimiento se debe tener en cuenta las condiciones operativas de las EETTs y sus transformadores en condición N y las obras previstas ejecutar correspondientes al Plan de Transporte.

Para las obras de expansión, se debe tener en cuenta el crecimiento vegetativo y el crecimiento anual de potencia y energía manteniendo los niveles de calidad de servicio exigidos.

Fijado el crecimiento anual promedio del 3%, podemos determinar la cantidad de Subestaciones MT/BT a instalar tomando como dato el valor promedio de potencia de la totalidad de las Subestaciones instaladas. Se deben cubrir por año entre nuevas SETs, Nuevas Cámaras y Repotenciaciones un total de 28 MVA.

| Tipo | Cantidad | Potencia MVA | Promedio KVA |
|-------|----------|-----------------|--------------|
| SETs | 8072 | 1185 | 146,80 |
| CAM | 442 | 293 | 662,89 |
| Total | 8514 | 1478 | 173,60 |

El factor de utilización de la red de transformación MT/BT a la fecha es:

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

$$FU_{25} = \frac{770 \text{ MW}}{0.98 * 1478 \text{ MVA}} = 0.53$$

Vemos que este valor es cercano al que se calculó con la demanda máxima y la energía anual proyectada 2025.

$$FU_{25} = \frac{3.417.210 \text{ MWh}}{\frac{365 * 24 \text{ h}}{770 \text{ MW}}} = 0.51$$

En forma global el FU de la red de distribución es bajo, teniendo áreas con FU elevados (zona de alta densidad de carga) y otras seguramente más bajos. Se debería tender a un FU más alto, cercano a 0,70-0,80 que definiría un buen uso de la inversión y equipamiento, lo que lleva a dimensionar y planificar la capacidad de la red de distribución de manera óptima, evitando inversiones excesivas o subutilización de equipos. Para la expansión ordinaria, a partir del valor de crecimiento anual de potencia y la potencia promedio de SETs instaladas se puede establecer la cantidad de SETs nuevas, y cantidad de repotenciaciones y reposiciones. En el caso de las cámaras nuevas, se puede hacer en función de experiencia adquirida, que para este caso resulta casi exclusiva del área subterranizada de la capital.

De la actual base de datos de facturación, teniendo en cuenta los consumos promedios mensualizados (kWh/mes) de cada cliente asociado a la SET, se puede estimar para los meses de mayor demanda (calor) un factor de utilización medio para cada SET:

$$FU_{SETN} = \frac{\sum_{i=1}^{n_N} kWh_{Ni}}{365 * 24 * 0.98 \text{ KVA}_{SETN}}$$

Dónde $i=1 \dots n_N$; con n_N servicios asociados a la SET N.

Y un factor de carga:

$$FC_{SETN} = \frac{KVA_{SETN}}{n_N}$$

Asumiendo un FC adecuado no menor a 1.5 KVA/cliente, se obtiene para distintos valores de FU de las SET las probables repotenciaciones necesarias en SETs y cámaras,

FC <= 1,5 kW/cliente

| FU _{SETN} | SETs | CAM |
|---------------------|------|------|
| >=0,50 | 446 | 7 |
| >=0,70 | 77 | 3 |
| >=0,75 | 56 | 3 |
| Delta P | 0.06 | 0.37 |
| Total delta P (MVA) | 3.36 | 1.11 |
| | | 4.47 |

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Si tomamos como referencia un FU_{SET} de 0,75, se hace necesario repotenciar 3 cámaras y 56 SETs por año, lo que equivale a una potencia promedio de 0.37 MVA por cada repotenciación de cámaras y 0.06 MVA para las SETs. Se adopta 3 cámaras por año y 60 SETs por año a repotenciar por un total de 4,7 MVA.

Analizando las bases de datos de Subestaciones transformadoras, se obtiene en desde el 2020 a la fecha un ratio de 8,75 (9) cámaras nuevas por año (ratio del 2.2%) equivalente a 5.73 MVA y 165,75 (166) SETs nuevas por año (ratio de 2,1%) equivalente a 25.7 MVA. El total teniendo en cuenta el FU de de la red de transformación MT/BT, nos da un valor cercano a los 28 MVA propuesto.

| | Cant. | Pot Prom KVA | Ratio | N | Pot MVA | Pot MVA (FU) |
|------|--------|--------------|---------|-----|---------|--------------|
| CAM | 8,75 | 10929,28 | 1249,06 | 9 | 11,24 | 5,73 |
| SETs | 165,75 | 50396,50 | 304,05 | 166 | 50,47 | 25,74 |
| | | | | | | 31,47 |

Hay que distinguir que tanto para SETs y algunas Cámaras el crecimiento incluye obras ejecutadas por terceros y transferidas mediante el Régimen de Extensión de Redes, por lo que de acuerdo a la experiencia de las RTI anterior de las 166 nuevas SETs, cerca del 20 % equivalen a a extensión de redes y el resto a obras obligatorias de expansión ordinaria, en el caso de las 9 cámaras, la mitad es expansión ordinaria (incluidas la del régimen de extensión de redes) y la otra mitad es Reposición y Mejora (5 y 4).

| | MVA | POT. PROM. | CANTIDAD | Delta P (MVA) |
|-------------------------|--------|------------|----------|---------------|
| Crecimiento en Potencia | 28,0 | | | |
| SET MT/BT | 19,404 | 150 | 132 | 0,15 |
| Cámaras | 5,67 | 663,9 | 9 | 0,63 |
| Repot. SET | 4,08 | 68,2 | 60 | 0,068 |
| Repot Camaras | 1,11 | 630 a 1000 | 3 | 0,37 |
| Ext Redes SET | 4,998 | 150 | 34 | 0,15 |
| FU equivalente | 0,79 | | | |

La estimación de los MVA a incorporar cubre perfectamente el crecimiento de potencia estimado con un FU equivalente a 0,79.

A partir de la cantidad de SETs se puede establecer un promedio para expansión ordinaria de 300 m de nexo de MT y dos salidas de 200 m de LBT por cada SET.

Así, tenemos 53 km de LBT como expansión ordinaria y 40 km de LMT. A estos valores habrá que sumarle las nuevas salidas de ETs y rebajes (en MT), nexos entre ETs y/o rebajes en MT y líneas de BT correspondiente a reposición y mejora (nuevas salidas de BT en Sets existentes, obras por calidad de servicio, etc.).



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

2.1. Propuesta presentada por la Distribuidora

En la tabla siguiente se detalla el Plan de Inversiones presentado por la Distribuidora como obras obligatorias para el quinquenio 2026-2030. En el mismo se detallan los rubros Obras Estructurales, Expansión Ordinaria y Reposición y Mejoras. Cabe mencionar que no se incluyen las obras no obligatorias, por ejemplo, las obras realizadas bajo el régimen de extensión de redes.



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Detalle Plan de Inversiones 2026-2030 (Los valores se expresan en miles de pesos a diciembre de 2025)

| Características | Cost. Unit. Mensual c/d. 2025 | CANTIDADES | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | TOTAL | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | TOTAL |
|---|-------------------------------|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|-----------|-----------|------|------|------|-----------|
| TOTAL | | | | | | | | | | | | | | |
| Obras estructurales | | | | | | | | | | | | | | |
| Subestación | | | | | | | | | | | | | | |
| LMT 23 (Subestación) | 517.829 | M5/m | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 3,0 | 15 | 1.553.487 | 1.553.487 | | | | 1.553.487 |
| Estructuras Transformadores (MT/MT), Anillos, Bases | 487.251 | M5/01 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 10 | 974.502 | 974.502 | | | | 974.502 |
| Subestados | | | | | | | | | | | | | | |
| CABLE 314V | 211.897 | M5/m | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 10 | 423.794 | 423.794 | | | | 423.794 |
| CABLE 112 V | 211.280 | M5/m | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 30 | 1.267.680 | 1.267.680 | | | | 1.267.680 |
| Aires | 120.697 | M5/m | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 30 | 724.002 | 724.002 | | | | 724.002 |
| LMT 313,4V | 196.189 | M5/m | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 30 | 3.917.574 | 3.917.574 | | | | 3.917.574 |
| Licencia de obra | | | | | | | | | | | | | | |
| expendios y recibos | | | | | | | | | | | | | | |
| Muestreo de variables eléctricas (Gen. de Serv.) | 590 | M5/01 | 500 | 500 | 1.000 | 1.000 | 700 | 3.790 | 590.000 | 590.000 | | | | 3.790.000 |
| Trazado de MT/LMT | 156 | M5/01/Transf. | 5 | 5 | 3 | 3 | 5 | 21 | 801.600 | 801.600 | | | | 801.600 |
| Trazador de MT/ST | 8.225 | M5/00/Man. | 30.000 | 30.000 | 32.000 | 32.000 | 32.000 | 126.000 | 246.750 | 246.750 | | | | 246.750 |
| Explotación de redes (BSC, BSC 64C) | 845/01 | | 88 | 88 | 88 | 88 | 88 | 440 | 288.160 | 288.160 | | | | 288.160 |
| redes | | | | | | | | | | | | | | |
| Subtramos | | | | | | | | | | | | | | |
| CABLE 33/23,2 kv | 217.250 | M5/m | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 434.500 | 434.500 | | | | 434.500 |
| CABLES (trab. línea 33/23 kv) | 155.096 | M5/0/m | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 775.480 | 775.480 | | | | 775.480 |
| Aires | 120.697 | M5/m | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 100 | 1.206.980 | 1.206.980 | | | | 1.206.980 |
| ST | 24.945 | M5/ST | 92 | 92 | 92 | 92 | 92 | 460 | 2.287.080 | 2.287.080 | | | | 2.287.080 |
| LBT | 56.237 | M5/m | 80 | 80 | 85 | 85 | 70 | 400 | 2.251.960 | 2.251.960 | | | | 2.251.960 |
| Repósitos y Mejora | | | | | | | | | | | | | | |
| aportación y recibos | | | | | | | | | | | | | | |
| Consultoría SADA | 1.927/01 | | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 9.635.000 | 9.635.000 | | | | 9.635.000 |
| Repósitos (MT/ST, transformadores y cables) | 65 | M5/01/ST | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 75 | 326.250 | 326.250 | | | | 326.250 |
| Costos MT/ST (Transacción) | 125.860 | M5/01 | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 75 | 1.587.750 | 1.587.750 | | | | 1.587.750 |
| redes | | | | | | | | | | | | | | |
| LMT 33/23,2 kv (Consultoría) | 92.976 | M5/m | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 464.880 | 464.880 | | | | 464.880 |
| LMT 33/23,2 kv (Repósito + Reubicación) | 850 | M5/01/ST/ST | 900 | 900 | 900 | 900 | 500 | 2.600 | 2.070.000 | 2.070.000 | | | | 2.070.000 |
| LMT 33/23,2 kv (Repósito y Transform. A nuevos) | 7.835 | M5/01/ST/ST | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 600 | 470.100 | 470.100 | | | | 470.100 |
| CABLE 112 V | 217.250 | M5/m | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 434.500 | 434.500 | | | | 434.500 |
| Repósitos ST | 11.236 | M5/ST | 15 | 15 | 15 | 15 | 15 | 75 | 326.250 | 326.250 | | | | 326.250 |
| CABLES (trab. línea 33/23 kv) | 125.860 | M5/m | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 25 | 629.300 | 629.300 | | | | 629.300 |
| LBT (Consultoría) | 34.377 | M5/m | 120 | 120 | 120 | 120 | 120 | 600 | 1.060.620 | 1.060.620 | | | | 1.060.620 |
| LBT (Repósito + Alimentación) | 434 | M5/ST/ST/ST | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 3.000 | 15.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | | | | 1.800.000 |
| LBT (trab. para cableado de VPV) | 1.323 | M5/ST/ST/ST | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 500 | 661.500 | 661.500 | | | | 661.500 |

KOLIO
N° 3723



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Transformación:

Transformador MT/MT RTI Res. 645/20 Total 5, actual presentado 10 total, duplica en cantidad. Entendemos que es correcto y propio de quien opera el sistema. No se tiene en cuenta en los cálculos de potencia realizados ya que, salvo los casos de que brinden energía a emprendimiento bajo el régimen de extensión de redes en MT (inversiones no obligatorias), en su mayoría son para luego distribuir energía por distribución a través de las SETs MT/BT.

SETs MT/BT Res. 645/20 Total 300, promedio 60 por año. Actual presentado 460 total, promedio 92 por año. Según análisis efectuado serían necesarias 132 SETs por año (suponemos el 80% de los 166 calculados totales que son las obligatorias). Este valor representa el 70 % de la cantidad calculada, o el 55 % del total. No existe un ítem específico para repotenciación, si uno para reposición (en Res. 645/20 era hasta 63 kVA y en la propuesta se elimina la potencia). El total presentado por reposición es 25 por año no variando respecto a la RTI anterior salvo la especificación de potencia. Lo calculado por repotenciación (no reposición) es de 60 SETs al año. En cuanto a las cámaras (s/trafo hasta 630 kVA) la propuesta es de 5 por Exp. Ordinaria y 5 por Repos. y Mejora, en RTI anterior era de 4 y 5 respectivamente y lo calculado es de 9 cámaras nuevas y 3 repotenciaciones.

La dinámica del sistema de distribución debe cumplir al menos el crecimiento de la demanda en potencia para evitar un deterioro en la calidad de servicio. A simple vista pareciera que la propuesta en SETs y Cámaras supera lo estipulado en RES 645/20, pero discrepa en algunos de los cálculos efectuados.

Líneas:

LBT: El total calculado por año de acuerdo a las Sets nuevas es 53 km por año, totalizando 265 Km para expansión ordinaria. De acuerdo a Res. 645/20 era de 240 km y lo presentado por la Distribuidora es de 400 km.

LMT 33/13.2 kV: El total calculado es de 40 km por año, totalizando 200 km para expansión ordinaria. De acuerdo a Res. 645/20 era de 52 km y lo presentado por la Distribuidora es de 100 km.

Respecto a obras estructurales, vemos que respecto a la RTI anterior la propuesta es una disminución importante en km en nivel de 33 kV en subtransmisión (de 38 km a 15 km) y en subterráneo de 33 kV (de 26 km a 6 km). En cuanto a aéreo - LMT 13.2 kV un aumento de 18 km a 40 km.

En el rubro Repos. y Mejoras LBT conductores se observa un aumento de km de LBT (conductores) (de 335 km a 600 km) y cambios de Retenciones y Terminales A de madera en 33/13.2 kV (de 335 a 600).



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Se puede concluir que lo presentado por EDET SA en nivel de 33 kV en cuanto a obras estructurales es menor a la RTI anterior, aumentando el sistema en nivel 13.2 kV pero solo aéreo.

Entendemos que la Distribuidora presenta **un plan mínimo técnico** incorporando al mismo gran cantidad de equipos de variables eléctricas para Calidad de Servicio y equipos de maniobras. Esto es fundamental a los efectos del control de la calidad de servicio, minimizando tiempos de interrupciones y monitoreo de la red.

De acuerdo a lo expresado, se deben incorporar más SETs al sistema, repotenciaciones de SETs para mejorar calidad de servicio y debiera justificar la disminución en obras estructurales en nivel de 33 kV, suponemos esto último para atender el nivel de BT.

Si bien es la Distribuidora la que opera el sistema y sabe de sus necesidades operativas, debiera justificar cada ítem ya que se observa disminución en cuanto a cantidades en algunos subrubros como ya se dijo. También no menciona en su informe un plan de retiro de instalaciones cuando las mismas son repuestas (principalmente postación) y que comparten otros servicios públicos como alumbrado público, no extinguiendo la responsabilidad sobre estos.

Propuesta del ERSEPT

En función del análisis efectuado, y sin perjuicio de las observaciones técnicas formuladas respecto de la consistencia entre la propuesta presentada por la Distribuidora y los requerimientos derivados del crecimiento de la demanda y de los estándares de calidad de servicio exigidos, este Ente Regulador entiende que, en el actual contexto tarifario, y considerando el impacto que un eventual incremento de inversiones tendría sobre la tarifa final a los usuarios, resulta razonable, desde una perspectiva de equilibrio regulatorio, aceptar como nivel de **inversión mínima** obligatoria la propuesta presentada por la Distribuidora.

No obstante, se deja expresamente establecido que dicha aceptación no implica convalidar la suficiencia del plan en términos de cobertura de la demanda proyectada, debiendo la Distribuidora, en el marco de la ejecución del mismo, adoptar las medidas operativas y de gestión necesarias para garantizar el cumplimiento de los niveles de



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

calidad de servicio exigidos, así como fundamentar y justificar oportunamente cualquier desvío que pudiera verificarse.

Asimismo, el Ente Regulador mantendrá un seguimiento permanente y estricto de la evolución del sistema eléctrico durante el período tarifario, reservándose la facultad de requerir adecuaciones al Plan de Inversiones en caso de evidenciarse riesgos que pudieran afectar la calidad, seguridad o confiabilidad del servicio.

3. Propuesta de control

La Gerencia de Energía Eléctrica será la encargada de controlar la ejecución física de las obras y el cumplimiento de los valores físicos de los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI. El control económico de cumplimiento del plan será efectuado por la Gerencia de Asuntos Económicos con el objeto de mantener el equilibrio entre los recursos percibidos y las obligaciones establecidas en el marco de un proceso inflacionario.

3.1 Requerimientos mínimos de información

El listado de obras que componen los Planes Obligatorios de Inversión deberá ajustarse a los rubros/sub-rubros correspondientes a los ítems estipulados en la RTI indicando para cada obra el detalle económico según rubro/sub-rubro que compone el total de la misma. Dicho formato será establecido por el Ente Regulador.

Independientemente de las obligaciones establecidas en la presente reglamentación, dentro del último trimestre previo al inicio del plan deberá indicar cuáles serán las obras estructurales más significativas que se incluirán en el plan entrante, entendiéndose como significativas aquellas obras de gran envergadura y/o de gran impacto técnico y social. Las obras presentadas podrán ser objeto de revisión por el Ente Regulador a los efectos de su imputación dentro del POI, fundamentadas en las documentaciones de cada una según Anexo.

Cualquier eventual modificación de obras informadas al comienzo del Plan, reemplazos, bajas y/o altas deberá ser debidamente fundada, Las eventuales modificaciones a los planes aprobados en la RTI serán acordadas durante el año de ejecución a los fines de adecuarlo a real crecimiento de la demanda y a la evolución dinámica del sistema



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

eléctrico. Es decir, se podrán modificar las cantidades físicas de los distintos rubros manteniendo el flujo de inversiones comprometido.

En caso de producirse un desfasaje representativo igual o superior al 7% de la valorización del POI y la evolución del VAD determinado en la presente Resolución, medido conforme la metodología definida en el SUBANEXO MATRIZ COSTOS, el ERSEPT y la Distribuidora acordarán los ajustes que correspondan sobre las cantidades físicas comprometidas, con el objeto de restablecer el equilibrio en la evolución de ambos factores.

Cualquier pedido de extensión de los plazos previstos deberá ser debidamente fundado y aprobado por el Ente en caso de corresponder.

La documentación a remitir por parte de la Distribuidora se realizará en 4 etapas (certificados) trimestrales a saber:

- Certificado N°1 (enero-marzo): presentación 1ra. semana abril
- Certificado N°2 (abril-junio): presentación 1ra. semana julio
- Certificado N°3 (julio-septiembre): presentación 1ra. semana octubre
- Certificado N°4 (octubre-diciembre): presentación 1ra. semana diciembre

Cada certificado incluirá los Planos Proyecto, detalle económico, georeferenciación y avances físicos para cada una de ellas, entre otras obligaciones, según se describe en anexo.

En caso de demoras incurridas por causas de terceros, modificaciones y/o cambios de proyectos deben ser informados oportunamente al Ente Regulador antes de los plazos previstos de finalización en los Planes Obligatorios de Inversiones, remitiendo los correspondientes ajustes de todos los proyectos con las modificaciones en las correspondientes imputaciones físicas y económicas si las hubiere, respecto a los proyectos originales presentados. En aquellas obras que no sufrieron modificaciones respecto al proyecto original se adoptara como conforme a obra la documentación presentada. Asimismo, deberá presentar un plan de retiro de instalaciones para aquellas obras que por diversas causas el retiro de éstas no se pudo ejecutar.

En forma mensual, vía correo electrónico, deberá remitir un archivo que contenga una planilla indicando el porcentaje de avance físico de cada obra abierta.

Finalizado el Plan Obligatorio de Inversiones deberá presentar, tanto en formato papel como en soporte electrónico una planilla con el detalle de todas las obras que componen el POI donde conste las cantidades físicas de acuerdo al detalle de los ítems que componen cada uno de los rubros y subrubros detallados en la RTI.

El régimen de sanciones en todo concepto tanto por incumplimiento de plazos y/o por deber de información será el establecido en la Circular N° 13.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

ANEXO

Edet SA deberá coordinar con el Ente Regulador a fin de disponer de un sistema informático (app) y/o equipo de georeferenciación portátil (GPS) a fin de agilizar la ubicación de cada proyecto/obra presentada para su inspección.

Datos de la Obra

- 1- Código de la Obra
- 2- Ubicación de la obra: Localidad/Administración/ (Lat/Long)
- 3- Descripción General y Justificación de la Obra
- 4- Ítems que componen la obra POI según RTI con la subagregación que correspondiere con sus respectivos montos.
- 5- Monto total de la Obra y fecha a la cual se calcularon los mismos.
- 6- Información de beneficiarios tantos directos como indirectos (cantidad de clientes/usuarios, localidad, etc. que se benefician)

Datos Técnicos de la Obra

- 7- Memoria Técnica descriptiva
- 8- Plano Proyecto en papel y formato digital
- 9- Presupuesto y Cómputo de materiales (debe incluir mano de obra)



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

OBRAS DE TRANSPORTE EN ALTA TENSION

ERSEPT

Revisión Tarifaria Integral
Período 2025-2030



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Breve detalle de Obras de Transporte sugeridas de incorporar en la RTI de EDET, período 2025 – 2030.

En base al análisis y seguimiento de la operación del Sistema de Transporte eléctrico en la región NOA, de las inversiones realizadas a la fecha y de las propuestas de Planes de Inversión realizadas por EDET, se listan a continuación las obras de transporte, que a criterio de esta Gerencia, son necesarias de incluir entre las inversiones obligatorias en la nueva RTI de EDET, período 2025-2030. El listado sigue un orden de prioridad asignada para su ejecución, considerándose en todos los casos de importancia crítica su realización, para evitar restricciones al normal abastecimiento de la demanda en Tucumán:

- **Repotenciación de las EETT que abastecen el área metropolitana: Avellaneda, Manantial, Tucumán Oeste, Cevil Pozo.**

Fundamentación: Actualmente las EETT que abastecen el área metropolitana de Tucumán presentan altos niveles de saturación, lo que implica riesgo de abastecimiento a la demanda e imposibilidad de realizar transferencias de cargas en MT entre las mismas.

Detalle. Se plantea como prioritario repotenciar: -ET Avellaneda (actualmente 2 x 30 MVA, llevar a 2 x 60 MVA). -ET Manantial (incorporación de un TP de 60 MVA y nuevo centro de distribución en 13,2 kV). -ET Tucumán Oeste (actualmente 2 x 30 MVA, llevar a 2 x 60 MVA). -ET Cevil Pozo (reemplazo de un TP 30 MVA por otro de 60 MVA).

Financiación estipulada: Recursos provenientes de la sustitución parcial o total de la generación térmica provincial, conforme previsión del Art. 9 de la L8342.

- **ET Lules definitiva: repotenciación y normalización de campos 132 kV.**

Fundamentación: Reforzar el abastecimiento en las localidades Lules y San Pablo y zonas aledaña que registraron, y tienen proyectados altos niveles de crecimiento de la demanda. Normalizar la configuración en 132 kV de esta ET que actualmente es precaria.

Detalle. Incorporación de un nuevo TP 30 MVA y construcción de dos campos de línea 132 kV.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Financiación estipulada: Recursos provenientes de la sustitución parcial o total de la generación térmica provincial, conforme previsión del Art. 9 de la L8342.

- **ET Sarmiento II y vínculo subterráneo Tucumán Norte – Sarmiento II.**

Fundamentación: Incrementar la capacidad de abastecimiento hacia la zona centro de la capital.

Detalle. Nuevo CAS 132 kV Tucumán Norte – Sarmiento II, 3,26 km de longitud, conductores de aluminio, 1200 mm² de sección. ET de 1 x 60/30/30 MVA, 132/13,2/13,2 kV.

Financiación: Esta obra fue incluida en el Plan de Inversiones Obligatorias de EDET, RTI período 2016-2020. Fue recientemente iniciada y se encuentra pendiente su finalización.

- **Repotenciación de LAT DT 132 kV El Bracho – Independencia.**

Fundamentación: Obra crítica de abastecimiento al centro y sur de Tucumán. Evitaría en lo inmediato restricciones y riesgos de colapsos. Su concreción se requiere por dilaciones en la realización de la DT El Bracho – Villa Quinteros y por incertezas sobre la generación disponible en CT Independencia.

Detalle. Reemplazo de los conductores actuales de la LAT DT por otros de tecnología HTLS (obra similar a la realizada sobre LAT DT El Bracho – Cevil Pozo). Incluye la subterranización de un tramo en cercanía de la ET Independencia, por invasiones a la servidumbre de la traza.

Financiación: Recursos provenientes de la sustitución parcial o total de la generación térmica provincial, conforme previsión del Art. 9 de la L8342.

Financiación alternativa: Creación de un cargo específico en la tarifa a usuarios finales, conforme la previsión del Art. 6 de la L8342.

- **Reemplazo de cables OF Tucumán Norte – Sarmiento, Sarmiento – Estática Sur, Estática Sur – Independencia por otros de aislación seca.**

Fundamentación: Mejoras necesarias debido a la obsolescencia de los actuales cables de tecnología *Oil Filled* que vinculan el área centro de Tucumán.

Detalle. Instalación de nuevos CAS 132 kV, conductores de aluminio, 1200 mm² de sección y retiro de los existentes.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán

Financiación prevista: Creación de un cargo específico en la tarifa a usuarios finales, conforme la previsión del Art. 6 de la L8342. Nota: De acuerdo a información recibida por EDET, la obra de reemplazo del cable OF entre EETT Estática y Sarmiento sería incluida en la próxima RTI de TRANSNOA SA.

Se listan a continuación obras de transporte que son de importancia estratégica, pero cuyo monto requiere la aprobación y su inclusión en planes federales de transporte.

- **ET Yerba Buena Norte, LAT DT Manantial – Yerba Buena Norte y LAT Tucumán Oeste – Yerba Buena Norte.**

Fundamentación: Obra estratégica para el abastecimiento de Yerba Buena y zonas aledañas.

- **LAT DT 132 kV El Bracho – Villa Quinteros y ET Leales.**

Obra estratégica para Tucumán. Su financiación ya está comprometida.

- **ET El Espinillo 500 kV.**

Obra estratégica para el abastecimiento desde el norte a Tucumán y evitar saturación de vínculos desde ET El Bracho.

- **ET Parque Norte y LAT 132 kV El Espinillo – Parque Norte.**
- **LAT 132 kV El Espinillo – Los Nogales.**

Obras complementarias de la ET El Espinillo 500 kV.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

RÉGIMEN DE EXTENSIÓN DE REDES

ERSEPT

Revisión Tarifaria Integral
Período 2025-2030

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

RTI EDET SA 2025-2030

RÉGIMEN DE EXTENSIÓN DE REDES

En función de lo dispuesto en el Anexo 5 del Contrato de Concesión y sus posteriores reglamentaciones y modificatorias, Art. 10 del Acta de Renegociación Integral, Resolución ERSEPT N°139/2013, Resolución ERSEPT N°790/2016, Resolución ERSEPT N°612/2017, Resolución ERSEPT N°83/2020 y Resolución ERSEPT N°645/2020, y con el fin de integrar el Régimen de Extensión de Redes para una interpretación clara, se propone un único texto que ordene las mencionadas normativas y complemente aquellas situaciones que no han sido alcanzadas y contempladas. Asimismo, la Ley Provincial N° 5.380 y sus reglamentaciones mantienen plena vigencia.

A tal efecto, se propone:

1. Conceptos Generales

Este Régimen será de aplicación para todos los pedidos de suministro o de sus ampliaciones para clientes abastecidos por el Servicio Público prestado por la Distribuidora en el ámbito de la Concesión y desde la Fecha de vigencia de la Revisión Tarifaria de la cual forma parte.

Es objeto del presente régimen establecer procedimientos uniformes para la extensión de redes para todo el ámbito de aplicación, abarcando tanto las instalaciones correspondientes a suministros comunes (localización y tamaño normales, etc.) que se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y son solventadas generalizadamente por las previsiones normales de la tarifa eléctrica, como también, aquellas obras no ordinarias, por corresponder a suministros con características singulares tales como localización alejada del área de prestación, gran dimensión de su abastecimiento o breve duración temporal de la prestación, etc.

Una clasificación de los suministros apta para este Régimen de Extensión de Redes, teniendo en cuenta las características precedentemente indicadas, se establece en el punto que sigue.

Cabe aclarar que la presente normativa abarca las instalaciones y obras de abastecimiento y conexión requeridas exclusivamente para satisfacer un pedido concreto de suministro y, de ninguna manera, tienen alcance sobre obras e instalaciones definidas



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

por planes globales de equipamiento e inversiones, destinados al cubrimiento global de la demanda futura, el mantenimiento de las normas de calidad y/o la expansión territorial o estratégica del servicio, etc.

A los fines de la efectiva aplicación del régimen de extensión de redes se ratifica el privilegio de exclusividad otorgado al CONCESIONARIO a los efectos de prestar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la Provincia.

El Régimen de Extensión de Redes contenido en el Anexo 5 del Volumen II del Contrato de Concesión, el artículo N° 10 del Acta de Renegociación Integral (ARI), el Anexo X de la Resolución ERSEPT N° 139/2013, el Anexo XI de la Resolución ERSEPT N° 790/2016, la Resolución ERSEPT N° 612/2017 y la Resolución ERSEPT N° 83/2020 mantienen su vigencia en un todo de acuerdo a lo establecido en el presente texto ordenado.

1.1. Glosario.

El presente constituye un texto integrador y que tiene por objeto, entre otros ordenar, sistematizar y actualizar la normativa vigente en materia de Extensión de Redes, facilitará la interpretación de los términos, el glosario de términos (el "Glosario") que a continuación se desarrolla. Es entendido que los términos comprenden tanto el singular como el plural. En tal sentido:

AUTORIDAD REGULATORIA o ENTE REGULADOR: Indistintamente será el Ente Único de control y regulación de los servicios públicos de Tucumán (ERSEPT).

ÁREA SERVIDA: Es el área comprendida por todos los puntos de la provincia que distan 500 (quinientos) metros o menos desde cualquier punto de la red de distribución existente, medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida. Este límite será actualizado anualmente.

CRECIMIENTO VEGETATIVO: Se entiende por tal la expansión natural y progresiva de la red de distribución eléctrica, sobre vías públicas ya existentes debidamente constituidas, destinada a satisfacer las necesidades de nuevos usuarios o el aumento de la potencia requerida por usuarios existentes, en zonas dentro del ÁREA SERVIDA. Este crecimiento es consecuencia de la densificación poblacional y el desarrollo económico espontáneo en zonas previamente electrificadas, y no comprende los proyectos de expansión masiva derivados de LOTEOS o DESARROLLOS INMOBILIARIOS.



ERSEPT



**GOBIERNO DE
TUCUMÁN**



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

SIMPLES FRACCIONAMIENTOS: Son las particiones o parcelas mínimas de terreno aptas para ser utilizadas, al menos como unidad económica agraria para la explotación comercial y/o de viviendas. Resulta aplicables, todas las leyes y normativas que rigen al respecto.

SOLICITUD DE SUMINISTRO O SOLICITUD DE AMPLIACIÓN: Indistintamente será el acto jurídico por el cual un USUARIO formaliza a través del medio y/o mecanismo formalmente autorizado el requerimiento para recibir o ampliar la percepción para sí del SERVICIO PÚBLICO, sujeto al previo cumplimiento de todos los requisitos técnicos, legales, operativos, permisos y/o autorizaciones y comerciales debidamente acreditados.

DESARROLLADOR: En los supuestos establecidos en los puntos 2.2.3.2, 2.2.3.3, 2.2.3.5 (*nuevo condiciones particulares para parques industriales*) y concordantes, para los casos de clubes de campo, barrios cerrados, desarrollos urbanos, loteos, nuevos emprendimientos inmobiliarios en prehorizontalidad y *parques industriales*, serán de aplicación entre otras las previsiones de los Títulos V, VI y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación. En tal sentido, se entiende por Desarrollador al sujeto de derecho, persona humana o jurídica que asume la responsabilidad por la construcción y puesta en funciones del desarrollo inmobiliario, pudiendo ser a mero título enunciativo y no taxativo una sociedad de las previstas en la ley general de sociedades, una sociedad anónima simplificada, un fideicomiso en cualesquiera de sus modalidades, siendo en tal caso el fiduciario a estos fines el Desarrollador. En definitiva, el Desarrollador será quien gestione los permisos de construcción, las habilitaciones urbanas, las autorizaciones ambientales y quien, de corresponder asumirá el eventual recupero de las inversiones conforme el SUMINISTRO del SERVICIO PÚBLICO requerido. En cualquier caso, podrá o no coincidir como sujeto de derecho con quien asuma la comercialización de ese desarrollo inmobiliario.

LOTEOS: Se entiende por Loteo a toda subdivisión de un terreno, con el fin de generar un nuevo desarrollo urbano o rural, incluye, a modo enunciativo, clubes de campo, barrios cerrados, countries, urbanizaciones privadas y subdivisiones de predios. Para ser considerado LOTEOS REGULARES, la subdivisión debe ajustarse de manera integral a la Ley Provincial N° 5.380, su reglamentación, y a toda la normativa urbanística, ambiental, de ordenamiento territorial y de servicios públicos vigente, como ser esta Res. ERSEPT, lo que implica necesariamente la aprobación del plano por el municipio y la autoridad de

A

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

aplicación provincial, la habilitación de la infraestructura de servicios y la cesión de los espacios de uso público, etc.

LOTEOS IRREGULARES: Se considera Loteo Irregular a todo aquel LOTEOS que no cumpla total o parcialmente con los requisitos establecidos para ser catalogado como LOTEOS REGULAR. La irregularidad puede derivar de la falta de aprobación de los planos, la carencia de infraestructura urbana (vial, eléctrica, etc.), el incumplimiento de las normas de subdivisión del suelo o la falta de cesión de espacios públicos.

2. Clasificación de Solicitudes de Suministros o Pedidos de Ampliación de carácter permanente para aplicación del Régimen de Extensión de Redes.

Las solicitudes de carácter permanente son aquellas solicitudes de nuevos suministros o ampliaciones de suministros existentes que por su naturaleza suponen una prestación del servicio ilimitada en el tiempo y la permanencia de las instalaciones, las que deben respetar, en todos los casos, los típicos constructivos vigentes.

Se desarrolla a continuación la clasificación indicada en el título, discriminando los suministros comunes de las distintas clases de suministros extraordinarios. Tanto unos como otros tienen carácter obligatorio, pero, respecto a los últimos, su obligatoriedad está sujeta a ciertas condiciones que previamente deben cumplimentarse y se detallan en el presente texto ordenado.

La clasificación es la siguiente:

- Solicitudes de Suministros o pedidos de Ampliación de Potencia dentro del Área Servida. Estos pueden ser Comunes o Extraordinarios.
- Solicitudes de Suministros fuera del Área Servida. Estos son de carácter Extraordinarios.

Se define como Área Servida, al área cuyo límite perimetral dista 500 (quinientos) metros o menos desde cualquier punto de la red de distribución existente, medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida.

2.1. Solicitudes de Suministros o Ampliaciones Comunes.

Son los suministros o ampliaciones de potencia normales, que no tienen características extraordinarias, su ubicación está localizada dentro del Área Servida, sus dimensiones y costos no superan los límites que se establecen en este Régimen,



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

no presentan características singulares que justifiquen un tratamiento de excepción. Se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y su costo es cubierto habitualmente por los recursos normales previstos en la tarifa eléctrica.

Abarcan la casi totalidad de los suministros o ampliaciones, salvo los específicamente incluidos en las categorías de extraordinarios, que se detallan en el punto siguiente. Entre sus características más significativas, cabe señalar que deben estar comprendidos dentro del área servida.

Las obras necesarias para satisfacer estos suministros no deben exceder determinados límites de potencia o de costos de obra; deben ser suministros permanentes, no temporarios.

Las obras correspondientes a estos suministros se consideran estrictamente obligatorias y no pueden ser negadas bajo ningún concepto, comprendiendo las instalaciones de media y baja tensión, localizadas dentro del área servida y que cumplan con las siguientes características:

- Suministros de hasta 10 kW
- Suministros mayores a 10 kW y menores a 50 kW que no requieran una inversión superior al límite definido en el punto 5.1.

Sin perjuicio de ello, el cliente al firmar la solicitud de suministro, deberá contraer el compromiso de hacerse cargo de los gastos en que haya incurrido la Distribuidora, si dentro del plazo que se fije a partir de la terminación de la obra, nunca superior a un año, no hiciese uso de la misma o desistiera de la conexión, de acuerdo al texto del Anexo "A" del presente documento. **Este requisito rige, sin excepción, para todos los tipos de solicitudes comprendidas en el presente Régimen.**

2.2. Solicitudes de Suministros o Ampliaciones de carácter extraordinario.

Están comprendidos en esta categoría las siguientes clases de suministros:

2.2.1. Solicitudes de Suministros fuera del Área actualmente Servida.

Comprenden aquellas Solicitudes de Suministros cuyos puntos de conexión se encuentran fuera del Área Servida definida anteriormente.

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Las Solicitudes de Suministros que se encuentren a más de 500 m de las instalaciones existentes medidos siguiendo trayectos sobre vía pública exclusivamente o con servidumbre debidamente constituida y que no cuenten con soluciones técnico-económicas convenientes, para su evaluación como potenciales clientes del Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), deberán ser presentadas por el solicitante ante la Unidad Ejecutora Provincial y/o las instituciones competentes en la materia.

Las solicitudes de factibilidad de esta categoría se analizarán como casos particulares, determinándose:

- i) las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes realizados por los solicitantes, y los reintegros se evaluarán de acuerdo al análisis de rentabilidad correspondiente conforme lo establecido en el presente Régimen.
- ii) posibles aportes no reintegrables asociados a las ampliaciones del sistema de Transporte cuando la Potencia Solicitada supere los 1.000 kW.

Estos suministros podrán ser considerados dentro de los planes de expansión territorial previstos por la Concesionaria o inducidos por el ERSEPT, Dirección de Energía (u organismo que lo reemplace en materia eléctrica) o Autoridades Provinciales competentes. Si se presenta una solicitud individual o grupal, fuera de estos planes se efectuará el análisis de Rentabilidad establecido en el punto 6.1.

2.2.2. Solicitudes de Suministros o Ampliaciones que requieren una Capacidad y/o Inversión Extraordinaria.

Son aquellas Solicitudes de Suministros o Ampliaciones de los existentes que tienen un tamaño y/o requieren una inversión extraordinaria, cualquiera sea su lugar de localización, motivada fundamentalmente por la gran dimensión del abastecimiento y/o la magnitud de las inversiones necesarias para satisfacer el mismo según la potencia requerida.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

En los casos de Solicitudes de Suministros o Ampliaciones calificadas como Extraordinarias de acuerdo a lo establecido a continuación, la Distribuidora podrá requerir del solicitante una contribución de hasta el monto total de las inversiones necesarias para brindar el suministro, las que serán reintegradas al cliente de acuerdo al análisis de rentabilidad calculado conforme lo establecido en el punto 6.1. El reintegro, en caso de corresponder, se iniciará a partir del mes siguiente al de la habilitación comercial del servicio que diera origen a la factibilidad, de acuerdo a lo establecido en el punto 6.5 Mecanismos de Reintegros.

A efectos de permitir un mayor control respecto de la expansión del sistema eléctrico de distribución, la Distribuidora deberá enviar en forma bimestral, *en formato a convenir*, a la Autoridad Regulatoria la información relevante referida a *todas las nuevas* factibilidades *otorgadas y puestas en servicio*.

En caso de solicitudes de suministros iguales o superiores a 1 MW, la Distribuidora deberá informar a la Dirección de Energía (u organismo que lo reemplace) el pedido realizado para que ésta evalúe, en el plazo de 15 días hábiles, el impacto sobre la capacidad y restricciones en el sistema de transporte.

Adicionalmente y en forma semestral la Distribuidora deberá remitir o poner a disposición de la Autoridad Regulatoria una base de datos en formato a convenir de todas las solicitudes y factibilidades independientemente de la potencia requerida cuyas obras fueron ejecutadas y transferidas a EDET SA a título gratuito, como por ejemplo infraestructura interna de barrios privados, obras realizadas en base a solicitudes de organismos tales como IPV y DU, DAU, etc.

Para aquellos clientes con solicitudes o ampliaciones mayores de 50 kW, además de contraer el compromiso conforme lo indicado en el punto 2.1 y el Anexo "A", deberán contraer el compromiso de abonar durante doce meses una "capacidad de suministro" igual a la potencia que han solicitado y en base a la cual se dimensionarán las obras necesarias. En caso de que se solicitaren potencias escalonadas en el tiempo, el compromiso respectivo deberá abarcar cada una de las potencias solicitadas por el término de un (1) año. Cualquier cambio de la potencia contratada implicará un compromiso de pago por un año de la nueva



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

potencia, a partir de la fecha del cambio. Se utilizará a estos fines el texto del Anexo "B", del presente documento.

Este tipo de solicitudes se clasificarán a su vez en las siguientes subcategorías, estableciéndose los correspondientes requisitos para cada una:

- Las solicitudes de suministros mayores a 10 kW y menores de 50 kW que requieran una inversión superior al límite definido en el punto 5.1: Las solicitudes de factibilidad se analizarán como casos particulares, determinándose las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes parciales realizados por los solicitantes de carácter no reintegrable, calculados conforme la siguiente expresión:

$$ADNR = Inversión\ necesaria - Inversión\ base$$

Dónde:

ADNR es el Aporte Distribución No Reintegrable en \$
Inversión necesaria es el valor de las obras necesarias en \$
Inversión base es el valor aportado por la Distribuidora determinado conforme el punto 5.1 en \$

- Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 50 kW y menores a 300 kW (grandes demandas hasta 300 kW): Los clientes realizarán aportes reintegrables para la ejecución de las obras necesarias, cuyos montos se determinarán en función de la potencia solicitada y mediante cargos que guarden relación con los costos medios de expansión del sistema eléctrico asociado a este rango de demanda, distinguiéndose valores para el sistema aéreo y subterráneo, conforme la siguiente expresión:

$$ADR = PS \times CD$$

Dónde:

ADR es el Aporte Distribución Reintegrable en \$
PS es la Potencia solicitada o Potencia de Suministro en kW
CD es el Cargo de Distribución en \$/kW. Diferenciándose el mismo según se trate de instalaciones aéreas o subterráneas.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Los valores del cargo de distribución serán actualizados trimestralmente utilizando para determinar los nuevos valores la evolución de la Matriz de Costos.

Los aportes para esta subcategoría serán reintegrados en un 100% conforme la mecánica establecida en el punto 6.5 Mecanismos de Reintegros.

Se incluirán en esta categoría las solicitudes de factibilidad de desarrollos urbanísticos tales como loteos y barrios cerrados de potencia menor a 500 kW, debiendo ser la infraestructura interna ejecutada a cargo del Desarrollador.

- Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 300 kW y menores a 1.000 kW: Las solicitudes de factibilidad se analizarán como casos particulares, determinándose las obras necesarias, las que serán ejecutadas mediante aportes realizados por los solicitantes. Los reintegros se evaluarán de acuerdo al análisis de rentabilidad correspondiente conforme lo establecido en el marco regulatorio vigente.

La Distribuidora deberá mantener informado a la Autoridad Regulatoria respecto de todas las solicitudes de estas características. En caso de discrepancias, el Ente Regulador determinará la solución a implementar.

- Solicitudes o Ampliaciones iguales o mayores a 1.000 kW: Las solicitudes de factibilidad se analizarán conforme lo estipulado en el apartado anterior, pudiéndose eventualmente determinar, un aporte no reintegrable asociado a las ampliaciones del sistema de Transporte.

La Distribuidora deberá mantener informado al Ente Regulador respecto de todas las solicitudes de estas características. En caso de discrepancias, el Ente Regulador determinará la solución a implementar.

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Todas las solicitudes de aumento de potencia cuyas demandas inicial y final se encuentren dentro de la misma subcategoría se analizarán considerando la potencia incremental, mientras que en aquellos casos que impliquen un cambio de subcategoría, se considerará la potencia total según la metodología de la subcategoría aplicable a la misma.

2.2.2.1. Procedimiento para el Análisis de Solicitudes de Aumento de Potencias.

• **Evaluación dentro de la misma subcategoría**

Cuando la potencia habilitada del suministro y la potencia final solicitada se encuentren comprendidas dentro de la misma subcategoría tarifaria, la evaluación técnica, económica y regulatoria de la solicitud se realizará únicamente sobre la potencia incremental, entendida como la diferencia entre la potencia nueva requerida y la potencia actualmente habilitada.

En estos casos, cuando el suministro existente registre una potencia igual o superior a 50 kW, el solicitante deberá efectuar el aporte reembolsable que corresponda exclusivamente sobre la potencia incremental, conforme a los criterios de inversiones extraordinarias, aportes y reintegros establecidos para dicha subcategoría.

• **Evaluación con cambio de subcategoría**

Cuando la potencia final solicitada determine el pasaje a una subcategoría tarifaria superior, el análisis técnico-económico de la solicitud deberá efectuarse sobre la potencia total final del suministro.

En estos supuestos, las inversiones requeridas, los criterios de valorización, los límites para determinar inversiones extraordinarias, los aportes a cargo del solicitante y los mecanismos de reintegro aplicables se definirán conforme a la metodología completa prevista para la nueva subcategoría tarifaria en la que se encuadre la potencia final del suministro.

A

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

2.2.3. Desarrollos Urbanísticos

2.2.3.1. Solicitudes de Suministro de grupos de viviendas modestas ya habilitadas habitacionalmente.

Constituyen asentamientos precarios de población de recursos modestos, que carece de abastecimiento eléctrico o que lo realiza a través de conexiones clandestinas, instalados sobre terrenos fiscales, normalmente sin Regularización Dominial o Catastral.

Los solicitantes deberán presentarse en la Fiscalía de Estado o el Organismo de Regularización Dominial que corresponda, para iniciar hasta su finalización la Regularización Dominial, con carácter previo a todo trámite.

Dado el bajo nivel de ingresos existente en estos asentamientos precarios, se considera que una política orientada hacia ellos debe considerar la posibilidad de acuerdos básicos entre las partes, las autoridades gubernamentales, regulatorias y comunitarias. Estos convenios deberán comprometer, a nivel de los participantes, planes progresivos respecto a niveles tarifarios, equipamientos de provisión y medición eléctrica, erradicación del fraude y conexiones clandestinas y mejoramiento de las condiciones de seguridad eléctrica.

Deberá contemplarse el apoyo mediante financiaciones nacionales y provinciales disponibles para obras y subsidios tarifarios.

Podrán considerarse, a los efectos de cuantificar el esfuerzo de los participantes, los beneficios de la Distribuidora por la regularización progresiva del fraude y las conexiones clandestinas. Podrá contemplarse y valorarse mano de obra y/o materiales del vecindario, debiendo cumplir estos con los requisitos exigidos en los diseños constructivos vigentes.

También para estos casos puede evaluarse la posibilidad de analizarlos como Loteos sin Infraestructura, previa

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Regularización Dominial y catastral, adecuando la normativa para estos casos.

2.2.3.2. Solicitudes de Suministros para Urbanizaciones, Loteos, Barrios Privados y Clubes de Campo.

Las solicitudes de factibilidad para Urbanizaciones, Barrios IPV, Barrios Privados, Clubes de Campo y Loteos con su situación Dominial y Catastral legalmente en orden y debidamente acreditada, tienen un carácter extraordinario y cumpliendo con las exigencias establecidas en el marco legal vigente que regula esta materia, se establece que las obras de infraestructura eléctrica interna de dichas urbanizaciones, barrios, clubes de campo o loteos deben ser realizadas por la firma inmobiliaria, inversor u organismo público que desarrolla el emprendimiento habitacional, con independencia de su ubicación, incluyendo la red de media y baja tensión, las subestaciones transformadoras y otras instalaciones complementarias que pudieran resultar necesarias para brindar el suministro a las nuevas viviendas.

Es el Desarrollador quien será exclusivo responsable de acreditar, conforme las normas vigentes de carácter provincial, la correcta situación Dominial y Catastral, debidamente autorizada y conforme a derecho y a las pautas de catastro, mensura, ambiente y urbanismo.

Si la red interna presenta condiciones técnicas y de normalización aceptables, la Distribuidora la incorporará a su patrimonio, sin cargo, considerando que la inversión debe ser realizada por la firma, a los efectos de valorizar su propiedad. En caso contrario, la Distribuidora no incorporará la red a su patrimonio. En ambos casos, la Concesionaria no cuantificará la inversión en la red en la evaluación, considerándose el suministro en punto de entrega a la urbanización o loteo o directamente a usuarios finales, según corresponda.

Ante el pedido de factibilidad, cuya potencia no podrá ser inferior a la determinada mediante la mecánica establecida en



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

el punto 4, la Distribuidora establecerá el punto de conexión, el cual se ubicará sobre la periferia del emprendimiento y a partir del cual el urbanizador deberá elaborar el proyecto de infraestructura eléctrica interna cumpliendo con las especificaciones técnicas contenidas en los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora, el que deberá ser presentado a la Concesionaria para su visado y aprobación.

En el caso de urbanizaciones o loteos de carácter privado las obras de alimentación (Obras de Nexos), es decir la extensión o ampliación de la red de distribución hasta el punto de conexión y/o mejora de las instalaciones preexistentes serán ejecutadas por la Distribuidora y se analizarán e implementarán de acuerdo a los requisitos establecidos en los puntos 2.1, 2.2.1, 2.2.2 y 6, según corresponda.

Para Obras de Infraestructura, rige que toda instalación de distribución a ejecutarse en la vía pública deberá contar con el proyecto autorizado por la Distribuidora.

En el caso de un conjunto de emprendimientos urbanísticos desarrollados en una misma zona de influencia del sistema de distribución eléctrica y cuyas fechas de habilitación fueran razonablemente concomitantes, las solicitudes de factibilidad correspondientes podrán ser analizadas grupalmente a efectos de eficientizar las inversiones necesarias para atender la demanda conjunta, determinándose, asimismo, los aportes correspondientes a cada emprendimiento.

2.2.3.3. Consideraciones particulares para Edificios

En caso de requerirse suministro eléctrico para un edificio en altura, sujeto al régimen de Propiedad Horizontal (Arts. 2037 y ccs del Código Civil y Comercial de la Nación) destinado predominantemente a viviendas residenciales dentro del área servida, de potencia menor a 100 kW, el Desarrollador, debidamente habilitado, opcionalmente, podrá requerir a costo de la Distribuidora toda la infraestructura eléctrica asociada a la factibilidad otorgada siempre que ceda ante la solicitud de la

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Distribuidora, en forma y gratuitamente, el espacio físico – ajustado al requerimiento del servicio y de las normas técnicas vigentes- a los efectos de constituir la servidumbre de electroducto y paso correspondiente.

Las solicitudes de factibilidad para edificios en altura sujetos al régimen de propiedad horizontal de potencias iguales o superiores a 100 kW, obliga al Desarrollador ante el requerimiento de la Distribuidora a ceder a título gratuito un espacio de dimensiones adecuadas a efectos de construir una cámara transformadora conforme los diseños constructivos vigentes. El Desarrollador, debidamente acreditado, deberá constituir la respectiva servidumbre de electroducto y paso previo al inicio de las obras de montaje electromecánico de la cámara.

La inversión necesaria a cargo del Desarrollador contempla la obra civil de la cámara transformadora conforme las especificaciones técnicas vigentes. El equipamiento electromecánico de la cámara estará a cargo de la Distribuidora.

En caso de que el Desarrollador no pudiera ceder el espacio para la construcción de una cámara transformadora, y a efectos de atender las obras adicionales y complementarias derivadas de esta situación, la Distribuidora requerirá al solicitante un aporte no reembolsable equivalente a 100 kW x Cargo de Distribución (actualizable) para una instalación subterránea.

Adicionalmente podrá requerir al Desarrollador un aporte reembolsable adicional al calculado conforme el punto 2.2.2 (Grandes demandas) de hasta el 50% de este último. Aporte Reembolsable Adicional a Requerir = Potencia del Suministro x Cargo de Distribución x 0,5.

El reintegro para todos estos casos se realizará de acuerdo a lo estipulado en el punto **6.5 Mecanismos de Reintegros**.

A 1



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

2.2.3.4. Consideraciones particulares para Parques Industriales y Polos de Desarrollo Productivo y Emprendimientos Afines.

A los efectos de promover el desarrollo económico e industrial de la provincia, se establece un régimen particular para los Parques Industriales, Polos de Desarrollo Productivo y demás emprendimientos destinados para el alquiler en un único padrón de diferentes actividades económicas y comerciales como ser almacenamientos mercaderías y/o producción de bienes y servicios, todos debidamente reconocidos por la autoridad provincial competente, de hasta 500 kW de potencia final.

a) El DESARROLLADOR será responsable de la ejecución de la totalidad de la infraestructura eléctrica interna, incluyendo las redes de Media y Baja Tensión, Estaciones Transformadoras y cualquier obra complementaria necesaria para el funcionamiento, ajustándose estrictamente a los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora.

La infraestructura será transferida a título gratuito a la Distribuidora una vez concluida, presentados los protocolos y certificaciones técnicas correspondientes, y aprobada su recepción por la Distribuidora. La Distribuidora podrá rechazar total o parcialmente la recepción en caso de incumplimientos técnicos, constructivos o de seguridad.

b) El DESARROLLADOR deberá solicitar la factibilidad eléctrica para una "Potencia de Diseño" global del emprendimiento, definida en base a un estudio de demanda prospectivo que considere la tipología industrial prevista y a los fines para los cuales se proyecte destinar el emprendimiento, y que será aprobado por la Distribuidora. La Distribuidora establecerá un único punto de conexión, en la periferia del emprendimiento, para las obras de infraestructura interna con las redes de distribución.

El Desarrollador acordará con la Distribuidora las dimensiones y ubicación del tablero con las respectivas mediciones.

Cada Locatario que integre el Parque Industrial, Polo de Desarrollo o Emprendimiento deberá efectuar el pedido de suministro con la potencia previamente acordada con el Desarrollador para no superar la potencia final de la factibilidad.

Toda ampliación que supere la Potencia de Diseño global del parque, polo o emprendimiento o que requiera reforzar la infraestructura eléctrica interna existente, será responsabilidad



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

exclusiva del DESARROLLADOR y requerirá nueva factibilidad, aplicándose íntegramente las disposiciones del presente Régimen. La distribuidora sólo autorizará nuevas potencias cuando la infraestructura interna y externa se adecue a los requerimientos técnicos. Las relaciones y acuerdos económicos entre desarrollador y locatario no involucrarán a la Distribuidora ni al ENTE REGULADOR.

c) Las obras de extensión de la red troncal de la Distribuidora hasta el punto de conexión del parque (Obras de Nexo de Conexión) serán tratadas como una Solicitud Extraordinaria conforme a lo establecido en los puntos 2.2.2 y 2.2.3., incluyendo los análisis técnicos y económicos correspondientes.

El reintegro para todos estos casos se realizará de acuerdo a lo estipulado en el punto **6.5 Mecanismos de Reintegros**.

2.3. Consideraciones particulares para otros Servicios Públicos

Los suministros para Servicios Públicos (alumbrado público, pozos de agua, plantas de bombeo o tratamiento) deberán tener, en todos los casos, un punto de suministro exclusivo y su solicitud deberá ser tratada en forma individual.

Todas las mediciones asociadas a nuevos suministros de los servicios públicos, a excepción del Alumbrado Público, deberán contar con medidor inteligente exclusivo y sistema de tele supervisión. El Ente Regulador determinará los costos que asumirán el solicitante del servicio público y el esquema de financiamiento.

2.4. Solicitudes de Obras de Electrificación en zonas alejadas.

Se trata de Obras conducentes al abastecimiento eléctrico de zonas alejadas, en múltiples aspectos tales como: Uso doméstico, procesos agropecuarios, riego por bombeo, etc.

Se considera que algunas de las Obras de Electrificación en zonas alejadas deberían formar parte del programa general de obras de la Distribuidora (Plan Obligatorio de Obras), posibilitando la definición de prioridades, la asignación adecuada de los fondos disponibles, la consideración de políticas inducida por las



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

autoridades provinciales y posibles aportes nacionales y/o provinciales para las mismas.

Si la solicitud es puntual o grupal, de uno o más potenciales clientes, se harán los análisis de rentabilidad y la determinación de los niveles de Inversión y Financiamiento Compensatorios. Sobre la base de dichos niveles, la financiación por cada posible participante (Clientes, Concesionaria, Autoridades) y la eventual asignación de obras (Distribuidora, obras troncales; Clientes, derivaciones), se podrán establecer acuerdos para la realización de los emprendimientos.

3. Otorgamiento de Factibilidades. Requisito Previo Excluyente.

A los fines de la normalización de la evolución de las obras y servicios vinculados a nuevos suministros o ampliaciones de los existentes, los Solicitantes de emprendimientos industriales, comerciales y de desarrollos urbanísticos, deberán acompañar la Solicitud de Suministro o factibilidad de energía eléctrica con la factibilidad otorgada por el ERSEPT de los servicios de agua potable, desagües cloacales y/o tratamiento de efluentes (agua y saneamiento) según corresponda, así como los informes y aprobaciones de dominio, catastrales y de aprobación inmobiliaria y urbana, en caso de considerarse necesario.

EDET S.A. podrá dar curso al pedido de suministro eléctrico de emprendimientos industriales, comerciales y de desarrollos urbanísticos una vez vencido el plazo de 30 días, desde que el Prestador de agua potable y cloacas haya recepcionado por Mesa de Entradas el pedido de factibilidad conforme los requisitos exigidos por la Resolución ERSEPT N° 478/2002 y/o la que en el futuro la sustituya.

Se exceptúa de acompañar la solicitud de suministro de energía eléctrica con el Certificado de Factibilidad de Agua Potable y Saneamiento emitida por el ERSEPT a:

- Las solicitudes de suministro de energía eléctrica menores a 50 kW.
- Las solicitudes de suministro de energía eléctrica iguales o mayores de 50 kW y que no impliquen una variación en su sistema sanitario existente.
- Los emprendimientos con Certificado de Factibilidad vencidos pero que tengan Acta de Inicio de Obras emitida por el ERSEPT. En estos casos al estar las obras de infraestructura ejecutándose, los Certificados de Factibilidad se consideran vigentes.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Estas excepciones no serán aplicables a las solicitudes de Factibilidades de suministro para Pozos para la provisión de agua potable, riego o industria, estaciones de bombeo cloacal y emprendimientos urbanísticos (loteos, barrios cerrados, country, clubes de campo, edificios afectados al régimen de propiedad horizontal de cinco o más unidades habitacionales).

Para los casos de Pozos de usos especiales que no correspondan para consumo humano, las solicitudes de suministro de energía eléctrica deberán acompañarse con la Resolución de Autorización de Perforación de los mismos, emanada de la Dirección de Recursos Hídricos. En estos casos EDET SA deberá informar de dichas solicitudes al ERSEPT mensualmente.

El servicio definitivo de energía eléctrica solamente podrá habilitarse habiendo cumplido con las exigencias establecidas en la factibilidad de suministro eléctrico y acompañando el final de obra de los servicios de agua, cloacas y de tratamiento de efluentes que corresponda.

3.1. Plazos para la Ejecución de Obras.

Con el objeto de garantizar la prestación del servicio en tiempos razonables y dar certeza a los solicitantes, se establecen los siguientes plazos máximos para la ejecución de las obras de Conexión y Extensión de red a cargo de la Distribuidora, una vez que el Solicitante hubiere cumplido con todas las contraprestaciones a su cargo (aportes, constitución de servidumbres, aprobación de proyectos, etc.), y siempre que se encuentren disponibles las aprobaciones y condiciones habilitantes de terceros organismos competentes, la liberación de trazas y frentes de obra, y las condiciones de seguridad necesarias para la intervención.

3.1.1. Plazos máximos.

- a) Obras de Nexos de Conexión y Extensiones Comunes dentro del Área Servida: El plazo máximo para la ejecución de las obras de nexo de conexión y extensiones de red clasificadas como comunes será de noventa (90) días corridos.
- b) Obras de Extensión Extraordinarias y Fuera del Área Servida: Para las obras clasificadas como extraordinarias según los puntos 2.2.1 y 2.2.2, y para aquellas fuera del Área Servida, el plazo máximo será de ciento cincuenta (150) días corridos.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

3.1.2. Prorrogas justificadas.

Los plazos establecidos podrán ser prorrogados únicamente por las siguientes causales, debidamente acreditadas:

- Fuerza Mayor o Caso Fortuito: Hechos irresistibles, imprevisibles o ajenos a la voluntad de la Distribuidora, como ser condiciones climáticas.
- Demoras Imputables al Solicitante: Falta de liberación de traza, demoras en obras civiles complementarias, o cualquier otra circunstancia donde el solicitante no provea lo necesario para la ejecución de las obras, o similar.
- Complejidad Técnica o Logística No Prevista: Situaciones técnicas excepcionales que surjan durante la ejecución y que imposibiliten el cumplimiento del plazo original, como ser la falta de stock general de algún elemento para la ejecución de la obra.
- Demoras del mercado o proveedores: falta general de stock o demoras de fabricación/importación de materiales críticos (transformadores, reconectores, cables, etc.).

Para que una demora sea considerada justificada, la Distribuidora deberá comunicar la demora en tiempo y forma, notificando fehacientemente al Solicitante y al ENTE REGULADOR, con una antelación no menor a diez (10) días hábiles previos al vencimiento del plazo original, adjuntando toda la prueba respaldatoria que justifique la demora (por ej., actas de inspección, informes técnicos, notas municipales, etc.) y proponer un nuevo plazo indicando fecha de finalización, el cual debe ser razonable y proporcional a la causa de la demora.

El ENTE REGULADOR evaluará la justificación presentada. Toda demora que no cumpla con estos requisitos de comunicación y acreditación se considerará injustificada y pasible de sanción.

4. Potencia Asociada a Solicitud de Nuevos Suministros o Ampliaciones de Existentes.

A los fines del tratamiento de las nuevas solicitudes de suministro o ampliación de los existentes y de la potencia asociada, y con el objeto del correspondiente encuadramiento normativo se establece:

Suministros Industriales, Comerciales o mayoritariamente Comerciales, con demandas iguales o superiores a los 50 kW: se adoptará como potencia de suministro la potencia que se estipule como potencia contratada.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Para Desarrollos Urbanísticos tales como barrios privados, country, clubes de campo, loteos y edificios de propiedad horizontal dedicados predominantemente a viviendas (90 % o más de demanda residencial respecto de la demanda total), la potencia solicitada no podrá ser inferior a la determinada mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$PS [kW] = N_v * SPROM_i * CDU_i * 1,15 * CERSEPT$$

Donde:

PS es la Potencia Solicitada en kW

N_v es el número de viviendas

$SPROM_i$ es la Superficie promedio de la vivienda

CDU_i es el Coeficiente de Demanda unitaria y será establecido anualmente por el ERSEPT para cada tipo e emprendimiento teniendo en cuenta las características del mismo: i) barrios o propiedades horizontales, ii) superficie de los lotes o superficie de las viviendas de propiedad horizontal, iii) características económicas del emprendimiento.

$CERSEPT$ Coeficiente ERSEPT

El valor inicial del Coeficiente de Demanda Unitaria CDU es:

| Tipo | Coeficiente kW/m ² |
|---|-------------------------------|
| Propiedad Horizontal | 0,045 |
| Propiedad Horizontal Social | 0,030 |
| Barrio o loteo Social | 0,030 |
| Countries, clubes de campo y barrios privados | 0,045 |

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

En los casos que no se disponga de la información de la superficie de las viviendas en countries, clubes de campo, barrios privados y loteos, la superficie teórica se determinará a partir de la relación:

| Superficie promedio lotes | Coefficiente de construcción m ² |
|---|---|
| Menor a 300 m ² | 0,35 |
| Mayores o iguales a 300 m ² y menor a 500 m ² | 0,4 |
| Igual o mayor a 500 m ² y menor a 1.000 m ² | 0,4 |
| Mayor a 1.000 m ² | 0,4 |

El valor del Coeficiente CERSEPT

| Superficie Lote | Propiedad Horizontal Social | Propiedad Horizontal | Barrio o Loteo Social | Country Barrio Cerrado |
|---|-----------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|
| Menor de 300 m ² | 0,80 | 0,95 | 0,85 | 0,65 |
| Igual o mayor a 300 m ² y menor a 500 m ² | -- | 0,95 | -- | 0,55 |
| Igual o mayor a 500 m ² y menor a 1000 m ² | -- | 0,95 | -- | 0,55 |
| Igual o mayor a 1000 m ² y menor a 1500 m ² | -- | 0,95 | -- | 0,55 |

- Se interpreta como vivienda social a las construidas con fines sociales por el Estado (IPV, DU, DAU, etc.)
- Los emprendimientos de viviendas sociales quedan exceptuados de realizar el aporte correspondiente que resultare y quedan obligados a construir el nexo que se determine a partir de la factibilidad otorgada por la Distribuidora. En caso de ser necesaria la construcción de una Estación de Rebaje como parte integrante del nexo, la misma deberá respetar los diseños constructivos vigentes de la Distribuidora, ajustándose su configuración a la demanda del emprendimiento.

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

- Se considera que el lote de una vivienda social no tiene una superficie mayor a 300 m². En caso de superficies mayores se adoptará los valores especificados para superficies de la tabla.
- Se considerará como superficie de la vivienda social mínima promedio construido el valor de 70 m² por considerarse la vivienda evolutiva.
- Para lotes de superficie igual o mayores a 1500 m², la potencia a solicitar deberá analizarse en forma particular para cada caso.
- Para el caso de edificios en propiedad horizontal la superficie propia de cada unidad deberá computar la suma de la superficie cubierta (100%) y semicubierta (50%).
- En caso de edificios de propiedad horizontal que no cuentan con red de gas y tengan previsto cocinas y calefones eléctricos, el desarrollador deberá presentar la planilla correspondiente al cálculo de potencia, no pudiendo ser esta nunca menor al cálculo antes descripto. La Distribuidora no estará obligada a suministrar mayor potencia que la declarada en el punto de conexión.
- Para el caso de emprendimientos urbanísticos, una vez habilitado comercialmente y solo después de transcurrido un año se podrá solicitar un aumento de potencia con un nuevo pedido de factibilidad por ampliación de potencia.

5. Determinación de las Inversiones – Inversión Extraordinaria

Se aplica para solicitudes o ampliaciones dentro del Área Servida mayores a 10 kW. A efectos de establecer si una solicitud o ampliación requiere una Inversión Extraordinaria, el monto de las obras necesarias para atender dicha solicitud no podrá superar al que resulte determinado en base a las cantidades físicas que surjan del proyecto eléctrico ad hoc, el que deberá cumplir con las especificaciones técnicas contenidas en los Diseños Constructivos vigentes, valorizado mediante los costos unitarios determinados en la RTI, los que serán actualizados en función de la variación del VAD o lo que la Autoridad Regulatoria determine.

En caso de situaciones particulares que requieran de tareas y/o materiales/equipamiento adicional específico que no se encuentren comprendidos en los típicos constructivos bases de costos unitarios, el importe de los mismos podrá ser detallado e incluido en el proyecto correspondiente, en especial las ampliaciones y adecuaciones de centros de distribución, estaciones de rebaje, entre otros.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Sin perjuicio de lo indicado anteriormente, en aquellos casos en los que la cotización particular del proyecto supere en más del 20% la valorización del mediante costos unitarios, la Distribuidora deberá utilizar la primera, justificada mediante la documentación correspondiente.

A efectos de asegurar la calidad de servicio y producto técnico, las obras necesarias para atender la solicitud de suministro deberán contemplar que la longitud de las instalaciones de BT que vinculan el nuevo suministro a la SET MT/BT que lo alimenta, no podrá ser mayor a 500 m (considerando tanto las nuevas instalaciones como las preexistentes), debiendo incluirse las ampliaciones de MT que pudieran corresponder para cumplir con lo indicado precedentemente, en un todo de acuerdo con los Diseños Constructivos vigentes de la Distribuidora.

Se define como monto de Inversión Extraordinaria a aquellas que superan al valor límite de la fórmula establecida en los puntos 5.1 y 5.2.

A continuación, se indican las expresiones para determinar si una solicitud requiere inversiones de carácter extraordinario de acuerdo a la demanda solicitada:

5.1. Suministros mayores a 10 kW y menores a 50 kW:

Valor límite ($10\text{kW} < P < 50\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia solicitada}$

5.2. Suministros iguales o mayores 50 kW y menores a 300 kW:

Valor límite ($50\text{kW} \leq P < 300\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia solicitada}$

Valor límite para Desarrollos Urbanísticos tales como Loteos, Clubes de Campo y Barrios Privados ($300\text{kW} \leq P < 500\text{kW}$) = $3 \times \text{Carga de Distribución} \times \text{Potencia Solicitada}$.

Las solicitudes de suministros o ampliaciones que impliquen inversiones extraordinarias serán analizadas con los criterios establecidos para suministros fuera del Área Servida.

6. Análisis Económicos:

6.1. Rentabilidad:

Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Para cada solicitud de Suministro Extraordinario se realizará un análisis económico que defina la rentabilidad incremental, correspondiente a dicho suministro exclusivamente.

Para el análisis de rentabilidad se estimarán los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones, tomando como referencia un 5% anual respecto del valor de las inversiones.

Resumidamente, el procedimiento consiste en:

- A) Estimación o cálculo de los Gastos incrementales erogables, es decir aquellos que presentan obligación de pago (excluidas amortizaciones, incluidos costos de operación y mantenimiento e impuestos a las ganancias), provocados única y exclusivamente por el nuevo suministro.
- B) Estimación o cálculo de los Ingresos incrementales brutos (Sin deducción de amortizaciones), es decir, aquellos provenientes de la nueva mayor venta de energía que se proyecta.
- C) La determinación de la diferencia entre A) y B) para un año determinado y su relación porcentual con la Inversión que se efectúa para incorporar el nuevo suministro, define la Rentabilidad del suministro para dicho año.
- D) A los efectos de definir la Rentabilidad durante un período extendido a la vida media ponderada de las nuevas instalaciones previstas, se considerará la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de actualización que anula los Ingresos Brutos (sin deducción de amortizaciones) totales actualizados, considerando también las inversiones requeridas. Esta Tasa define la Rentabilidad correspondiente a la totalidad del período considerado. La expresión de cálculo es la siguiente:

$$0 = - I + \text{SUMAT} (U_n / (1+r)^n)$$

En donde:

I = Inversión sobre la que se considera la rentabilidad.

n = número de año. (Total años: vida útil ponderada de la inversión)

Un = Utilidades brutas (ingresos - gastos (excluyen amortizaciones; incluyen Costos de Operación y Mantenimiento e Impuesto a las Ganancias)) para cada año.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

r = TIR o rentabilidad.

Para la Inversión se considerará:

a) Si el suministro está ubicado dentro del área de servicio:

- a.1) Exclusivo: se atribuirá la totalidad de la inversión al usuario.
- a.2) Compartible: Se prorrata en cada elemento constitutivo de la instalación entre la potencia solicitada por el cliente o grupo, de ellos y su capacidad.

b) Si el suministro está ubicado fuera del área de servicio: se atribuirá la inversión al solicitante o grupo de ellos. De presentarse nuevos solicitantes en el futuro, deberá reintegrarse el excedente de inversión a los clientes iniciales. Cabe nuevamente señalar que se trata de instalaciones extraordinarias que se realizan a pedido de determinados clientes y no de aquellas previstas en un plan de equipamiento.

6.2. Inversión Compensatoria.

En aquellos casos en los que la TIR resultante para una solicitud de suministro sea inferior a la Tasa de Referencia, se define como Inversión Compensatoria al aporte de capital que, restado de la inversión total, da una inversión resultante que iguala la nueva TIR con la de Referencia.

La Inversión Compensatoria corresponde a la porción **no reintegrable** del aporte realizado por el solicitante en el caso de Suministros Extraordinarios cuyo reintegro está sujeto al análisis de rentabilidad.

La Tasa de Referencia será igual al 10% para el PERÍODO DE VIGENCIA TARIFARIO.

6.3. Financiamiento Compensatorio.

En los casos de Suministros Extraordinarios sujetos al análisis de rentabilidad conforme lo indicado en el punto 2.2 y sus apartados, la Concesionaria podrá exigir una contribución de hasta el Total de la Inversión requerida. Una vez determinada la Inversión compensatoria, se define el Financiamiento Compensatorio como la diferencia entre el monto total de las inversiones necesarias a aportar por el solicitante y la Inversión Compensatoria, la que será devuelta al cliente y/u organismo financiador, conforme los mecanismos de reintegro estipulados en el apartado 6.5.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

6.4. Aclaraciones Complementarias.

6.4.1. Excesos de Inversión. Cuando la Distribuidora ofrezca el suministro en determinado punto y consecuentemente sobre la base de determinada obra y, por exigencia o conveniencia del cliente, éste requiera el traslado de la conexión de dicho suministro a otro punto, con mayor inversión en obras, la diferencia respecto a estas últimas, será soportada por el cliente a su cargo y sin reintegro. Esta condición es general, es decir, aplicable a todos los casos en que se presente.

6.4.2. Reemplazos. En los casos en los que la satisfacción de una solicitud implique un reemplazo, por ejemplo, el cambio de transformadores existentes por otros nuevos de mayor capacidad, el prorrateo de las demandas (preexistentes más nuevas) respecto a la capacidad instalada del elemento en cuestión, se hará en relación a la inversión total nueva, sin los transformadores retirados de ese servicio.

6.5. Mecanismos de Reintegros.

Se reintegra:

- i) El 100% del aporte en el caso de las Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida definida en el punto 2.2.2.
 - Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores de 50kW y menores de 300kW cuyo costo sea menor al valor de 3 x Cargo de Distribución x PS, se reintegra el 100% del aporte solicitado (CD x PS).
- ii) Los porcentajes determinados conforme al análisis de rentabilidad en los casos estipulados en los puntos 2.2.1 y 2.2.2.
 - Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores de 50kW y menores de 300kW (500 kW para el caso de Desarrollos Urbanísticos) cuyo costo sea mayor al valor de 3 x Cargo de Distribución x PS.
 - Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores a 300 kW y menores a 1.000 kW.
 - Grandes Demandas Solicitudes Permanentes dentro del Área Servida iguales o mayores a 1000 kW y



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

- Solicitudes Fuera del Área Servida.

El reintegro se realizará descontando de cada factura de energía del nuevo servicio o ampliación a habilitar un importe igual a la totalidad del VAD que compone dicha factura.

- El saldo pendiente se actualizará conforme la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el BCRA.
- El reintegro continuará hasta cancelar la totalidad del aporte actualizado.

En caso de imposibilidad material de reintegrar vía factura, la Distribuidora y el solicitante podrán acordar un mecanismo alternativo de restitución, respetando los principios del Régimen.

6.6. Metodología de actualización de los saldos pendientes de reintegro

6.6.1. Metodología base

Los saldos pendientes de reintegro se actualizarán mensualmente mediante la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el BCRA.

La actualización aplica sobre el saldo al último día de cada mes, luego de descontadas las devoluciones realizadas durante dicho período.

a) Determinación de la tasa mensual

La tasa aplicable será la tasa TAMAR promedio mensual publicada por el BCRA correspondiente al mes t .

b) Cálculo del saldo actualizado

El saldo pendiente de reintegro al cierre del mes j se determinará según la siguiente fórmula:

$$\text{Saldo pend. de reint.}_t = \left[\text{Saldo pend. de reint.}_{t-1} - \sum \text{Devoluciones}_t \right] \times (1 + i_t)$$

Donde:

$\text{Saldo pend. de reint.}_t$: Saldo pendiente de reintegro al final del mes t .

$\text{Saldo pend. de reint.}_{t-1}$: Saldo pendiente de reintegro al final del mes $t-1$.

$\sum \text{Devoluciones}_t$: Suma de las devoluciones registradas durante el mes t .

i_t : la tasa promedio mensual TAMAR publicada por el Banco Central de la República Argentina (BCRA) para el mes t .



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

e) Aportes realizados dentro del mes

Los aportes efectuados dentro del mes se actualizarán proporcionalmente según:

$$i_{t,proporcional} = i_t \times \frac{\text{días_transcurridos}}{\text{días_del_mes}}$$

Donde los días transcurridos se cuentan desde la fecha de pago del aporte hasta el último día del mes.

7. Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliaciones de Potencia para Existentes clasificados como Temporarios.

Se entiende por suministro temporario, en cualquier etapa del servicio, aquel que por su naturaleza supone una prestación limitada a la permanencia de las instalaciones más o menos precarias, siempre y cuando se cumpla con todos los criterios y normas de seguridad correspondientes.

Un futuro USUARIO que hará uso del mismo a sabiendas que su demanda será acotada: (i) en el tiempo y (ii) en el uso final, sobre instalaciones de permanencia limitada, relativamente precarias y siempre que, sin excepción, se dé estricto cumplimiento a todas las normas de seguridad, calidad, ambiente, urbanismo y protección del sistema.

Tal es el caso y con carácter meramente enunciativo y no taxativo de parques de diversiones, circos, ferias itinerantes, stands, obradores de empresas constructoras, etc.

En toda ampliación de infraestructura eléctrica que se efectúe como consecuencia de una solicitud de suministro de esta naturaleza, las erogaciones y ejecuciones de dichas obras, serán a exclusivo cargo del solicitante. Las mismas tendrán el carácter de Aporte no Reintegrable.

En caso de que el suministro provisorio requiera de la ejecución de trabajos u obras adicionales y/o previas a las obras de alimentación definitiva, las mismas serán ejecutadas con aportes de clientes también de carácter no reintegrables.

La duración del suministro provisorio estará determinada en función de la potencia y el plazo requerido por el solicitante y aprobado previamente por la Distribuidora. Cumplido el plazo o superada la potencia requerida, la Distribuidora procederá automáticamente a dar de baja el suministro provisorio, salvo que el solicitante, previamente, haya ampliado dicho plazo o la respectiva potencia.

A
d



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

En aquellos casos en que el suministro provisorio esté vinculado a una factibilidad de suministro, la continuidad del servicio provisorio solo será posible en los casos en que el cliente haya acordado con la Distribuidora la instrumentación tanto técnica como económica de las obras establecidas en la factibilidad otorgada.

En todos los casos el Solicitante debe realizar el Pedido de Factibilidad para determinar las obras y erogaciones correspondientes. En aquellos casos en que las obras necesarias para atender el suministro incluyan la instalación de transformadores u otros equipos rotantes (reconectores, seccionadores bajo carga o similares) que pudieran ser reubicados al cesar el suministro para el que fue concebida la obra, el costo de los mismos será reintegrado al cliente, siendo de cargo de la Distribuidora los costos de mantenimiento, retiro y/o reubicación de las instalaciones que pudieran corresponder a efectos del ordenamiento de la vía pública.

Dicho reintegro se realizará descontando en cada factura de energía del nuevo servicio a habilitar o ampliación del existente y a partir de su habilitación comercial, un importe correspondiente a la totalidad del VAD incluido en dichas facturas. El saldo pendiente de reintegrar será actualizado mensualmente siguiendo y respetando los principios establecidos en el punto 6.5 y 6.6 del presente régimen. Dicha operatoria deberá constar en un convenio entre el/los solicitante/s y la Distribuidora.

En caso de que la Solicitud Temporal sea para un Servicio Público, el ERSEPT determinará los costos que abonará dicho Solicitante y el esquema de financiamiento. En el general de estos casos la totalidad de la Inversión la realizará el Solicitante, pudiéndose a criterio del ERSEPT utilizar fondos específicos aportados por la nación o la provincia definiendo como se realizan los aportes y las condiciones de restitución.

Si una persona física solicita un Suministro Provisorio para la construcción de su vivienda hasta 10 kW (TIR) y el medidor estuviere ubicado en su emplazamiento definitivo, directamente se lo debe tratar como una solicitud de suministro permanente.



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

ANEXO "A": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1

Asumo/mimos el compromiso formal de abonar a EDET SA todos los gastos en que se haya incurrido para realizar la conexión que solicito/amos, si al cabo de 6 meses de la conclusión de las obras respectivas no hiciera/mos uso del servicio eléctrico o desistiera/mos del mismo.

Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

ANEXO "B": MODELO DE COMPROMISO PUNTO 2.1

Asumo/mimos el compromiso formal de abonar a EDET SA todos los gastos en que se haya incurrido para realizar la conexión que solicito/amos, si al cabo de 6 meses de la conclusión de las obras respectivas no hiciera/mos uso del servicio eléctrico o desistiera/mos del mismo.

Además, me/nos notificó/camos que debo/emos abonar la Capacidad de Suministro más abajo indicada durante los doce meses consecutivos siguientes a la fecha de conexión señalada, sin poder disminuirla bajo ningún concepto durante el lapso señalado.

Capacidad de Suministro Desde el

..... KW / /

..... KW / /

..... KW / /

Firma:

Aclaración:

Lugar:

Fecha:

A



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Subanexo: Formulario de caracterización socioeconómica

Formulario de caracterización socioeconómica

El presente formulario reviste el carácter de Declaración Jurada de la información consignada en el mismo, quedando a sujeto a verificación por parte del ERSEPT a través de la confrontación de datos con bases oficiales.

Datos del Servicio

| | | |
|----------------------------|--------------|---|
| | Solicitud N° | / |
| Numero de Servicio | | |
| Nombre | | |
| Apellido | | |
| Domicilio | | |
| DNI | | |
| Fecha de nacimiento | | |
| Sexo | | |
| Relación con Jefe de hogar | | |
| Teléfono/s | | |
| E-mail | | |

Nota: "JH": Jefe de Hogar

Sección 1: datos de las personas que residen en el domicilio consignado.

| Id | Apellido y Nombre | DNI Sexo | Dirección DNI | Parentesco | F. Nacimiento |
|----|-------------------|----------|---------------|------------|---------------|
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| 4 | | | | | |
| 5 | | | | | |
| 6 | | | | | |
| 7 | | | | | |
| 8 | | | | | |
| 9 | | | | | |
| 10 | | | | | |
| 11 | | | | | |
| 12 | | | | | |

- Criterio de Admisibilidad: Ser Usuario en situación regular y contar con un único servicio, no poseer deuda o contar con un plan de pagos por la misma con la prestadora. El beneficio será revocado cuando se adeude el pago de 2 facturas consecutivas o 3 alternadas y/o el beneficio será revocado cuando registre cualquier tipo de irregularidades en relación al servicio.
- Los miembros declarados comparten los gastos de comida? SI NO



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Sección 2: datos básicos del Jefe de Hogar

| Nombre: | | Apellido: | | DNI: | |
|---------|--|--|-----------|------|--|
| Id | Parámetro | Referencia | Respuesta | | |
| 1 | Edad | Indicar Años | | | |
| 2 | Sexo | Mujer (1), Varón (2) | | | |
| 3 | Nivel Educativo | Ninguno (1); Jardín (2); Primario incompleto (3); Primario Completo (4); Secundario incompleto(5); Secundario Completo (6); Terciario Incompleto (7); Secundario Completo (8); Terciario/Universitario Incompleto (9); Terciario/Universitario Completo (10); Educación Especial (11); Otro (12) | | | |
| 4 | Condición de Actividad | Ocupado (1); Desocupado (2); Jubilado (3); Rentista (4); Ama de Casa (5); Estudiante (6); Inactivo (7) | | | |
| 5 | En que se desempeña (Categoría Ocupacional) | Patrón (1); Cuenta Propia (2); Obrero o Empleado (3); Trabajador familiar sin remuneración (4); Ns./Nr. (5) | | | |
| 6 | Su trabajo principal es | Permanente (1); Temporario (2); Changas (3); Otro (4) | | | |
| 7 | ¿Posee cobertura médica? | Si (1), No (2) | | | |
| 8 | ¿Qué combustible utiliza para cocinar? | Gas de Red (1), Garrafa (2), Carbón/leña/kerosén (3), Otros (4) Especificar: | | | |
| 9 | El desagüe del baño es | A Red Pública-cloaca (1), Cámara Séptica/pozo ciego (2), Solo pozo ciego (3), a hoyo/excavación en tierra (4), otro (5) especificar: | | | |
| 10 | ¿Cuántas habitaciones o piezas de uso exclusivo tienen la vivienda? | Indicar cantidad de habitaciones o piezas para dormir (sin contar baños) | | | |
| 11 | ¿Utiliza alguna de las habitaciones de la vivienda exclusivamente como lugar de trabajo (consultorio, estudio, taller, negocio, etc.)? | Si (1), No (2), NS/NC | | | |
| 12 | Los pisos interiores son principalmente de... | Mosaico/baldosa/madera/cerámica/alfombra (1), Cemento o ladrillo fijo (2), Ladrillo suelto o tierra (3), otro (4) especificar: | | | |
| 13 | La cubierta exterior del techo es de... | Membrana/cubierta asfáltica (1), Baldosa/losa sin cubierta (2), Pizarra/teja (3), Chapa (4), Caña/tabla/paja con barro/paja sola (5), NS/NC/Prop horizontal, Otro (7) Especificar: | | | |

Definiciones:

- ✓ **Jefe/a del hogar:** La persona reconocida como tal por los demás miembros del hogar.
- ✓ **Condición de Actividad:** Define la situación en que se encuentran las personas con respecto a su participación o no en la actividad económica.
- ✓ **Ocupado:** Se incluye a quienes trabajaron aunque sea una hora en la semana inmediata anterior al relevamiento, percibiendo un pago en dinero o en especie por la tarea que realizaron. También a quienes realizan tareas regulares de ayuda en la actividad de un familiar, reciban o no una remuneración por ello, y a quienes se hallan en uso de licencia por cualquier motivo.
- ✓ **Desocupado:** Se refiere estrictamente a personas que, no teniendo ocupación están buscando activamente trabajo. No incluye por lo tanto otras formas de precariedad laboral (también relevadas por la Encuesta Permanente de Hogares) tales como las referidas a las personas que realizan trabajos transitorios mientras buscan activamente una ocupación, a aquellas que trabajan jornadas involuntariamente por debajo de lo normal, a los desocupados que han suspendido la búsqueda por falta de oportunidades visibles de empleo, a los ocupados en puestos por debajo de la remuneración mínima o en puestos por debajo de su calificación, etcétera.
- ✓ **Actividad u Ocupación principal:** Es aquella en la que trabaja más horas. En caso de que trabaje la misma cantidad de horas en dos o más ocupaciones, es aquella que le reporta más ingresos. En caso de que trabaje la misma cantidad de horas y le reporten la misma cantidad de ingresos, es la más antigua.

Yo,, manifiesto en carácter de Declaración Jurada la veracidad de la información consignada, tengo pleno conocimiento de los requisitos de

(Handwritten signature)



GOBIERNO DE TUCUMÁN



Ente Único de Control y Regulación de Servicios Públicos de Tucumán

Admisibilidad, criterios de Inclusión y Exclusión del Beneficio, y acepto que la presente solicitud no implica el otorgamiento directo del Beneficio.

| Firma | Nombre y Apellido (aclaración) | Tipo y N° Doc. |
|----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| Talón para el solicitante. | | |
| N° Solicitud:...../..... | | Firma personal de recepción..... |

Ing. JOSÉ ANTONIO TORRES
GERENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ERSEPT

ENTRAN CONTROL DE SERVICIOS
ECONOMÍA Y ENERGÍA DE TUCUMÁN
TORRES

| | | | |
|---------------------|----------------------|----------------|--|
| E. R. S. E. P. T. | | GERENCIA LEGAL | |
| EXP. 7139/390-E-25 | FOLIO N° 3747 | 1932 | |
| ORIGEN coordinación | FECHA 20/04/26 | Hs. 9:02 | |
| FIRMA | ACLARACION Elio Ruiz | | |

20-04-26

Paris, Pose a Gerencia Ejecutiva por un
 asunto -

Abg. RICARDO R. SANTORO
 GERENTE LEGAL
 ERSEPT

Son Miguel de Tucumán, 21/04/2026.-

Pose a Gerencia de Coordinación, a sus
 efectos.-

Mg. DANON, ALEJANDRO MARTIN
 GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
 ERSEPT

Se asegura el Anexo XV de Eficiencia

Emergencia.

Dña. LAURA MARIA DUARTE
 GERENTE DE COORDINACION EJECUTIVA
 ERSEPT

ANEXO XV - RTI EDET SA 2026-2030

RÉGIMEN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

El presente régimen se fundamenta en lo dispuesto en la Ley Nacional N° 24.065, el Acta de Renegociación Integral (ARI), las Leyes Provinciales N° 8.867, N° 8.342, N° 8.479, N° 6.608, N° 7892, N° 8770, N° 9913 (ley de ampliación de plazos), la Resolución ERSEPT N° 790/2016, Resolución ERSEPT N° 645/2020, la Resolución ERSEPT N° 837/23, la Resolución ERSEPT N° 689/25, la Resolución ERSEPT N° 872/25, la Resolución ERSEPT N° 1167/25 y su rectificatoria, el Acta de fecha 16 de junio de 2020 y el Decreto N° 3300/9 (MDP), y tiene por objeto regular, administrar, fiscalizar y promover programas de eficiencia energética y gestión energética sostenible en el ámbito de la concesión de EDET S.A., bajo la supervisión del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán - ERSEPT.

I. CONCEPTOS GENERALES

1.1. Objeto

El presente régimen tiene por objeto establecer los lineamientos, procedimientos, mecanismos de financiamiento, administración y acciones que logren brindar una solución total o parcial a la problemática del consumo energético ineficiente, mediante diferentes programas desarrollados en el marco de lo dispuesto por la Ley Provincial N° 8.479 y las Resoluciones ERSEPT N° 645/20, N° 837/23, N° 689/25 y N° 1000/25, a fin de garantizar un acceso asequible al servicio eléctrico, en consonancia con los principios rectores de la política energética, económica y social del Gobierno de Tucumán.

Principalmente dirigidos a:

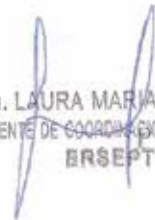
- Usuarios residenciales con consumo elevado, articuladamente aquellos que superen los 550 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1100 kWh en un periodo de facturación bimestral.
- Usuarios en situación de vulnerabilidad social, económica o habitacional, conforme a la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST), elaborada mediante trabajo articulado y coordinado por el ERSEPT.
- Usuarios con medidores comunitarios y otras.
- Otros casos que, en el marco de la competencia del ERSEPT que justifiquen la aplicación del programa.
- Organismos estatales (municipios, comunas, organismos provinciales), así como fundaciones y asociaciones civiles, para la renovación de alumbrado público, mejora de la eficiencia energética en edificios públicos e infraestructura municipal, e implementación de sistemas de gestión y control.

1.2. Normas Generales

En el presente apartado se reglamenta el mecanismo de facturación, recaudación, administración y disposición del Fondo de Eficiencia Energética.

La distribuidora será la encargada y responsable de recaudar, administrar, y resguardar los fondos del mismo.

En todo momento el ERSEPT, debe controlar y fiscalizar el correcto funcionamiento del fondo. Los fondos se podrán utilizar para:


Dra. LAURA MARÍA DUARTE
GERENTE DE SOCIEDAD CON EJECUTIVA
ERSEPT
Página 1 | 11

- 1) Normalizar instalaciones eléctricas inseguras, precarias y obsoletas de usuarios residenciales;
- 2) Normalizar y/o ejecutar instalaciones eléctricas de alumbrado público que cuenten con tecnología ineficiente;
- 3) Obras de infraestructura eléctrica menores en edificios públicos (por ejemplo, renovación de luminarias), que logren objetivos de eficiencia energética;
- 4) Compra o financiamiento de electrodomésticos eficientes para usuarios residenciales;
- 5) Retiro de electrodomésticos ineficientes, bajo la órbita del recambio, para su correcta deposición;
- 6) Recambio de medidores mecánicos y electrónicos por medidores inteligentes en suministros de pequeñas demandas uso residencial, cuya financiación estará a cargo de la empresa distribuidora;
- 7) Diagnostico energético y realización de proyectos de eficiencia energética;
- 8) Y todos otros gastos y/o inversiones que contribuyan para que el personal del ERSEPT a cargo de estas tareas puedan llevarlas a cabos para obtener resultados que demuestren la disminución del consumo y objetivos de eficiencia energética siguiendo los lineamientos establecidos en esta resolución y con estándares internacionales y nacionales de eficiencia energética establecidos por organismo e instituciones reconocidas.

1.3. Glosario

A los fines de la correcta interpretación del presente régimen, se definen los siguientes términos:

EFICIENCIA ENERGÉTICA (EE): Es la gestión del recurso energético, a partir del cambio de tecnologías o de hábitos de consumo, con el fin de obtener los mismos resultados con un menor consumo energético o mejores resultados con un crecimiento energético menor o nulo al preexistente en el panorama ineficiente previo a la aplicación de los diferentes programas.

USUARIO BENEFICIARIO RESIDENCIAL: Usuario residencial de bajos recursos económicos o en situaciones vulnerables, que cumple con los criterios socioeconómicos definidos en el Anexo A del presente régimen y que cumpla con los requisitos de admisibilidad.

ORGANISMO ESTATAL ADHERENTE: Municipio, comuna u otro ente público provincial que formalice su adhesión al programa mediante la suscripción del convenio modelo del Anexo C. Para los fines exclusivos del presente régimen, se considera Organismo Estatal a toda entidad, repartición, oficina o institución que forme parte de la administración pública de la Provincia de Tucumán, como ser Municipios y Comunas, Entes, organismos descentralizados, reparticiones, institutos provinciales y oficinas dependientes del Poder Ejecutivo, Legislativo o Judicial de la provincia.

DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO (DE): Estudio técnico obligatorio, previo a un proyecto, realizado por personal técnico autorizado por el ERSEPT, el cual podrá pertenecer a EDET S.A., ERSEPT o por profesional idóneo matriculado figurante en el Registro de Diagnosticadores Energéticos (certificados mediante la celebración de distintos convenios con Universidades y Entidades Educativas) que identifica oportunidades de ahorro, propone medidas de eficiencia y cuantifica la reducción de consumo y demanda esperada.

FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (FEE): Herramienta de recaudación, administración y ejecución de recursos financieros, constituido por un porcentaje de la tarifa eléctrica y aportes extraordinarios, destinado exclusivamente a financiar los proyectos y acciones establecidos en este régimen.

ELECTRODOMESTICOS DE PRIMERA NECESIDAD: Para los fines del presente régimen, se consideran electrodomésticos de primera necesidad aquellos equipos eléctricos esenciales para garantizar condiciones básicas de habitabilidad, conservación de alimentos y bienestar sanitario en el hogar. Incluyen exclusivamente: Heladeras y/o freezers domésticos (quedan excluidos los de uso comercial e industrial); aires acondicionados tipo split o compacto, para uso en dormitorios o espacios comunes de un hogar; lavarropas de uso doméstico de hasta 12 kg de capacidad; termotanques eléctricos de hasta 100 litros; bombas de agua eléctricas de baja potencia para viviendas que dependan

de pozos o cisternas para su abastecimiento hídrico, cocinas eléctricas (horno y hornallas) de hasta 4 puestos, únicamente en viviendas sin acceso a gas natural o envasado. Estos electrodomésticos serán reemplazados obligatoriamente por otros de etiquetado de eficiencia energética clase A o superior según escala vigente de IRAM.

2. DESTINATARIOS, REQUISITOS Y PROCEDIMIENTOS DE ADHESIÓN

2.1. Usuarios Residenciales

2.1.1. Requisitos de Admisibilidad:

Ser titular de un suministro de energía eléctrica en categoría residencial, TIR, dentro del área de concesión.

No poseer deudas escibiles con EDET S.A., o contar con un plan de pagos vigente.

Completar y presentar el Formulario de Caracterización Socioeconómica (Anexo A), con el que se analizara si el solicitante se corresponde con la herramienta de ZVST (Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial).

Que el Diagnóstico Energético (DE) del domicilio identifique oportunidades de ahorro con respecto al consumo histórico.

Aceptar formalmente los términos del programa mediante la Declaración Jurada de Adhesión (Anexo B).

2.1.2. Procedimiento Paso a Paso:

Solicitud: El usuario presenta la solicitud en el ERSEPT, adjuntando el Formulario Anexo A.

Evaluación Socioeconómica: el ERSEPT evalúa la documentación en un plazo máximo de 15 días hábiles. El ERSEPT puede cruzar datos con registros oficiales.

Diagnóstico Energético: Si es admitido, el ERSEPT programa y realiza un Diagnóstico Energético, obligatorio, en el domicilio designando en base al costo, disponibilidad del personal autorizado, el cual podrá pertenecer al Ente o de EDET S.A. o un tercero certificado con el fin de identificar las oportunidades de mejora y como base para una posterior propuesta de proyecto; por otra parte, el usuario residencial puede realizar su propio DE a través de contratar de manera particular, y bajo su exclusivo cargo, a un profesional idóneo al área, matriculado y figurante en el registro de Diagnosticadores Energéticos. Plazo: 60 días hábiles desde la admisión.

Propuesta de Proyecto: Con base en el DE, el ERSEPT, elabora una propuesta técnica detallada (medidas, ahorro estimado, costo, etc.), en donde el Ente puede solicitar a la Distribuidora colaboración para el desarrollo de la misma y se emite resolución notificando al usuario.

Aceptación y Firma: El usuario firma la Declaración Jurada de Adhesión (Anexo B) y el Compromiso de Ejecución, donde se especifican las obras, plazos y el monto del aporte no reintegrable del FEE en caso de que así corresponda.

Dra. LAURA MARÍA DUARTE
GERENTE DE COORDINACIÓN EJECUTIVA
ERSEPT

Ejecución: El ERSEPT asignará la ejecución de las obras o la gestión de adquisición e instalación de equipos, mediante contratación directa, concurso de precios o licitación, según corresponda. El plazo máximo de ejecución será de 60 días hábiles desde la aceptación y firma de la declaración jurada.

Inspección y Cierre: El ERSEPT inspecciona la obra. Se da por finalizada y se capacita al usuario en el uso eficiente, estableciéndole metas y objetivos a largo plazo. El ente también queda facultado a realizar un seguimiento del consumo e inspecciones posteriores aleatorias para corroborar el cumplimiento del acuerdo establecido en el programa de eficiencia energética por parte del usuario.

Pago de los trabajos realizados: El ERSEPT notificará mediante documento formal a EDET para que realice el pago por cuenta y orden o la transferencia de los fondos del P.E.E. que correspondiera.

2.2. Organismos Estatales (Instituciones del Estado Provincial, Municipios y Comunas)

2.2.1. Requisitos de Admisibilidad:

La no existencia de deudas exigibles con EDET S.A., o contar con un plan de pagos vigente.

Contar con certificado de disponibilidad presupuestaria para asumir la contraparte financiera que no sea cubierta por el FEE.

Aprobar en el cuerpo deliberativo correspondiente (Concejo Municipal, Directorio, etc.) la adhesión al programa y la afectación de fondos en cada caso individual y concreto.

2.2.2. Procedimiento Paso a Paso:

Presentación: El organismo presenta el Formulario de Solicitud de Adhesión para Organismos Estatales (Anexo D) ante la Mesa de Entradas del ERSEPT.

Evaluación Conjunta: ERSEPT, o quien el designe, realiza la evaluación técnica, económica y legal. Plazo máximo: 60 días hábiles.

Diagnóstico Energético: Si es admitido, el ERSEPT programará y realizará un Diagnóstico Energético, obligatorio, en el domicilio designando en base al costo, disponibilidad y calidad del personal autorizado, el cual podrá pertenecer al Ente o a EDET S.A. o un tercero especializado (profesional independiente habilitado) certificado con el fin de identificar las oportunidades de mejora y como base para una posterior propuesta de proyecto; Plazo: 60 días hábiles desde la admisión.

Confección del Proyecto Ejecutivo: Con base en el DE, el ERSEPT, con colaboración de EDET S.A. cuando así lo requiera, elaborará el proyecto ejecutivo correspondiente a la renovación de alumbrado público o a la mejora de infraestructura eléctrica.

Firma del Convenio Marco: Se suscribe el Convenio Marco de Adhesión (Anexo C) entre el organismo, el ejecutor del proyecto y el ERSEPT (como veedor), detallando cronograma, inversiones (parte FEE / parte organismo), responsabilidades y mecanismos de pago; de acuerdo a su resolución correspondiente.

Ejecución: El Organismo estatal puede ejecutar las obras en cuestión si cuenta con los recursos técnicos necesarios, con el fin de disminuir los costos, o en su defecto El ERSEPT asigna la ejecución de las obras, mediante contratación directa, concurso de precios o licitación, según corresponda, para realizar el proyecto. El organismo facilita el acceso y los permisos municipales. En esta etapa la empresa ejecutora informará y rendirá avances, planos y modificaciones al ERSEPT en todo momento.

Inspección y aprobación; previo a la puesta en servicio la empresa ejecutora. deberá informar a el ERSEPT la finalización de las obras correspondientes para que esté, en un plazo no mayor a 10 días

hábiles, realice una inspección in situ de todas las obras ejecutadas y otorgue, en caso satisfactorio la correspondiente aprobación.

Recepción y Puesta en Servicio: Se firma el acta de recepción definitiva. Tras lo cual, se solicita a EDET S.A. realizar la puesta en servicio. El ERSEPT, si correspondiere, capacita al organismo estatal en el uso eficiente, estableciéndole metas y objetivos a largo plazo, para realización de obra o proyecto.

Pago de los trabajos realizados: El ERSEPT notificará mediante instrumento formal a EDET para que efectúe el pago por cuenta y orden, o la transferencia de fondos según corresponda, consignando los datos necesarios para la operación. Los montos involucrados serán imputados al FEE, bajo rendición de cuentas y sujeta a revisión oportuna.

3. FINANCIAMIENTO, FONDO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (FEE) Y REINTEGROS

3.1. Constitución y Administración del FEE

- El Fondo de Eficiencia Energética (FEE) se capitalizará a través del cargo por consumo en exceso, aplicado a los usuarios residenciales de las categorías T1 que superen los 750 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1500 kWh en un periodo de facturación bimestral.

- Siendo la Distribuidora la responsable de la recaudación y administración de los fondos provenientes del cargo por consumo en exceso aplicado a los usuarios residenciales cuando superen 750 kWh en un periodo de facturación mensual ó 1500 kWh en un periodo de facturación bimestral de la categoría T1.

Los cuales se gestionarán de la siguiente manera:

- 50% de los fondos disponibles para uso inmediato.
- 50% de los fondos depositados en un plazo fijo mensual a tasa BADLAR a 30 días, cuyo rendimiento se reinvierte mes a mes junto con las nuevas recaudaciones.

Se utilizarán cuentas específicas dentro del FEE: Subcuenta Residencial, Subcuenta Estatal y Subcuenta Formación Institucional.

EDET S.A. es la administradora del Fondo, debiendo rendir cuentas mensualmente al ERSEPT según los criterios que este establezca, previamente definidos.

Los recursos del FEE son intangibles y no pueden ser destinados a otros fines.

3.2. Destino de los Recursos (Límites Máximos por Subcuenta)

Subcuenta Residencial: Mejora de instalaciones domiciliarias inseguras, adquisición de electrodomésticos eficientes (heladeras, lavarropas, aires acondicionados, etc. clase A o superior) para recambio y/o cambios de tecnologías, etc.

Subcuenta Estatal: Renovación de luminarias por luminarias de tecnología LED, adquisición de sistemas de telegestión, redacción de proyectos y estudios de ahorro para el estado.

Subcuenta Formación Institucional: Recursos destinados exclusivamente a la formación, capacitación y actualización del personal del ERSEPT en materia de eficiencia energética, nuevas tecnologías, auditorías energéticas, normativa aplicable y mejores prácticas de gestión de proyectos de eficiencia. Estos recursos también podrán utilizarse para desarrollar material didáctico, organizar eventos de capacitación en eficiencia energética que contribuyan a mejorar la calidad de la implementación y a todo otro recurso que contribuya al presente régimen.

3.3. Mecanismos de Aporte y Reintegro

Dra. LAURA MARÍA GUARATE 5 | 11
GERENTE DE COORDINACIÓN EJECUTIVA

ERSEPT

Para Usuarios Residenciales: El aporte del FEE será o no reintegrable en función del análisis previamente realizado, pudiendo constituir un aporte no reintegrable en aquellos casos donde el usuario no deba devolver los fondos. En todos los casos el beneficiario debe comprometerse a no modificar y/o remover las mejoras por un plazo de 2 años, o el que se establezca en cada caso particular.

Para Organismos Estatales: Se establece un modelo de coinversión que surge de los análisis previos realizados en el DE. El FEE puede aportar hasta el 100% del costo total del proyecto. El organismo estatal financiará el porcentaje restante no cubierto si existiera. El ahorro monetario logrado en la factura de energía (por menor consumo) se destinará en un 100% al FEE, hasta completar el monto adelantado. Este reintegro se actualizará trimestralmente según la variación del Índice VAD, protegiéndolo de la inflación.

4. PROYECTOS, EJECUCIÓN Y PLAZOS

4.1. Tipología de Proyectos Aprobables y Especificaciones

Proyectos de Renovación de Alumbrado Público:

Deben utilizar luminarias LED de alta eficiencia existentes en el mercado y con larga vida útil. Deben incluir sistema de telegestión que permita el encendido/apagado, regulación y monitoreo de fallas. El proyecto ejecutivo debe incluir estudio fotométrico y garantizar niveles de iluminación según norma IRAM-AADL J.

Proyectos de Mejora Residencial:

Recableado completo con conductores de sección nominalizada, recambio de luminarias en caso de ser necesario y protecciones normalizadas tanto termomagnéticas como diferencial con puesta a tierra siguiendo lo establecido en AEA 90364-7-770, -7-771 (reglas particulares para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles) y toda normativa complementaria y actualizada de estas. Por otro lado, también se podrá sustituir hasta 3 electrodomésticos de primera necesidad por modelos clase A o superior o cambio de tecnologías.

Proyecto de Mejora de Oficinas:

Sustitución de sistemas de iluminación interior por tecnología LED de alta Eficiencia, con controles de presencia y encendido y apagado automático, optimización de sistemas de climatización, mediante la instalación de equipos de clase A o superior con sistemas de gestión térmica automáticos (termostatos programables, conificación) y la implementación, en caso de ser técnica y económicamente viables, de sistemas de gestión energética con domótica o equivalentes que contribuyan a mejoras de eficiencia energética.

Todos los proyectos a ejecutarse bajo el PEE deberán contemplar la instalación o el cambio de su medidor de energía por un medidor inteligente, de ser factible.

4.2. Plazos de Ejecución Obligatorios

Diagnóstico Energético (DE): Hasta 60 días hábiles desde la admisión. Emisión de Propuesta Técnica:

Hasta 60 días hábiles desde el DE. Ejecución de Obras Residenciales: 60 días hábiles desde la iniciación.

Evaluación de Factibilidad Dual (Organismos): 30 días hábiles desde la presentación.

Ejecución de Proyectos de Alumbrado Público o de Mejora de Oficinas: El plazo será establecido en el

Convenio Marco, pero no podrá exceder los 12 meses desde la firma.

Puesta en servicio: Inmediata tras la recepción de obra.

5. PLAN DE RECAMBIO DE MEDIDORES.

El Plan de Recambio debe incluir la adquisición e instalación de medidores inteligentes con su correspondiente sistema de gestión (software y concentradores) y comunicación y retiro del medidor electromecánico y electrónico convencional.

5.1. Objeto del Plan de Recambio.

Se implementará un plan progresivo de recambio de medidores electromecánicos y electrónicos convencionales en suministros de pequeñas demandas uso residencial por Medidores Inteligentes con capacidad de medición horaria, fecha y hora pico, factor de potencia por fase, carga en tiempo real, corriente y tensión por fase, telemedición y demás parámetros beneficiosos para la gestión del recurso energético y demás especificaciones contempladas en el sub-Anexo F de esta reglamentación, con el objetivo de poder avanzar paulatinamente sobre la Etapa V y de modernizar la infraestructura eléctrica, reducir pérdidas, mejorar la calidad de servicio en algunos casos estratégicos, la calidad de la medición y la precisión en la facturación, facilitar la integración de prosumidores (usuarios-generadores) y la generación distribuida en la Provincia de Tucumán y posibilitar la implementación de esquemas tarifarios horarios y promover la gestión activa de la demanda.

5.2. Destinatarios y Alcance del Plan.

En una primera etapa, se implementará en suministros de pequeñas demandas de uso residencial. La distribuidora elaborará una propuesta de instalación de los mismos donde como mínimo contará con las siguientes disposiciones: Zona de afectación; Resultados esperados; Instalación de 6.000 (seis mil) equipos por año con un incremento gradual de manera anual de estos, el cual será establecido en el mes de agosto de cada año durante un período de cinco (5) años, en concordancia con el plan de despliegue quinquenal del sistema de medición inteligente; Colocación estratégica de Medidores Inteligentes con capacidad de medición de Calidad de Servicio.

Los medidores a instalar deberán contar con capacidad de registrar variables eléctricas clave tales como energía activa y reactiva, potencia, tensión, corriente, factor de potencia, frecuencia y curvas de carga, con registros periódicos (por ejemplo, cada 15 minutos), permitiendo el análisis detallado del comportamiento del sistema eléctrico.

Asimismo, el despliegue deberá contemplar la integración progresiva con sistemas de información geográfica (gis) y sistemas de gestión, a fin de mejorar la identificación de zonas críticas, detección de pérdidas técnicas y no técnicas, y optimización de la operación de la red.

5.3. Implementación, Plazos y Cronograma.

A partir de los resultados de la primera etapa, los cuales se evaluarán luego de un año desde su puesta en marcha, EDET S.A. elaborará durante el Quinquenio Planes Anuales de Implementación del Plan de Recambio de Medidores (como mínimo 6.000 equipos), sujeto a aprobación del ERSEPT, que detallará metas anuales de recambio por zona geográfica, tipo de usuario, tipos, características y cantidad de medidores por periodos. El plan deberá priorizar zonas con mayores pérdidas comerciales y áreas con proyectos de eficiencia energética en marcha.

EDET S.A. deberá informar al ERSEPT sobre el avance del plan (medidores instalados, zonas intervenidas, incidencias y resultados preliminares), así como la adquisición de los mismos y sus ensayos

de recepción serán ante la presencia de personal del Ente; todo esto deberá ejecutarse en plazos estipulados y acordados previamente.

5.4. Derechos y Obligaciones.

Los usuarios no podrán negarse al recambio obligatorio del medidor, salvo causa técnica justificada aprobada por EDET S.A., antes del recambio el usuario será notificado con al menos 15 días de anticipación sobre la fecha programada para el recambio. La instalación será realizada por personal autorizado de EDET S.A. o contratistas debidamente certificados, y el usuario tiene derecho a recibir progresivamente información clara sobre el funcionamiento del nuevo medidor, el acceso a sus datos de consumo detallado y las nuevas opciones tarifarias que podrían si es que surgen en el futuro de la reglamentación.

Tras la instalación, se firmará un acta de recambio donde constará el número de serie del medidor antiguo retirado y del nuevo instalado.

EDET S.A. será responsable de la custodia y protección de los datos de consumo detallado de los usuarios, los cuales serán considerados información personal sensible, y el uso de los datos estará restringido a: facturación, planificación de la red, estudios de eficiencia energética y cumplimiento de obligaciones regulatorias y a todo lo solicitado por el ERSEPT en función del control y regulación del servicio eléctrico según conste en esta Resolución, sus predecesoras y las futuras. ERSEPT será responsable de la seguridad de la información personal sensible que haya recibido.

6. PROGRAMAS DE CAPACITACION EN EFICIENCIA ENERGÉTICA

6.1. Objetivo de la Capacitación.

El ERSEPT, en su rol de promotor del uso racional y eficiente de la energía, implementará un Programa y Capacitación Permanente dirigido a todos los sectores de la sociedad tucumana, con el fin de:

- Concientizar sobre la importancia del ahorro energético y disminuir la huella de carbono.
- Transferir conocimientos prácticos para reducir el consumo en hogares, comercios, industrias e instituciones.
- Promover la adopción de tecnologías eficientes y buenas prácticas de gestión energética.
- Reducir la demanda de energía durante los picos del sistema eléctrico.

6.2. Sectores Destinatarios y Modalidades de Capacitación

Los programas de capacitación se estructurarán en módulos específicos para cada sector. Usuarios residenciales y vecinales:

Contarán con una modalidad de charlas barriales y/o talleres en centro comunitarios con apoyo de material gráfico y digital. Con un contenido como ser lecturas de facturas eléctricas, identificación de consumos fantasmas, uso eficiente de electrodomésticos, beneficios de iluminación LED y de equipos clase A o superior, seguridad eléctrica domiciliaria y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en hogares.

Comercios y PyMEs:

Contarán con una modalidad de jornadas técnicas-prácticas, asesorías puntuales y documentación con buenas prácticas. Todo esto con contenidos de diagnóstico energéticos básicos, eficiencia en sistemas de climatización e iluminación comercial, optimizaciones de tarifas eléctricas, optimización en motores y sistemas de fuerza y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia

energética en comercios y PyMEs.

Instituciones Educativas:

Contarán con una modalidad de charlas y jornadas educativas para docentes y alumnos, con material educativos para la posible incorporación curricular en contenidos como ser: conceptos básicos de energía, proyectos de eficiencia energética aplicados, identificación de los tipos de consumos en hogares y comercios y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en diferentes ámbitos.

Instituciones de Salud y de Seguridad:

Contarán con una modalidad de jornadas técnicas y de capacitación in-situ, con planes de gestión energética para cada institución y con contenidos de eficiencia energética en los sistemas de climatización e iluminación distinguido por áreas (áreas críticas principalmente), protocolos de ahorro energético y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en Hospitales, Caps, Clínicas, Comisarias, Destacamentos, Bomberos, etc.

Organismos Estatales:

Contarán con una modalidad de cursos específicos para funcionarios, administrativos y técnicos de las diferentes oficinas con asistencia en la elaboración de planes de eficiencia energética tanto en sus lugares de trabajo como en sus lugares de gestión, con contenidos de políticas públicas eficientes, gestión para los diferentes sistemas de iluminación y alumbrado público, eficiencia en edificios públicos, normativas internas y toda información práctica que contribuya a la seguridad y eficiencia energética en Municipios, Comunas y de más organismos e instituciones del estado provincial, así también como fundaciones y asociaciones civiles.

6.3. Implementación y Recursos

Las capacitaciones serán gratuitas para todos los destinatarios debiendo ellos solicitar expresamente y por escrito, mediante el modelo de formulario expuesto en el Anexo E del presente régimen, en mesa de entradas del ERSEPT dicha formación con una antelación mínima de 20 días hábiles, y donde los solicitantes serán responsables de:

- Gestionar todos los permisos necesarios para el uso de espacios físicos donde se desarrollarán las actividades.
- Asegurar las condiciones de infraestructura necesarias (iluminación, climatización, servicios higiénicos, etc.) en el lugar de capacitación
- Brindar todos los recursos materiales básicos requeridos para la jornada, como podrían ser proyectores, pantallas, sonido, conexión a internet, mobiliario adecuado, etc.
- Convocar y garantizar la asistencia de un número mínimo de participantes, según lo establezca el ERSEPT para cada tipo de capacitación.

En este sentido el ERSEPT proporcionara el contenido técnico, los capacitores acreditados y el material didáctico, así como la entrega de certificados de asistencia emitidos por el Ente. A la vez que el ERSEPT publicara en su página web y canales de información el cronograma de actividades de capacitación para el público que desee asistir.

También EDET S.A. deberá aportar y poner a disposición del ERSEPT, de forma regular y sin costo alguno para este, medios de movilidad adecuado para la ejecución de las tareas de control y todas las tareas demandadas por el Régimen de Eficiencia Energética (PEE). Este será utilizado por el personal del ERSEPT designado dentro de este programa. EDET S.A. será responsable del mantenimiento, contratación y vigencia de los seguros, la provisión de combustible y de todo otro gasto que el vehículo requiera durante el desarrollo de las actividades programada

7. CONTROL, FISCALIZACIÓN, INFORMACIÓN Y SANCIONES


Dra. LAURA MARÍA DUARTE
GERENTE DE COORDINACIÓN EJECUTIVA
ERSEPT

7.1. Atribuciones y Control del ERSEPT (Ley 8479)

Supervisar la correcta administración del FEE, con facultad para auditar los estados contables de EDET S.A. relacionados.

Inspeccionar aleatoriamente al menos el 30% de las obras Residenciales ejecutadas y el 100% de los proyectos de Alumbrado Público y de Mejora de Oficinas en organismos estatales.

Aprobar los modelos de formularios, convenios y declaraciones juradas.

Imponer sanciones en caso de incumplimiento por parte de las empresas participantes en las actividades del PEE y de los usuarios adherentes al PEE (Programa de Eficiencia Energética).

7.2. Obligaciones de Información de EDET S.A.

Edet deberá remitir mensualmente al ERSEPT, de forma automática y digital, con formato a convenir, un informe detallado con: 1) Listado completo de nuevas factibilidades solicitadas (todos los tipos), 2) estado de avance de obras en ejecución, 3) Nómina de beneficiarios residenciales y no residenciales incorporados.

Por otro lado, EDET S.A. deberá continuar con el proyecto piloto en cooperación con el ERSEPT para elaborar reportes personalizados, como el Home Energy Report (HER), y para el envío periódico de estos a los usuarios residenciales seleccionados para el mismo, con información sobre su consumo eléctrico, mostrando la evolución del consumo propio, comparando su consumo con hogares similares y de la zona propia del servicio e incluyendo recomendaciones prácticas para reducir el gasto energético.

En el marco del fortalecimiento de esta herramienta, se prevé que el Programa de Eficiencia Energética pueda financiar el escalamiento del HER a una mayor cantidad de usuarios, el desarrollo de una aplicación móvil vinculada al reporte, y el uso de otros medios de contacto como SMS, WhatsApp y correo electrónico. Asimismo, se promoverán acciones complementarias presenciales (talleres, visitas) y un sistema de evaluación de impacto que permita cuantificar los ahorros logrados y la efectividad del enfoque conductual en el mediano plazo.

Y de manera paralela, para un mayor control por parte de la Gerencia de Asuntos Económicos (u oficina que la reemplace) del ERSEPT, mensualmente los movimientos financieros del FEE presentando la Rendición de Cuentas del FEE (en formato a convenir), auditada por el ERSEPT, que deberá contar con la siguiente información como mínimo: 1) Montos Percibidos de manera detallada, acumulado, disponible, invertido y rendimientos. 2) Detalle mensual de transferencias. 3) Estados de cuenta del-FEE. 4) Ejecución y usos de los recursos acumulados 5) Disponibilidad y rendimientos. 6) y toda otra información complementaria que pueda surgir de interés que resulte indispensable para garantizar la trazabilidad, control y efectividad del Programa, en línea con los deberes de fiscalización establecidos por este Ente.

7.3. Régimen de Sanciones

Para Usuarios Residenciales: Si el beneficiario vende, retira o inutiliza los equipos o mejoras antes de los 2 años, deberá reintegrar el valor actualizado del aporte del FEE recibido, el cual podrá ser aplicado en su factura de energía. Además, se le inhabilitará para futuros programas por un plazo de 2 años.

Para EDET S.A., la mala administración del FEE, puede derivar en la intervención del mismo por parte del regulador (ERSEPT).

Para Organismos Estatales: El incumplimiento de los pagos de su contraparte o de las obligaciones de facilitar la obra dará lugar a la suspensión del convenio y a la inhabilitación para nuevos proyectos por 2 años.

8. DISPOSICIONES FINALES

Dra. LAURA MARIA DUARTE
GERENTE DE COORDINACIÓN EJECUTIVA

ERSEPT
Página 10 | 11

El presente régimen entrará en vigencia a partir de la fecha de su aprobación por Resolución del ERSEPT.

Deroga expresamente las disposiciones de toda otra normativa anterior que se le oponga.

El ERSEPT queda facultado para dictar las resoluciones aclaratorias, complementarias y de actualización de valores, fórmulas y porcentajes aquí establecidos o no.

EDET S.A. deberá adecuar sus sistemas informáticos y procedimientos internos para dar cumplimiento a los plazos y obligaciones de información establecidas en un plazo no mayor a 180 días desde la vigencia.

Documento técnico-normativo elaborado para la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2026-2030, en cumplimiento de las observaciones de la Gerencia de Coordinación del ERSEPT.

Dra. LAURA MARIA DUARTE
GERENTE DE COORDINACIÓN EJECUTIVA
ERSEPT



GOBIERNO DE
TUCUMÁN



Informe Técnico RTI 2025-2030

Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)

Abril 2026


Mag. DAMEN ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Contenido

| | | |
|------|--|----|
| 1. | Introducción..... | 4 |
| 2. | Marco institucional y enfoque regulatorio adoptado..... | 5 |
| 2.1 | Enfoque general..... | 5 |
| 2.2 | Modelo regulatorio adoptado..... | 5 |
| 2.3 | Principios regulatorios..... | 5 |
| 2.4 | Rol del ARI y consistencia regulatoria..... | 6 |
| 2.5 | Alcance de la RTI..... | 6 |
| 3. | Determinación del Requerimiento de Ingreso..... | 7 |
| 3.1 | Enfoque general..... | 7 |
| 3.2 | Proyección de Demanda..... | 7 |
| 3.3 | Base de Capital Eléctrica..... | 9 |
| 3.5 | Tasa de Rentabilidad Regulada (TRR)..... | 12 |
| 3.6 | Costos de Explotación..... | 15 |
| 3.7 | Tasa de Incobrabilidad..... | 17 |
| 3.8 | Aportes Tarifa Social Eléctrica..... | 18 |
| 3.9 | Capital de Trabajo..... | 20 |
| 3.10 | Impuestos Municipales..... | 20 |
| 3.11 | Ganancias..... | 21 |
| 3.12 | Resultado Consolidado..... | 22 |
| 4. | Régimen Tarifario..... | 24 |
| 5. | Régimen Tarifario Generación Distribuida..... | 25 |
| 5.1 | Objetivo..... | 25 |
| 5.2 | Marco normativo y antecedentes..... | 25 |
| 5.3 | Enfoque metodológico adoptado..... | 26 |
| 5.4 | Resultados regulatorios alcanzados..... | 26 |
| 6. | Producido Físico..... | 27 |
| 7. | Mecanismo de Actualización del VAD..... | 30 |
| 7.1 | Introducción y relevancia..... | 30 |
| 7.2 | Marco normativo para Tucumán..... | 31 |
| 7.3 | Propuesta de mecanismo de actualización del VAD para el período 2025–2030..... | 32 |
| 8. | Factor X..... | 42 |
| 9. | Tratamiento regulatorio de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM..... | 43 |
| 10. | Ingresos por Actividad no Regulada..... | 44 |
| 11. | Manual de Contabilidad Regulatoria..... | 44 |
| 11.1 | Objeto y finalidad..... | 44 |

| | | |
|------|---|----|
| 11.2 | Alcance y aplicación | 45 |
| 11.3 | Vigencia | 45 |
| 11.4 | Marco Normativo..... | 45 |
| 11.5 | Estructura general de la información..... | 45 |
| 11.6 | Presentación y formatos | 46 |
| 11.7 | Actualización y mejora continua..... | 46 |
| 11.8 | Periodicidad y Calendario..... | 46 |
| 11.9 | Conclusión | 46 |

Mag. DANCA, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

1. Introducción

La presente Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030 del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de EDET S.A., en el ámbito de la Provincia de Tucumán, tiene por finalidad establecer el marco económico y regulatorio aplicable al próximo período tarifario. La RTI no se limita a la determinación del Requerimiento de Ingresos, sino que define el conjunto de reglas económicas, técnicas e institucionales que regirán la prestación del servicio durante el período regulatorio, en cumplimiento del marco normativo nacional y provincial vigente.

En este contexto, la RTI se orienta a garantizar la prestación del servicio con estándares adecuados de calidad técnica y comercial, reconocer exclusivamente costos eficientes y prudentes, asegurar una remuneración razonable del capital invertido, establecer señales explícitas de eficiencia y productividad, y resguardar a los usuarios mediante un esquema tarifario transparente, trazable y consistente con el marco institucional vigente.

Desde el punto de vista metodológico, las decisiones adoptadas en el presente proceso se sustentan en los principios establecidos en la normativa aplicable, el Contrato de Concesión, el Acuerdo de Renegociación Integral (ARI) y la práctica regulatoria consolidada en materia de servicios públicos de red. En particular, la determinación de los componentes económicos se basa en un enfoque de regulación por incentivos, mediante la fijación de parámetros regulatorios explícitos para el período tarifario.

El presente documento constituye el informe técnico principal del proceso regulatorio y consolida los criterios metodológicos, fundamentos normativos y resultados alcanzados por el ERSEPT, sirviendo de base para el dictado de la resolución tarifaria correspondiente. Los desarrollos técnicos detallados, modelos de cálculo y documentación de respaldo se incorporan como anexos, formando parte integrante del expediente administrativo.

Todas las estimaciones económicas se expresan en pesos constantes de diciembre de 2024, a fin de preservar consistencia temporal en la determinación de los componentes del ingreso. Los mecanismos de actualización tarifaria y las reglas de ajuste intra-período se desarrollan en la sección correspondiente del presente documento.

El informe se estructura de la siguiente manera: en la Sección 2 se desarrolla el marco institucional y el enfoque regulatorio adoptado; en la Sección 3 se presentan los componentes que integran el Requerimiento de Ingresos; y en las secciones siguientes se abordan los principales instrumentos regulatorios complementarios del período 2025–2030, incluyendo el régimen tarifario, la generación distribuida, el producido físico, el mecanismo de actualización del VAD, el Factor X, el tratamiento de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM, los ingresos por actividad no regulada y el Manual de Contabilidad Regulatoria. Finalmente, los anexos contienen los informes técnicos detallados que sustentan cada uno de los componentes mencionados.

Mag. DANIEL ALEJANDRO MARTÍN
GERENTE DE
ERSEPT

2. Marco institucional y enfoque regulatorio adoptado

2.1 Enfoque general

La presente Revisión Tarifaria Integral se desarrolla en el marco del régimen jurídico aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica en la Provincia de Tucumán, conforme a la normativa provincial vigente, el Contrato de Concesión de EDET S.A. y el Acuerdo de Renegociación Integral (ARI).

En este contexto, la función regulatoria del ERSEPT se orienta a asegurar que la prestación del servicio se realice en condiciones de eficiencia económica, calidad adecuada y sostenibilidad en el tiempo, compatibilizando los intereses de los usuarios con la viabilidad económico-financiera de la concesionaria.

La RTI constituye el instrumento central mediante el cual se materializa esta función, al establecer ex ante las condiciones económicas y regulatorias de prestación del servicio para un período determinado.

2.2 Modelo regulatorio adoptado

El esquema regulatorio adoptado se inscribe en un enfoque de regulación por incentivos, basado en la determinación de un Precio Máximo Permitido para el prestador durante el período tarifario.

Este enfoque se diferencia de los esquemas tradicionales de regulación por tasa de retorno, en tanto:

- desvincula los ingresos del nivel efectivo de costos observados;
- introduce incentivos a la eficiencia;
- y traslada al prestador el riesgo vinculado a su gestión operativa eficiente.

En este marco, los ingresos reconocidos se determinan sobre la base de costos eficientes, estimados mediante metodologías normativas, y no en función de los costos históricos del prestador.

2.3 Principios regulatorios

El diseño de la RTI se sustenta en un conjunto de principios regulatorios que orientan tanto la determinación del Requerimiento de Ingresos como la configuración del régimen tarifario.

En particular:

- **Eficiencia económica:** se reconocen únicamente costos eficientes y prudentes, evitando trasladar a tarifa ineficiencias operativas o decisiones empresariales no justificadas.
- **Sostenibilidad del servicio:** el esquema tarifario debe garantizar la recuperación de los costos eficientes y una remuneración adecuada del capital, de modo de asegurar la continuidad y expansión del servicio.
- **Neutralidad y señales económicas:** la estructura tarifaria debe reflejar costos y generar señales adecuadas para el uso eficiente de la red y la asignación de recursos.

- **Transparencia y trazabilidad:** las decisiones regulatorias deben ser consistentes, verificables y fundadas en criterios explícitos.
- **Protección de usuarios:** se contemplan mecanismos específicos orientados a mitigar impactos distributivos, en particular a través de instrumentos como la Tarifa Social.

2.4 Rol del ARI y consistencia regulatoria

El Acuerdo de Renegociación Integral (ARI) constituye un elemento central del marco regulatorio vigente, en tanto establece lineamientos específicos para la determinación tarifaria, la revisión periódica de ingresos y la implementación de mecanismos de ajuste.

En este sentido, la presente RTI se desarrolla en consistencia con los compromisos y criterios establecidos en el ARI, en particular en lo referido a:

- la determinación de ingresos sobre la base de costos eficientes;
- la incorporación de mecanismos de actualización;
- y la definición de parámetros regulatorios explícitos.

Asimismo, el proceso se alinea con antecedentes regulatorios nacionales y provinciales relevantes en materia de revisión tarifaria en el sector eléctrico, considerados como referencia metodológica y de consistencia regulatoria.

2.5 Alcance de la RTI

La RTI no se limita a la determinación del Requerimiento de Ingresos, sino que comprende el conjunto de definiciones regulatorias necesarias para la implementación del régimen tarifario del período 2025–2030.

En particular, incluye:

- la determinación de los componentes económicos del ingreso;
- la definición de la estructura tarifaria;
- los mecanismos de actualización;
- los regímenes de calidad y control;
- y los instrumentos regulatorios complementarios, tales como el tratamiento de la Tarifa Social y la generación distribuida.

3. Determinación del Requerimiento de Ingreso

3.1 Enfoque general

La presente sección tiene por objeto determinar el Requerimiento de Ingresos (RI) necesario para la prestación eficiente, continua y económicamente sostenible del servicio público de distribución de energía eléctrica durante el período regulatorio 2025–2030. En el marco de la Revisión Tarifaria Integral, el RI constituye el núcleo económico del esquema regulatorio, en tanto traduce en términos monetarios los principios establecidos en la normativa aplicable y articula los distintos componentes que integran el ingreso permitido del prestador.

En términos conceptuales, el Requerimiento de Ingresos comprende la remuneración del capital invertido en los activos afectados al servicio, así como su recuperación a lo largo de su vida útil, los costos de explotación eficientes, los costos asociados a incobrabilidad, el capital de trabajo y los tributos que corresponda reconocer conforme al marco vigente. Su determinación se orienta a asegurar la sostenibilidad económica de la prestación mediante el reconocimiento exclusivo de costos eficientes y una remuneración del capital acorde al riesgo de la actividad, resguardando a los usuarios frente al traslado de ineficiencias propias del prestador.

La metodología adoptada por el ERSEPT se inscribe en un esquema de regulación por incentivos, consistente con el marco normativo vigente, el Contrato de Concesión, el Acuerdo de Renegociación Integral (ARI) y la práctica regulatoria consolidada en materia de servicios públicos de red. Bajo este enfoque, el ingreso permitido se determina ex ante sobre la base de parámetros regulatorios explícitos y metodologías normativas, utilizando como pilares la valorización de la Base de Capital bajo criterios de Valor Nuevo de Reemplazo, la estimación del costo de capital mediante una Tasa de Rentabilidad Regulada, la determinación de los Costos de Explotación a partir de una Empresa Modelo eficiente y el reconocimiento explícito de aquellos componentes complementarios necesarios para reflejar adecuadamente el costo económico del servicio.

Sobre esta base, en las subsecciones siguientes se desarrollan los principales componentes del Requerimiento de Ingresos adoptado para el período 2025–2030, incluyendo la proyección de demanda, la Base de Capital, la Tasa de Rentabilidad Regulada, los Costos de Explotación, la incobrabilidad, el capital de trabajo, los tributos reconocidos y el resultado consolidado del ingreso permitido.

3.2 Proyección de Demanda

La presente subsección tiene por objeto determinar la proyección de demanda de energía, potencia y cantidad de usuarios que será utilizada como base para la estimación del Requerimiento de Ingresos del período regulatorio 2025–2030. En el marco de la regulación por incentivos, la demanda constituye una variable central del esquema tarifario, en tanto define la base de reparto de los costos reconocidos y condiciona la evolución de los ingresos del prestador a lo largo del período regulatorio.

Desde el punto de vista metodológico, la estimación adoptada por el ERSEPT se sustenta en un enfoque integral que combina el análisis de series históricas del mercado eléctrico provincial

con herramientas econométricas y supuestos consistentes con el contexto macroeconómico y sectorial. En particular, se desarrollaron modelos de proyección diferenciados por tipo de usuario y variable relevante (energía, potencia y cantidad de suministros), incorporando como determinantes principales la evolución del nivel de actividad económica, variables demográficas, elasticidades ingreso y precio de la demanda, así como cambios estructurales en los patrones de consumo.

El proceso de estimación incluyó la evaluación de distintos escenarios de evolución de la demanda, el contraste con antecedentes regulatorios y proyecciones sectoriales disponibles, y la validación de consistencia interna entre las distintas variables proyectadas. Asimismo, se consideraron los efectos asociados a modificaciones en los esquemas de subsidios, la incorporación de nuevas tecnologías (particularmente generación distribuida y eficiencia energética) y la evolución esperada de la estructura de consumo. Este enfoque se encuentra alineado con el marco normativo vigente, el Contrato de Concesión y el Acta de Revisión Integral (ARI), así como con las prácticas regulatorias aplicadas en procesos de revisión tarifaria en servicios públicos de red.

En línea con el principio de prudencia regulatoria, la proyección adoptada no reproduce automáticamente las estimaciones de la empresa concesionaria, sino que resulta de un ejercicio independiente por parte del regulador, orientado a reflejar condiciones de prestación eficientes y sostenibles, evitando sesgos que puedan derivar en sobre o subestimaciones de la demanda con impacto en el equilibrio económico del régimen tarifario.

Como resultado del proceso descrito, se adoptan las trayectorias de demanda que se presentan a continuación, las cuales constituyen el escenario regulatorio base para la determinación del Requerimiento de Ingresos del período 2025–2030.

Tabla 1 – Proyección de Usuarios, Consumo MWh/año y Consumo Unitario kWh/año.

| AÑO | TOTAL | | |
|------|----------|-----------------|--------------------------|
| | Usuarios | Consumo MWh/año | Consumo Unitario kWh/año |
| 2024 | 583.018 | 2.990.094 | 5.129 |
| 2025 | 597.251 | 3.013.720 | 5.046 |
| 2026 | 608.489 | 3.081.531 | 5.064 |
| 2027 | 619.493 | 3.156.550 | 5.095 |
| 2028 | 630.388 | 3.235.284 | 5.132 |
| 2029 | 641.168 | 3.312.275 | 5.166 |
| 2030 | 651.978 | 3.386.753 | 5.195 |

| TASAS EE PROYECTADAS | | | |
|----------------------|-------|-------|-------|
| 2024-2030 | 1,88% | 2,10% | 0,21% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON), y cálculos propios

Tabla 2– Proyección de Usuarios y energía por segmento

| Grupo Tarifario (GT) | Clientes | Energía |
|----------------------|--------------|--------------|
| Residencial | 1,95% | 1,67% |
| Comercial | 1,13% | 3,25% |
| Industrial | 1,98% | 2,55% |
| Alumbrado Público | 1,85% | 0,14% |
| Total EDET | 1,88% | 2,10% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON), y cálculos propios

Tabla 3 – Proyección de Demanda de Potencia

| Año | Potencia |
|------------|--------------|
| | (MW) |
| 2025 | 841.2 |
| 2026 | 863.3 |
| 2027 | 886.1 |
| 2028 | 909.4 |
| 2029 | 933.3 |
| 2030 | 957.9 |
| TAE | 2.63% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON), y cálculos propios

3.3 Base de Capital Eléctrica

Objetivo regulatorio

La presente subsección tiene por objeto determinar la **Base de Capital Regulada (BCR)** correspondiente a los activos afectados a la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, la cual constituye el fundamento para la remuneración del capital dentro del Requerimiento de Ingresos del período 2025–2030. La BCR representa el valor económico de los activos necesarios para la prestación eficiente del servicio y, en consecuencia, define la magnitud sobre la cual se aplica la Tasa de Rentabilidad Regulada.

Metodología

Desde el punto de vista metodológico, la determinación de la Base de Capital se realiza sobre la base del criterio de **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)**, en línea con el marco normativo vigente, el Contrato de Concesión y el Acta de Revisión Integral (ARI), así como con los criterios adoptados en antecedentes regulatorios recientes en el ámbito nacional y comparado. Este enfoque se encuentra ampliamente difundido en la regulación de servicios públicos de red,

siendo aplicado por organismos como el ENRE en procesos de revisión tarifaria, así como por reguladores internacionales como Ofgem (Reino Unido), AER (Australia) y ANEEL (Brasil), bajo el principio de valorización de activos a costos eficientes de reposición. En este sentido, el VNR permite estimar el valor económico de una red equivalente, diseñada bajo criterios técnicos actuales y condiciones de prestación optimizadas, evitando trasladar a los usuarios ineficiencias derivadas de decisiones históricas de inversión o configuraciones no eficientes del sistema.

La metodología adoptada incorpora el concepto de **red adaptada**, mediante el cual la valorización de los activos no replica mecánicamente la red existente, sino que refleja una configuración eficiente del sistema, consistente con los niveles de demanda proyectados, los estándares de calidad requeridos y las condiciones tecnológicas vigentes. En este sentido, la BCR resultante excluye ineficiencias asociadas a sobredimensionamientos, obsolescencias o decisiones de inversión no alineadas con criterios de eficiencia económica.

El proceso de estimación se sustenta en la definición de unidades constructivas representativas, la determinación de costos unitarios eficientes y la asignación de vidas útiles regulatorias consistentes con la naturaleza de los activos. Asimismo, se consideran los activos eléctricos y no eléctricos necesarios para la prestación del servicio, así como las incorporaciones asociadas al plan de inversiones previsto para el período regulatorio.

Como criterio de robustez, la estimación basada en VNR se complementa con análisis de consistencia utilizando metodologías alternativas, tales como el Costo Histórico Depreciado Ajustado (CHDA), sin que estas constituyan el criterio principal de valorización. Este contraste permite validar la razonabilidad de los resultados obtenidos y asegurar consistencia con antecedentes regulatorios y estándares internacionales.

El enfoque adoptado se encuentra alineado con los principios de eficiencia, prudencia y sostenibilidad económica establecidos en el marco regulatorio vigente, garantizando que la Base de Capital refleje exclusivamente los activos necesarios para una prestación eficiente del servicio, evitando el reconocimiento de costos asociados a decisiones empresariales no eficientes.

Resultados

Como resultado del proceso descrito, se determina la Base de Capital Regulada correspondiente al período 2025–2030, la cual constituye el valor sobre el cual se calculará la remuneración del capital en el Requerimiento de Ingresos.

Tabla 4 - Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Adaptado (Miles de pesos de dic de 2024)

| Instalación | Cantidad EDET | unidad | VNR EDET (MMS dic2024) | Cantidad Terceros | unidad | VNR Terceros (MMS dic2024) | Cantidad Total | unidad | VNR Total (MMS dic2024) |
|--|---------------|--------|------------------------|-------------------|--------|----------------------------|----------------|--------|-------------------------|
| Líneas Aéreas de MT | 5.261,5 | km | 287.305,2 | 920,2 | km | 37.424 | 6.181,6 | km | 324.729 |
| Cables Subterráneos de MT | 431,7 | km | 62.941 | 2,6 | km | 417 | 434,4 | km | 63.358 |
| Equipos y aparatos de protección y maniobra de MT | 6.035 | ud | 26.602 | 153 | ud | 401 | 6.188 | ud | 27.003 |
| Estaciones de Trabajo y Centros de Maniobra y Distribución MT/MT | 122 | ud | 44.350 | 2 | ud | 106 | 124 | ud | 44.456 |
| Centros de Transformación MT/BT | 7.979 | ud | 211.666 | 741 | ud | 10.333 | 8.720 | ud | 221.999 |
| Líneas Aéreas de BT | 85.04,4 | km | 248.908 | 701,9 | km | 15.737 | 9.206,3 | km | 264.644 |
| Cables Subterráneos de BT | 976,8 | km | 83.373 | 17,1 | km | 1.488 | 993,9 | km | 84.861 |
| Equipos y aparatos de protección y maniobra de BT | 20.304 | ud | 22.547 | 240 | ud | 371 | 20.544 | ud | 22.918 |
| Medidores | 589.594 | ud | 31.379 | | | | 589.594 | ud | 31.379 |
| Medidores de reserva | 11.626 | ud | 618 | | | | 11.626 | ud | 618 |
| Transformadores MT/BT de reserva (3%) | 262 | ud | 2.751 | | | | 262 | ud | 2.751 |
| Bienes MT y BT de reserva (general: Sin materiales) | | | 22.640 | | | | | | 22.640 |
| TOTAL | | | 1.045.080 | | | 66.277 | | | 1.111.357 |

Fuente: Elaboración propia de ERSEPT.

3.4 Manual de Costos

La presente subsección tiene por objeto establecer el criterio regulatorio adoptado por el ERSEPT para la utilización del Manual de Costos en la valorización de la Base de Capital correspondiente al período tarifario 2025–2030. En particular, el Manual de Costos constituye el insumo técnico utilizado para determinar los costos unitarios de reposición de las instalaciones y equipamientos representativos del sistema de distribución, en el marco de la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) aplicada a la red adaptada.

A tal efecto, el ERSEPT analizó el Manual de Costos presentado por EDET S.A. con el objetivo de evaluar la razonabilidad técnica y económica de los valores unitarios propuestos, contrastándolos con antecedentes regulatorios, información de mercado, metodologías alternativas de actualización y con el **informe técnico elaborado por la Gerencia de Energía Eléctrica**, en el marco de sus competencias específicas. El análisis no se orientó a validar mecánicamente los costos informados por la distribuidora, sino a verificar su consistencia como referencia para la construcción de un esquema de costos representativo de una prestación eficiente.

La evaluación incluyó, por un lado, la comparación de los valores unitarios con los costos aprobados en la RTI anterior, actualizados a precios de diciembre de 2024 mediante distintos criterios de indexación; y, por otro, la revisión técnica de estructuras constructivas, metodologías de cómputo y evidencia de mercado disponible para materiales y equipamiento eléctrico. Asimismo, se efectuaron contrastes con información proveniente de otras distribuidoras y con documentación respaldatoria de adquisiciones efectivamente realizadas, con el objeto de validar la razonabilidad de los rangos observados.

Del análisis realizado surge que, si bien se verifican diferencias entre metodologías de actualización y dispersión en determinados precios unitarios —particularmente en equipos con alto componente importado o fuerte incidencia de insumos metálicos—, los valores relevantes deben analizarse en función de su consistencia técnica, su representatividad económica y su adecuación a un sistema eficiente, y no como simple reflejo de costos históricos u observados.

En este sentido, la evidencia relevada muestra que la evolución reciente de los precios de materiales y equipos eléctricos estuvo afectada por factores internacionales y locales que introducen volatilidad y heterogeneidad entre productos, lo que exige prudencia regulatoria en la selección de valores de referencia.

En función de ello, el ERSEPT adopta para la presente RTI un Manual de Costos de carácter regulatorio, construido a partir del contraste entre la información provista por la distribuidora, el **informe técnico de la Gerencia de Energía Eléctrica**, los antecedentes técnicos disponibles, la evidencia de mercado y los criterios metodológicos definidos por el Ente. Dicho manual consolida costos unitarios considerados razonables y representativos para la valorización de un sistema técnica y económicamente adaptado a la demanda.

Los desarrollos técnicos detallados, incluyendo comparaciones de índices, análisis por tipo de equipamiento, ensayos sobre obras representativas y documentación de respaldo, se incorporan en los anexos correspondientes. En el presente documento principal se deja establecido que los costos unitarios adoptados por el ERSEPT son los que sirven de base para la determinación del VNR regulatorio y, en consecuencia, para la estimación de la Base de Capital reconocida en el Requerimiento de Ingresos del período 2025–2030.

3.5 Tasa de Rentabilidad Regulada (TRR)

Objetivo regulatorio

La presente subsección tiene por objeto determinar la Tasa de Rentabilidad Regulada (TRR) aplicable al período tarifario 2025–2030, como parámetro central para la remuneración de la Base de Capital Regulada dentro del Requerimiento de Ingresos. La tasa adoptada debe compatibilizar, por un lado, la sostenibilidad económico-financiera de una empresa eficiente que presta el servicio público de distribución eléctrica y, por otro, la protección de los usuarios frente al reconocimiento de retornos excesivos o no justificados.

En este marco, la TRR debe reflejar el costo de oportunidad del capital correspondiente a una empresa eficiente, considerando el riesgo propio de la actividad de distribución eléctrica en Argentina, en consistencia con el marco normativo vigente y con los principios de razonabilidad tarifaria, eficiencia económica y sostenibilidad del servicio.

Antecedentes y consistencia regulatoria

La metodología adoptada por el ERSEPT se encuentra alineada con la práctica regulatoria consolidada en materia de servicios públicos de red. En el plano internacional, el uso del WACC como herramienta de remuneración del capital constituye el estándar predominante en organismos como Ofgem (Reino Unido), ANEEL (Brasil), OSINERGMIN (Perú), CREG (Colombia) y FERC (Estados Unidos), entre otros. En todos los casos, la determinación de la tasa de rentabilidad se orienta a reflejar el costo de capital de una empresa eficiente, manteniendo equilibrio entre incentivos a la inversión y protección de los usuarios.

En el ámbito nacional, se consideran especialmente los antecedentes recientes del ENRE, que en las revisiones tarifarias más recientes adoptó una metodología basada en WACC real post impuestos y estructura de capital objetivo, consolidando un criterio regulatorio compatible con

la lógica de empresa eficiente y con la necesidad de evitar que las decisiones financieras particulares de cada prestador condicionen la remuneración regulada.

Desde el punto de vista conceptual, el enfoque adoptado se sustenta asimismo en la literatura financiera y regulatoria especializada, que reconoce al WACC como la herramienta estándar para estimar la rentabilidad razonable del capital en actividades reguladas intensivas en infraestructura, siempre que sus parámetros sean definidos con criterios de prudencia, verificabilidad y coherencia interna.

Criterio metodológico adoptado


El ERSEPT determina la TRR mediante la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), ampliamente utilizada en la regulación de servicios públicos de infraestructura. Este enfoque permite estimar el costo de financiamiento de una empresa eficiente a partir de la combinación del costo del capital propio y del costo de la deuda, ponderados según una estructura de capital objetivo.

La metodología adoptada no replica la estructura financiera observada de la concesionaria, sino que se basa en una estructura de capital regulatoria representativa de una empresa eficiente. Este criterio responde a un principio básico de neutralidad regulatoria: la remuneración reconocida en tarifa no debe depender de decisiones financieras particulares del concesionario, sino de parámetros prudentes y comparables con los de empresas de riesgo similar.

En función de ello, se adopta una estructura objetivo de 60% de capital propio y 40% de deuda, consistente con antecedentes regulatorios nacionales e internacionales y con el perfil de riesgo de la actividad. El costo del capital propio se estimó mediante el modelo CAPM, utilizando una tasa libre de riesgo basada en bonos del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años, una prima de mercado histórica, un beta sectorial internacional ajustado por el esquema regulatorio de Price Cap y una prima por riesgo país. Por su parte, el costo de la deuda se estimó a partir de información empírica correspondiente a emisiones de Obligaciones Negociables de empresas energéticas argentinas comparables.

A efectos de mantener consistencia con el régimen tarifario provincial y con la metodología de determinación del ingreso regulado, la TRR se expresa en términos reales y después de impuestos. Este criterio resulta además consistente con el tratamiento explícito del Impuesto a las Ganancias dentro del modelo de Requerimiento de Ingresos, evitando confusiones metodológicas y fortaleciendo la trazabilidad del cálculo regulatorio.

Asimismo, la conversión a términos reales se efectuó utilizando expectativas de inflación de mercado, incorporándose adicionalmente una prima por riesgo cambiario a fin de reflejar las particularidades del contexto macroeconómico argentino y su incidencia sobre la valorización del capital invertido.



Mag. DANNON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Resultado adoptado

Aplicando los parámetros y supuestos definidos por el ERSEPT, se obtiene un costo del capital propio nominal después de impuestos de 12,01%, un costo de deuda antes de impuestos de 8,07% anual y una estructura de capital objetivo de 60% de capital propio y 40% de deuda. Sobre esta base, el resultado de la estimación arroja un WACC nominal después de impuestos de 9,30%, equivalente a una tasa real después de impuestos, ajustada por riesgo cambiario, de 6,86%.

A los fines regulatorios, ERSEPT adopta como Tasa de Rentabilidad Regulada para el período 2025–2030 la tasa **real después de impuestos de 6,86%**, por considerarla consistente con el marco normativo aplicable, metodológicamente robusta, prudente en términos regulatorios y alineada con los antecedentes relevantes del sector. Complementariamente, se expone la tasa real antes de impuestos, equivalente a 11,75%, únicamente con fines de trazabilidad metodológica y comparabilidad.

La tasa adoptada se ubica dentro de los rangos observados en antecedentes regulatorios nacionales y regionales recientes, y refleja un equilibrio adecuado entre la necesidad de preservar incentivos a la inversión y el deber regulatorio de resguardar a los usuarios frente al reconocimiento de retornos excesivos.

Tabla 5 - Parámetros adoptados para la estimación de la TRR

| | |
|--|---------------|
| Costo del financiamiento de terceros | 8,07% |
| Costo de la deuda | 8,07% |
| Costo del capital propio (CAPM) | 12,01% |
| Tasa libre de riesgo | 4,34% |
| Premio del mercado | 5,44% |
| Beta equity | 0,52 |
| Riesgo país | 4,83% |
| Estructura de capital, impuestos, inflación | |
| Deuda / Activo | 40,00% |
| Capital propio / Activo | 60,00% |
| Tasa de impuesto a las ganancias | 35,00% |
| Riesgo cambiario | 0,14% |
| Inflación EE.UU. | 2,43% |

Fuente: Elaboración GAE.

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Tabla 6 - Resultados obtenidos para la tasa WACC

| | |
|---|--------|
| WACC (nominal después de impuestos) | 9,30% |
| WACC _{r-c} (real después imp + riesgo camb.) | 6,86% |
| WACC _{nal} (nominal antes de impuestos) | 14,31% |
| WACC _{rai} (real antes de impuestos + rc) | 11,75% |

Fuente: Elaboración GAE.

3.6 Costos de Explotación

Objetivo regulatorio

La presente subsección tiene por objeto determinar los Costos de Explotación eficientes a reconocer en el Valor Agregado de Distribución para el período tarifario 2025–2030. Su finalidad es establecer el nivel de gastos necesarios para operar, mantener, administrar y gestionar comercialmente el servicio público de distribución eléctrica bajo estándares adecuados de calidad técnica y comercial, evitando el traslado automático a tarifa de ineficiencias propias de la estructura histórica de la empresa concesionaria.

En este marco, los costos reconocidos deben reflejar el desempeño de una empresa eficiente que presta el servicio en el área de concesión de EDET S.A., en condiciones consistentes con el marco regulatorio vigente y con los principios de eficiencia económica, sostenibilidad financiera y razonabilidad tarifaria.

Criterio metodológico adoptado

ERSEPT adopta para la determinación de los Costos de Explotación la metodología de **Empresa Modelo eficiente**, en línea con el marco regulatorio aplicable y con la práctica regulatoria nacional e internacional en servicios públicos de red. Este enfoque permite estimar los costos prudentes y necesarios de prestación a partir de parámetros normativos de eficiencia, desacoplando el reconocimiento tarifario de la estructura contable observada de la empresa real.

La metodología aplicada parte del nivel de actividad regulado —usuarios, energía distribuida, potencia máxima y extensión de red— y, sobre esa base, dimensiona una organización eficiente en términos de dotación, estructura funcional, recursos operativos y requerimientos de apoyo. Asimismo, valoriza dichos recursos a precios representativos de mercado y depura aquellos conceptos que no corresponden al servicio regulado o que reflejan ineficiencias no trasladables a tarifa.

En este sentido, el criterio adoptado por el ERSEPT se apoya en tres definiciones regulatorias centrales. En primer lugar, los costos reconocidos son los de una empresa eficiente y no los costos históricos efectivamente incurridos por la concesionaria. En segundo lugar, la naturaleza económica del costo prevalece sobre su tratamiento contable, de modo que la utilización de personal propio o de servicios tercerizados no altera, por sí misma, el criterio de reconocimiento regulatorio. En tercer lugar, la estimación de los Costos de Explotación debe ser coherente con el esquema general de regulación por incentivos, incluyendo la aplicación separada del Factor X sobre los costos controlables, a fin de evitar superposiciones metodológicas.

Antecedentes y consistencia regulatoria

La metodología de Empresa Modelo ha sido utilizada en distintos procesos regulatorios nacionales y provinciales como herramienta para estimar costos eficientes en actividades de red. En el plano nacional, se verifican antecedentes en las revisiones tarifarias del ENRE y del ENARGAS, así como en experiencias subnacionales y la propia RTI 2020–2025 del ERSEPT. A nivel internacional, organismos como Ofgem, AER y OEB aplican metodologías equivalentes en el marco de esquemas de Price Cap o Revenue Cap, orientadas a reconocer costos eficientes y preservar incentivos de productividad.

Desde el punto de vista conceptual, este enfoque resulta consistente con la literatura de regulación por incentivos, que destaca la necesidad de separar los costos eficientes de los costos observados y de limitar el reconocimiento tarifario a aquellos gastos prudentes y necesarios para la prestación del servicio.

Insumos de contraste y robustez del análisis

A efectos de fortalecer la robustez del resultado adoptado, el ERSEPT consideró tres fuentes complementarias de información. En primer término, los costos observados en el balance 2024 de EDET S.A., utilizados exclusivamente como referencia descriptiva y de contraste, sin que constituyan criterio de reconocimiento tarifario. En segundo lugar, la modelización presentada por BA Energy Solutions en representación de la distribuidora, como antecedente técnico de la posición empresaria. En tercer lugar, la actualización de los costos eficientes aprobados en la RTI 2020–2025, ajustados por variación de precios exógenos, escala y parámetros regulatorios de eficiencia, como ejercicio adicional de validación y orden de magnitud.


Resultado adoptado

Como resultado del proceso de análisis y validación efectuado, el ERSEPT adopta para el período tarifario 2025–2030 un nivel de **Costos de Explotación eficientes de \$121.998.482.927**, expresado en pesos de diciembre de 2024.

Este valor surge de la estimación principal elaborada por la Gerencia de Asuntos Económicos mediante la metodología de Empresa Modelo, con validación de cantidades, precios unitarios y consistencia funcional. El monto adoptado se considera compatible con el nivel de actividad del servicio, con los estándares de calidad exigibles, con la estructura operativa de una empresa eficiente y con los principios regulatorios de razonabilidad y sostenibilidad.

La estructura del costo resultante confirma, asimismo, que la prestación del servicio de distribución eléctrica es intensiva en mano de obra, con una participación predominante de los costos laborales dentro del costo total, y con una distribución funcional entre Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización consistente con las necesidades propias de la actividad.

En consecuencia, el valor adoptado por el ERSEPT constituye la base regulatoria para la determinación del componente de Costos de Explotación dentro del Requerimiento de Ingresos del período 2025–2030.



Mag. DANILO ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Tabla 7 - Costos de Explotación eficientes adoptados por ERSEPT

| RESUMEN DE COSTOS DE EXPLOTACIÓN (\$/año) | | | | |
|---|------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| CONCEPTO | TOTAL COMA | RESUMEN | | |
| | | NO PERSONAL | PERSONAL | OTROS |
| COSTOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN | 121.998.482.927 | 3.132.953.715 | 48.076.008.203 | 88.789.521.009 |
| COSTOS DE ESTRUCTURA | 45.785.383.672 | 3.132.953.715 | 41.064.873.316 | 1.587.556.640 |
| TOTAL DE COSTOS DIRECTOS | 39.209.921.675 | | | |
| COSTO TOTAL SALARIAL DE LA ESTRUCTURA | 39.003.092.061 | | 39.003.092.061 | EN COMA |
| MÓDULOS DE EQUIPAMIENTO DE OFICINAS | 131.508.122 | | 87.092.588 | 44.505.533 |
| VEHÍCULOS | 75.231.493 | | 75.231.493 | EN COMA |
| TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS | 6.575.461.996 | | | |
| COMUNICACIONES | 52.740.000 | | 52.740.000 | |
| SERVICIOS GENERALES | 1.542.215.366 | 1.266.993.671 | 130.380.446 | 135.841.250 |
| MATERIALES Y OTROS | 450.060.000 | | 244.620.000 | 205.440.000 |
| ALQUILER MENSUAL DE LOS EDIFICIOS | 660.988.250 | | 380.900.000 | 291.088.250 |
| VIGILANCIA DE EDIFICIOS E INSTALACIONES | 2.003.487.338 | | 1.092.916.729 | 910.680.607 |
| SISTEMAS Y EQUIPOS | 689.662.394 | 689.662.394 | | |
| OTROS COSTOS GLOBALES | 1.176.297.650 | 1.176.297.650 | | |
| COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO | 52.767.721.718 | | | 52.767.721.718 |
| COSTO DE PERSONAL | 37.117.652.896 | | | |
| COSTO LABORAL DE LAS CUADRILLAS Y EQUIPO | 37.117.652.896 | | | 37.117.652.896 |
| COSTO DE VEHÍCULOS Y MATERIALES | 15.361.360.058 | | | |
| VEHÍCULOS | 11.379.762.671 | | | 11.379.762.671 |
| MATERIALES Y REPUESTOS | 4.001.597.387 | | | 4.001.597.387 |
| ADICIONAL POR TAREAS CON TENSION | 268.708.764 | | | 268.708.764 |
| COSTOS DEL ÁREA COMERCIAL | 23.445.377.538 | | 8.011.134.887 | 15.434.242.651 |
| COSTO DE PERSONAL | 18.562.943.788 | | | |
| COSTO LABORAL DE LAS CUADRILLAS Y CALL CENTER | 18.562.943.788 | | 1.840.105.000 | 14.722.838.788 |
| COSTO DE VEHÍCULOS Y MATERIALES | 711.403.065 | | | |
| VEHÍCULOS | 544.623.800 | | | 544.623.800 |
| MATERIALES E INSUMOS | 166.780.065 | | | 166.780.065 |
| COSTOS COMPLEMENTARIOS | 6.171.029.687 | | | |
| EQUIPAMIENTO | 60.330.830 | | 60.330.830 | |
| FACTURACIÓN Y COBRANZAS | 6.110.699.057 | | 6.110.699.057 | |

Fuente: Elaboración GAE.

3.7 Tasa de Incobrabilidad

La presente subsección tiene por objeto determinar la tasa de incobrabilidad a reconocer en el Requerimiento de Ingresos para el período tarifario 2025–2030. Su finalidad es compensar exclusivamente aquellas pérdidas residuales que resultan inevitables aun bajo condiciones de gestión eficiente, preservando al mismo tiempo los incentivos regulatorios para la mejora continua en la cobranza y evitando el traslado automático a tarifa del desempeño efectivo de la empresa.

Desde el punto de vista regulatorio, la incobrabilidad no constituye un pass-through automático de deuda no cobrada, sino un parámetro ex ante que debe reflejar el comportamiento esperable de una empresa eficiente en la gestión comercial del servicio. En consecuencia, su reconocimiento debe limitarse a un nivel prudente y razonable de pérdidas inevitables, compatible con los principios de eficiencia económica, sostenibilidad del servicio y protección de los usuarios.

A efectos de su determinación, el ERSEPT consideró tres elementos complementarios. En primer lugar, el marco conceptual y normativo aplicable, conforme al cual los costos reconocidos en tarifa deben corresponder a una empresa eficiente y no a la totalidad de los costos efectivamente observados. En segundo lugar, los antecedentes regulatorios nacionales e internacionales, incluyendo referencias de organismos como Ofgem, ENRE, ENRESP,

MARCELO ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

OSINERGMIN, CNE y ANEEL, que muestran la utilización de parámetros ex ante y benchmarks de eficiencia para el tratamiento de este concepto. En tercer lugar, se analizó el desempeño empírico de cobrabilidad de EDET S.A. a partir de la relación entre ingresos facturados e ingresos cobrados correspondientes a la Tasa de Inspección y Control (TIC) para el período 2021–2025, como indicador observable de desempeño, sin que ello implique su traslado automático al esquema tarifario.

El análisis efectuado muestra que la incobrabilidad observada en dicho período se ubica sustancialmente por encima de los niveles eficientes reconocidos en la práctica regulatoria comparada, por lo que su adopción directa resultaría incompatible con el enfoque de regulación por incentivos aplicado en la presente RTI. En este sentido, el parámetro regulatorio no surge del desempeño observado de la distribuidora, sino del contraste entre evidencia empírica, antecedentes regulatorios y criterio de prudencia.

Sobre esta base, el ERSEPT adopta para el período tarifario 2025–2030 una tasa de incobrabilidad de **1,0% de la facturación total**. Este valor se considera consistente con un criterio de eficiencia regulatoria, razonable en función de las condiciones del servicio y adecuado para preservar incentivos de mejora en la gestión de cobro, sin trasladar a los usuarios las ineficiencias derivadas del desempeño efectivo de la empresa. La incobrabilidad así reconocida se incorpora como un componente explícito del Requerimiento de Ingresos, separado de los Costos de Explotación, en coherencia con la estructura general del modelo tarifario adoptado.

3.8 Aportes Tarifa Social Eléctrica

Objetivo regulatorio

En el marco de la presente RTI, se establece un esquema de reconocimiento destinado a garantizar la sostenibilidad de la Tarifa Social Eléctrica, asegurando el acceso al servicio eléctrico en condiciones asequibles para los usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica.

El diseño adoptado procura compatibilizar objetivos de equidad distributiva con criterios de eficiencia, previsibilidad y sostenibilidad económica del servicio, en línea con los principios regulatorios aplicables al sector.

Metodología y enfoque

Desde el punto de vista metodológico, el financiamiento de la Tarifa Social se instrumenta mediante la incorporación de un monto específico dentro del Requerimiento de Ingresos reconocido en el VAD.

Dicho monto se determina sobre la base del producido físico y tarifario del año base, de la proporción de usuarios residenciales alcanzados por el régimen y del nivel de beneficio definido sobre el cargo por uso de red (cargo fijo).

El esquema se estructura sobre criterios de focalización del beneficio, apoyándose en herramientas de caracterización socioeconómica y territorial, así como en el procedimiento de elegibilidad vigente establecido por la Resolución ERSEPT N° 009/22. En este sentido, el régimen adoptado no implica la creación de un nuevo mecanismo de acceso, sino la consolidación y aplicación de criterios de elegibilidad ya previstos en la normativa vigente.

En este marco, el régimen se define a partir de parámetros explícitos de cobertura y nivel de beneficio, los cuales permanecen constantes durante el período tarifario, mientras que el monto reconocido evoluciona automáticamente con las actualizaciones del VAD.

Asimismo, el acceso al beneficio se mantiene abierto a través de los mecanismos de postulación, evaluación y validación establecidos en la normativa vigente, garantizando la incorporación de usuarios que cumplan con los criterios definidos por la autoridad regulatoria.

Resultado adoptado

En función de la metodología descripta, se establece un esquema de Tarifa Social que:

- alcanza aproximadamente al **31% de los usuarios residenciales**;
- reconoce un nivel de beneficio del orden de **41% sobre el cargo fijo**;
- y se financia mediante un monto incorporado al VAD, consistente con el Requerimiento de Ingresos determinado para el período.

Estos parámetros resultan consistentes con los criterios de elegibilidad vigentes y con la sostenibilidad económica del esquema dentro del período tarifario 2025–2030.

Asignación de riesgos e incentivos

El monto destinado a la Tarifa Social se encuentra integrado al VAD y, en consecuencia, se actualiza automáticamente conforme a los mecanismos de actualización tarifaria definidos para el período.

En este contexto, los desvíos acotados dentro de rangos operativos razonables entre el monto reconocido y el costo efectivo del beneficio serán absorbidos por la distribuidora, en línea con los incentivos propios de un esquema de regulación por incentivos.

El ERSEPT podrá realizar tareas de seguimiento y control del régimen, incluyendo la verificación de la correcta aplicación de los criterios de elegibilidad, la consistencia del padrón de beneficiarios y el adecuado funcionamiento general del esquema.

Consideraciones regulatorias

La incorporación del financiamiento de la Tarifa Social dentro del VAD constituye una decisión regulatoria explícita, orientada a garantizar la sostenibilidad del esquema en el tiempo, asegurando su compatibilidad con el principio de suficiencia de ingresos.

Su tratamiento dentro del VAD configura un mecanismo explícito y trazable dentro de la estructura tarifaria, consistente con las facultades regulatorias del Ente y con la necesidad de dotar al régimen de previsibilidad y estabilidad durante el período tarifario.

El régimen adoptado se apoya en criterios de elegibilidad preexistentes y en mecanismos institucionales consolidados, lo que permite dotarlo de mayor robustez, transparencia y trazabilidad en su implementación.

Los aspectos metodológicos, operativos y de implementación del régimen se desarrollan en la sección específica y en los anexos técnicos correspondientes.

3.9 Capital de Trabajo

La presente subsección tiene por objeto determinar el capital de trabajo a reconocer en el Requerimiento de Ingresos correspondiente al período tarifario 2025–2030. Su reconocimiento responde a la necesidad de contemplar el requerimiento financiero asociado al ciclo operativo normal del servicio de distribución eléctrica, derivado del desfase temporal entre la prestación del servicio, la facturación a los usuarios y la percepción efectiva de los ingresos.

Desde el punto de vista regulatorio, el capital de trabajo representa el financiamiento necesario para sostener la operación corriente del servicio bajo condiciones de gestión eficiente. En consecuencia, su reconocimiento no responde a la situación financiera particular de la distribuidora ni a eventuales descalces derivados de decisiones empresariales específicas, sino al capital circulante requerido por una empresa eficiente para atender sus obligaciones operativas dentro del ciclo normal de prestación.

En el marco de la presente RTI, el ERSEPT reconoce el capital de trabajo como un componente explícito y separado del Requerimiento de Ingresos, en coherencia con la estructura general del modelo tarifario adoptado. Este tratamiento permite diferenciarlo de los Costos de Explotación, de la remuneración del capital asociada a la Base de Capital Regulada y de otros componentes específicos del ingreso, evitando superposiciones o dobles reconocimientos.

La determinación del capital de trabajo se basa en el análisis del ciclo comercial y operativo del servicio, considerando los plazos característicos de facturación, cobranza y atención de obligaciones operativas, aplicados sobre los costos e ingresos reconocidos regulatoriamente. De este modo, el criterio adoptado procura reflejar exclusivamente el requerimiento financiero correspondiente al funcionamiento normal y eficiente del servicio, sin trasladar a tarifa necesidades de financiamiento asociadas a ineficiencias, atrasos extraordinarios o estructuras de gestión no compatibles con una empresa eficiente.

Este enfoque resulta consistente con el marco regulatorio vigente y con los antecedentes aplicados en la revisión tarifaria anterior, preservando una lógica de reconocimiento prudente y metodológicamente trazable. Asimismo, contribuye a asegurar la sostenibilidad operativa del servicio, al contemplar de manera explícita un componente que forma parte del costo económico de la prestación, pero que no debe confundirse con la remuneración del capital invertido en activos fijos.

En consecuencia, el ERSEPT incorpora al Requerimiento de Ingresos un reconocimiento por capital de trabajo calculado sobre la base de los parámetros regulatorios adoptados para la presente RTI, cuyo valor específico surge del modelo económico correspondiente y se expone en la tabla respectiva.

3.10 Impuestos Municipales

La presente subsección tiene por objeto establecer el tratamiento regulatorio de las tasas e impuestos provinciales y municipales que gravan la actividad de distribución eléctrica y que, por su naturaleza, constituyen erogaciones necesarias para la prestación del servicio público en condiciones de normalidad y eficiencia.

En el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, el ERSEPT reconoce como componente explícito del Requerimiento de Ingresos aquellos tributos subnacionales que inciden directamente sobre la actividad regulada y que no resultan ajenos a la prestación del servicio. Este tratamiento resulta consistente con el marco regulatorio vigente y con el criterio adoptado en la RTI anterior, en la cual también se consideró la carga tributaria provincial y municipal aplicable a la distribuidora como parte del esquema económico del servicio.

En particular, se reconocen los siguientes conceptos:

- Impuesto a los Sellos;
- Impuesto a los Automotores y Rodados;
- Impuesto para la Salud Pública;
- Impuesto Inmobiliario Provincial;
- Tributo Económico Municipal (TEM).

El reconocimiento de estos conceptos responde a que constituyen cargas tributarias vinculadas al desarrollo de la actividad regulada y, en consecuencia, forman parte del costo económico de prestación que debe ser contemplado en la determinación del ingreso permitido. Su tratamiento dentro del modelo tarifario no implica un pass-through irrestricto de cualquier obligación tributaria, sino el reconocimiento regulatorio de aquellos gravámenes que recaen sobre la prestación del servicio y resultan consistentes con una empresa eficiente operando en el área de concesión.

En este marco, el ERSEPT incorpora al Requerimiento de Ingresos el componente correspondiente a tasas e impuestos provinciales y municipales, cuya cuantificación específica surge del modelo económico adoptado para la presente RTI y de los parámetros tributarios aplicables al período tarifario 2025–2030.

3.11 Impuestos a las Ganancias

La presente subsección tiene por objeto establecer el tratamiento regulatorio del Impuesto a las Ganancias dentro del Requerimiento de Ingresos correspondiente al período tarifario 2025–2030. Su consideración reviste especial relevancia, en tanto incide directamente sobre la rentabilidad neta reconocida a la actividad regulada y, por ende, sobre la consistencia económica del esquema tarifario adoptado.

En el marco de la presente RTI, el ERSEPT adopta una Tasa de Rentabilidad Regulada expresada en términos reales y después de impuestos. En consecuencia, a efectos de preservar la neutralidad fiscal del modelo y evitar que la carga tributaria erosione la rentabilidad regulatoria reconocida, el Impuesto a las Ganancias se incorpora de manera explícita dentro del Requerimiento de Ingresos, y no como un componente implícito de la tasa de retorno.

Para el período 2025–2030 se adopta como supuesto regulatorio una alícuota del 35%, en consistencia con la normativa aplicable y con la hipótesis de una empresa ubicada en el tramo superior del impuesto. El reconocimiento no se realiza sobre la situación fiscal particular de la distribuidora, sino sobre la base imponible que surge del modelo regulatorio adoptado para una empresa eficiente.

A tal efecto, el impuesto se determina sobre la ganancia neta antes de impuestos proyectada en el modelo tarifario, resultante de los ingresos reconocidos, los costos eficientes de prestación, las amortizaciones regulatorias y la remuneración del capital correspondiente a la Base de

Capital Regulada. Este tratamiento asegura coherencia entre la base imponible considerada en el cálculo y la estructura económica general del Requerimiento de Ingresos.

La incorporación explícita del Impuesto a las Ganancias fortalece la trazabilidad del modelo tarifario, evita su inclusión implícita en la tasa de rentabilidad y contribuye a prevenir inconsistencias metodológicas o dobles reconocimientos. De este modo, el tratamiento adoptado permite reflejar adecuadamente la carga tributaria asociada a la actividad regulada, preservando la consistencia entre rentabilidad autorizada, neutralidad fiscal y sostenibilidad económica del servicio durante el período 2025–2030.

En consecuencia, el ERSEPT incorpora al Requerimiento de Ingresos el componente correspondiente al Impuesto a las Ganancias, cuya cuantificación específica surge del modelo económico adoptado para la presente RTI.

3.12 Resultado Consolidado

La presente subsección tiene por objeto presentar el resultado consolidado del Valor Agregado de Distribución (VAD) determinado por el ERSEPT para el período tarifario 2025–2030, a partir de la integración de los componentes desarrollados en las subsecciones precedentes del Requerimiento de Ingresos.

El valor consolidado surge de la aplicación coherente de los criterios regulatorios adoptados en la presente RTI, incluyendo la valorización de la Base de Capital mediante Valor Nuevo de Reemplazo, la estimación de los Costos de Explotación a través de la metodología de Empresa Modelo, la determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada en términos reales y después de impuestos, y el reconocimiento explícito de los componentes complementarios correspondientes a incobrabilidad, capital de trabajo, tasas e impuestos subnacionales, aporte destinado a la Tarifa Social Eléctrica e Impuesto a las Ganancias.

Expresado en pesos constantes de diciembre de 2024, el Valor Agregado de Distribución reconocido por el ERSEPT asciende a **\$270.913,38 millones**, incluyendo el Impuesto a las Ganancias. Excluido este último concepto, el VAD asciende a **\$233.294,88 millones**.

La composición del resultado consolidado muestra una estructura consistente con la naturaleza económica del servicio de distribución eléctrica. Los Costos de Explotación sin impuestos constituyen el principal componente del VAD, seguidos por los Costos de Capital y por el Impuesto a las Ganancias reconocido explícitamente en el modelo. En forma complementaria, se incorporan el Aporte Tarifa Social, la incobrabilidad, los impuestos municipales y el capital de trabajo, todos ellos determinados de acuerdo con criterios regulatorios específicos y consistentes con la arquitectura general del modelo tarifario adoptado.

En consecuencia, el resultado consolidado expuesto en la tabla siguiente expresa el ingreso regulatorio reconocido para la actividad de distribución, en condiciones compatibles con los principios de eficiencia, sostenibilidad económica, trazabilidad metodológica y razonabilidad tarifaria que orientan la presente Revisión Tarifaria Integral.

Tabla 8 - Resultado consolidado del VAD reconocido por ERSEPT
(millones de pesos de diciembre de 2024)

| Componentes | VAD GAE (VNR + EM) con Ganancias Explícita (TRR d.i.) | |
|---|---|----------------|
| Costos de capital | | |
| BK Eléctrica Activos Propios | \$ | 80.004 |
| BK Eléctrica Activos Terceros | \$ | 1.894 |
| Total Bienes Eléctricos | \$ | 81.897 |
| Bienes No Eléctricos | \$ | 11.963 |
| Costos de Capital Total | \$ | 93.860 |
| Gastos Corrientes | | |
| Personal | \$ | 92.684 |
| Materiales | \$ | 4.594 |
| Servicios Tercerizados | \$ | 9.630 |
| Gastos Generales | \$ | 1.445 |
| Total Costos Explotación sin Impuestos | \$ | 108.352 |
| Aporte TSE | \$ | 15.488 |
| Incobrables | \$ | 5.218 |
| Costos Explotación + TSE + Incobrables | \$ | 129.057 |
| Impuestos sobre ventas | | |
| Impuestos Municipales | \$ | 6.626 |
| Total Gastos Corrientes (c/impuestos) | \$ | 135.684 |
| Capital de Trabajo | | |
| Costo de Capital de Trabajo | \$ | 3.751 |
| VAD Total | | |
| VAD sin IG | \$ | 233.295 |
| Impuesto a las Ganancias | \$ | 37.619 |
| VAD Total con IG | \$ | 270.913 |
| Costos de Abastecimiento | \$ | 250.845 |
| Facturación inicial (seed) | \$ | 521.758 |
| Facturación Total | \$ | 521.758 |

Mag. DANIEL ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

4. Régimen Tarifario

En el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, el ERSEPT adopta el Régimen Tarifario aplicable al periodo 2025–2030 como instrumento destinado a traducir el Requerimiento de Ingresos reconocido en la RTI en una estructura concreta de categorías, cargos, parámetros y reglas de facturación aplicables a los distintos usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica. En este sentido, el Régimen Tarifario no define el nivel total de ingresos reconocidos a la distribuidora, sino la forma en que dichos ingresos se distribuyen entre segmentos de usuarios y componentes tarifarios, en condiciones consistentes con los principios de causalidad de costos, eficiencia económica, razonabilidad, transparencia y operatividad regulatoria.

El criterio adoptado por el ERSEPT parte de una lógica de continuidad estructural respecto del régimen vigente, preservando aquellos elementos que mantienen razonable consistencia técnica, estabilidad operativa y compatibilidad con la arquitectura general del servicio. No obstante, dicha continuidad no implica inmovilidad regulatoria. Allí donde el análisis técnico identificó problemas de señal económica, inconsistencias distributivas, rigideces operativas o necesidad de adecuación frente a nuevas condiciones del sistema, se introdujeron modificaciones puntuales y debidamente fundadas, procurando mantener un equilibrio entre mejora regulatoria y previsibilidad del régimen.

Bajo este enfoque, el Régimen Tarifario 2025–2030 incorpora adecuaciones selectivas en aquellos segmentos donde se verificaron fundamentos suficientes para ello. Entre las principales definiciones adoptadas se destacan la revisión de las franjas de Cargo de Uso de Red para pequeñas demandas, la incorporación de criterios más consistentes para el cálculo del consumo promedio de referencia, la adecuación del acceso al régimen de Generación Distribuida para usuarios de pequeña demanda, la reformulación del tratamiento de la capacidad de suministro y de la señal de potencia para grandes usuarios, y la explicitación de determinadas reglas complementarias en materia de mora, recargos y aplicación operativa del régimen. Estas modificaciones no responden a una redefinición integral del esquema tarifario, sino a ajustes específicos orientados a mejorar la asignación de costos, fortalecer señales económicas relevantes y reducir ambigüedades regulatorias.

Asimismo, el ERSEPT mantiene, con carácter general, la metodología utilizada para la determinación del Cuadro Tarifario en la RTI anterior, en tanto la evidencia técnica disponible no justifica una recalibración integral de sus parámetros estructurales. En este marco, se preservan los principales coeficientes y relaciones técnicas empleados en la asignación de costos entre categorías, introduciendo únicamente aquellas adecuaciones que resultan necesarias como consecuencia de los cambios específicos adoptados en determinadas subcategorías o componentes del régimen. Este criterio responde a una lógica de prudencia metodológica y estabilidad regulatoria, evitando modificaciones generales cuando no se verifican alteraciones estructurales suficientes en los patrones de demanda o en el uso de la red.

El Régimen Tarifario aquí adoptado se articula, además, de manera consistente con el resto de los instrumentos regulatorios definidos en la presente RTI, en particular con el Requerimiento de Ingresos, la Tarifa Social Eléctrica, el régimen aplicable a la Generación Distribuida, el mecanismo de actualización del VAD, el Factor X y las reglas de contabilidad regulatoria. En consecuencia, debe ser entendido como parte integrante de un diseño regulatorio más amplio, en el que las distintas herramientas definidas en la RTI operan de manera coordinada para asegurar sostenibilidad económica del servicio, coherencia metodológica y adecuada protección de los usuarios.

El desarrollo metodológico, los fundamentos regulatorios y el tratamiento detallado por categoría tarifaria se exponen en el **Anexo del Informe Técnico del Régimen Tarifario 2025–2030**, que forma parte integrante del presente proceso.

5. Régimen Tarifario Generación Distribuida

5.1 Objetivo

El Régimen Tarifario para Generación Distribuida (GD) tiene por objeto establecer un marco económico y técnico que permita:

- Promover el desarrollo de generación renovable a pequeña escala.
- Garantizar señales económicas correctas para usuarios-generadores.
- Preservar la sostenibilidad financiera de la distribuidora.
- Evitar subsidios cruzados no explícitos entre usuarios.
- Asegurar simplicidad operativa y transparencia regulatoria.

El régimen busca compatibilizar la expansión de la generación distribuida con la estabilidad del sistema eléctrico provincial, en línea con los principios de eficiencia, equidad y neutralidad tecnológica. En este contexto, se adopta un enfoque basado en la modalidad de **net billing**, mediante el cual la energía inyectada a la red por los usuarios-generadores es valorizada a un precio específico y compensada económicamente contra la energía demandada, evitando así subsidios cruzados entre usuarios con y sin generación propia.

5.2 Marco normativo y antecedentes

El diseño se fundamenta en:

- Ley Nacional 27.424 de Generación Distribuida.
- Normativa reglamentaria nacional y provincial aplicable.
- Marco Regulatorio Eléctrico Provincial.
- Contrato de Concesión.
- ARI vigente.

Asimismo, se consideran antecedentes regulatorios comparados (Argentina, Brasil – ANEEL, España, Chile), especialmente en materia de:

- Esquemas de balance neto vs. facturación neta.
- Reconocimiento de energía inyectada.
- Tratamiento de potencia.
- Asignación de costos de red.

En este contexto, y ante la ausencia de una reglamentación tarifaria específica a nivel local, el presente régimen define criterios propios en el marco de la RTI, alineados con las mejores prácticas internacionales, evitando esquemas que generen erosión del VAD

sin mecanismo compensatorio explícito y preservando la neutralidad económica del distribuidor.

5.3 Enfoque metodológico adoptado

El régimen adopta un modelo de autoconsumo con inyección de excedentes a la red y compensación económica mediante **facturación neta (net billing)**, en línea con los lineamientos de la Ley N° 27.424.

En este marco, se distinguen dos modalidades de implementación:

- **Generación Distribuida Individual**, orientada al autoconsumo con inyección de excedentes.
- **Generación Distribuida Comunitaria**, en la cual múltiples usuarios participan de un sistema de generación compartido sin alterar su condición tarifaria individual ni su vínculo contractual con la distribuidora.

El criterio de valorización de la energía inyectada se basa en el **costo evitado de abastecimiento**, reflejando el costo que la distribuidora deja de incurrir al sustituir energía proveniente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), ajustado por pérdidas técnicas evitadas y por factores de variación regional.


Este enfoque permite preservar la neutralidad económica del sistema, evitando distorsiones en el costo medio de abastecimiento y transferencias ineficientes de costos entre usuarios.

5.4 Resultados regulatorios alcanzados

El régimen tarifario definido permite:

- Incorporar la generación distribuida sin modificar la estructura tarifaria vigente para las distintas categorías de usuarios.
- Implementar un mecanismo de compensación económica a través del **Crédito por Energía Activa Inyectada (CEAI)**, aplicado en la factura del usuario-generador.
- Establecer un esquema de acumulación de créditos en una cuenta de valoración de energía, sin caducidad, utilizable en períodos futuros.
- Evitar la generación de saldos negativos, preservando la integridad del esquema tarifario.
- Mantener simplicidad tarifaria para pequeños usuarios, evitando la incorporación de cargos de potencia, y consistencia estructural para usuarios de mayor demanda.
- Incorporar un esquema específico para **Generación Distribuida Comunitaria**, que internaliza los costos de conexión mediante la deducción de un cargo fijo en el punto de inyección y distribuye el crédito neto entre los participantes.

Asimismo, se establece una implementación gradual mediante un **sandbox regulatorio**, con un límite inicial de penetración equivalente al 5% de la demanda máxima provincial, permitiendo monitorear los impactos sobre la red, la sostenibilidad económica del servicio y la asignación de costos entre usuarios, y habilitando ajustes en función de la evidencia empírica.



Mag. DAMON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

6. Producido Físico

En el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030 se construyó el **Producido Físico de Referencia correspondiente al año 2024** para la empresa distribuidora EDET S.A., el cual constituye la base para la estimación del producido económico regulatorio y el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD).

El producido físico representa la cuantificación anual de las principales variables del servicio eléctrico —cantidad de usuarios, energía consumida y potencia facturada— diferenciadas por categoría tarifaria. Estas magnitudes permiten reproducir el funcionamiento del régimen tarifario vigente y simular distintos esquemas tarifarios en el marco del proceso de revisión.

Para su construcción se utilizaron bases comerciales y de facturación correspondientes al año 2024 suministradas por la distribuidora. A partir de dicha información se agregaron mensualmente las variables físicas relevantes por categoría tarifaria, considerando las particularidades de facturación de cada grupo de usuarios.

En aquellas categorías con facturación bimestral, la cantidad de períodos fue convertida a **períodos equivalentes de facturación**, multiplicando los períodos bimestrales por dos, a fin de reflejar correctamente la cantidad anual de períodos facturados. Asimismo, se contemplaron las características propias de cada categoría tarifaria, incluyendo la clasificación por **Cargos de Uso de Red** en las tarifas de pequeñas demandas; en el caso de los usuarios residenciales, la identificación de beneficiarios de **Tarifa Social Eléctrica** y la segmentación del **Registro de Acceso a los Subsidios Energéticos (RASE)**; y, para las medianas y grandes demandas, la diferenciación por **nivel de tensión, franjas horarias de consumo y tamaño de demanda**. También se incorporaron los efectos asociados al **Abono por Estacionalidad**, cuando corresponde.

El producido físico anual se obtuvo mediante la agregación de los valores mensuales correspondientes a cada variable y categoría tarifaria.

En la **Tabla 9** se presentan los resultados del producido físico anual correspondiente al año 2024.

Tabla 9: Producido Físico Anual 2024

| Categoría | Concepto | Total 2024 |
|-------------------|-----------------------------|------------|
| T1R – Residencial | Total períodos equivalentes | 6.310.737 |
| | CUR1 – sin TSE | 1.490.827 |
| | CUR2 – sin TSE | 1.174.834 |
| | CUR3 – sin TSE | 990.853 |
| | CUR4 – sin TSE | 402.393 |
| | CUR1 – con TSE | 604.443 |
| | CUR2 – con TSE | 712.132 |
| | CUR3 – con TSE | 665.828 |
| | CUR4 – con TSE | 269.427 |
| | Energía total (GWh) | 1.666,45 |
| | N1 (GWh) | 215,84 |
| | N2 Base (GWh) | 914,89 |

| | | |
|-------------------------------------|-----------------------------------|----------|
| | N2 Excedente (GWh) | 260,82 |
| | N3 Base (GWh) | 174,82 |
| | N3 Excedente (GWh) | 100,08 |
| | Exceso consumo >750 kWh/mes (GWh) | 53,88 |
| T1RC – Residencial Colectiva | Total periodos equivalentes | 5.290 |
| | CUR1 | 2.468 |
| | CUR2 | 1.308 |
| | CUR3 | 1.077 |
| | CUR4 | 437 |
| | Energía (GWh) | 1,73 |
| T1G – General BT | Total periodos equivalentes | 561.671 |
| | CUR1 | 217.014 |
| | CUR2 | 104.672 |
| | CUR3 | 161.911 |
| | CUR4 | 9.455 |
| | CURS | 68.619 |
| | Energía (GWh) | 295,19 |
| T2 – Medianas Demandas | Total periodos equivalentes | 41.281 |
| | Energía (GWh) | 178,67 |
| | Potencia (MW) | 1.048,94 |
| | Estacionalidad (MW) | -0,9 |
| T3 – Alumbrado Público | Total periodos equivalentes | 77.136 |
| | Energía (GWh) | 101,33 |
| T4B – Grandes Demandas BT | Total periodos equivalentes | 11.378 |
| | Usuarios <300 kW | 11.239 |
| | Usuarios ≥300 kW | 139 |
| | Energía total (GWh) | 198,83 |
| | Pico <300 (GWh) | 38,84 |
| | Resto <300 (GWh) | 116,52 |
| | Valle <300 (GWh) | 35,62 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 1,44 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 4,93 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 1,48 |
| | Potencia <300 (MW) | 1.085,27 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 52,24 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | -39,4 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | -2,31 |
| T4M – Grandes Demandas MT | Total periodos equivalentes | 2.268 |

| | | |
|--|-----------------------------|--------|
| | Usuarios <300 kW | 1.379 |
| | Usuarios ≥300 kW | 889 |
| | Energía total (GWh) | 297,19 |
| | Pico <300 (GWh) | 11,52 |
| | Resto <300 (GWh) | 31,17 |
| | Valle <300 (GWh) | 10,44 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 49,96 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 138,9 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 55,19 |
| | Potencia <300 (MW) | 230,31 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 871,62 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | -5,92 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | -48,37 |
| T5 - Medianas demandas Peaje | Total periodos equivalentes | 44 |
| | Energía (GWh) | 0,36 |
| | Potencia (MW) | 2,2 |
| | Estacionalidad (MW) | 0 |
| T6B – Grandes demandas Peaje BT | Total periodos equivalentes | 38 |
| | Usuarios <300 kW | 38 |
| | Usuarios ≥300 kW | 0 |
| | Energía total (GWh) | 1,65 |
| | Pico <300 (GWh) | 0,37 |
| | Resto <300 (GWh) | 1,02 |
| | Valle <300 (GWh) | 0,26 |
| | Pico ≥300 (GWh) | 0 |
| | Resto ≥300 (GWh) | 0 |
| | Valle ≥300 (GWh) | 0 |
| | Potencia <300 (MW) | 5,43 |
| | Potencia ≥300 (MW) | 0 |
| | Estacionalidad <300 (MW) | 0 |
| | Estacionalidad ≥300 (MW) | 0 |
| T6M – Grandes demandas Peaje MT | Total periodos equivalentes | 496 |
| | Usuarios <300 kW | 152 |
| | Usuarios ≥300 kW | 344 |
| | Energía total (GWh) | 246 |
| | Pico <300 (GWh) | 1,45 |
| | Resto <300 (GWh) | 3,99 |
| | Valle <300 (GWh) | 1,1 |

| | |
|--------------------------------|--------|
| Pico ≥ 300 (GWh) | 50,56 |
| Resto ≥ 300 (GWh) | 130,8 |
| Valle ≥ 300 (GWh) | 58,1 |
| Potencia < 300 (MW) | 25,04 |
| Potencia ≥ 300 (MW) | 668,16 |
| Estacionalidad < 300 (MW) | 0 |
| Estacionalidad ≥ 300 (MW) | -59,82 |

Fuente: Elaboración propia sobre la base de información suministrada por EDET S.A.

7. Mecanismo de Actualización del VAD

7.1 Introducción y relevancia

La determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) constituye uno de los componentes centrales del régimen tarifario del servicio público de distribución de energía eléctrica. A través de este valor se reconocen los costos propios de la actividad de distribución —operación, mantenimiento, administración e inversiones asociadas— que resultan necesarios para garantizar la prestación del servicio en condiciones adecuadas de continuidad, seguridad y calidad. No obstante, dado que el cálculo del VAD se realiza en un momento específico del tiempo, la evolución posterior de los precios de la economía puede generar desfasajes entre los costos reconocidos y los costos efectivamente enfrentados por la distribuidora. En contextos de inflación elevada y volatilidad de precios relativos, como el observado en la economía argentina en los últimos años, estos desfasajes pueden producirse con rapidez y afectar significativamente el equilibrio económico-financiero del servicio.

En este contexto, los mecanismos de actualización periódica del VAD adquieren una relevancia central dentro del esquema regulatorio. Su función es permitir que la remuneración reconocida a la distribuidora refleje de manera razonable la evolución de los precios de los insumos necesarios para la prestación del servicio, evitando que variaciones exógenas en dichos precios generen distorsiones en la estructura tarifaria o comprometan la sostenibilidad económica de la actividad. La experiencia regulatoria demuestra que la ausencia de mecanismos sistemáticos de actualización suele derivar en retrasos tarifarios acumulados, pérdida de capacidad operativa de las empresas y deterioro gradual de la calidad del servicio. Por el contrario, la existencia de reglas claras y previsibles para la actualización de los costos permite reducir la incertidumbre regulatoria, mejorar la planificación de inversiones y garantizar una evolución tarifaria gradual y transparente.

El enfoque adoptado para la actualización del VAD se inscribe dentro del modelo regulatorio conocido como **Price Cap** o regulación por precio tope. Este modelo busca replicar, en sectores donde la competencia es limitada o inexistente, los incentivos a la eficiencia propios de un mercado competitivo. Bajo este esquema, las tarifas evolucionan en función de dos elementos diferenciados: por un lado, la variación de los precios de los insumos utilizados en la prestación del servicio y, por otro, los cambios en la productividad de la empresa. La actualización por precios reconoce el impacto de factores macroeconómicos exógenos sobre los costos de operación, mientras que el denominado **Factor X** captura las mejoras de eficiencia que se espera que la empresa alcance a lo largo del período regulatorio. De este modo, el mecanismo permite que parte de las ganancias de productividad se trasladen gradualmente a los usuarios en forma

de menores tarifas reales, preservando al mismo tiempo los incentivos para la mejora continua en la gestión del servicio.

En la provincia de Tucumán, el ERSEPT incorporó formalmente este enfoque en el régimen tarifario vigente a través de la Resolución N.º 645/20, correspondiente al período tarifario 2020–2025. Dicha resolución estableció una metodología de redeterminación del VAD basada en una matriz de costos construida a partir de los componentes del servicio de distribución y en la utilización de índices oficiales publicados por organismos estadísticos nacionales. Este esquema permitió dotar al proceso de actualización tarifaria de mayor objetividad, replicabilidad y transparencia, al utilizar información pública y verificable y establecer procedimientos claros para la revisión de los valores tarifarios. La experiencia acumulada durante su aplicación constituye el principal antecedente técnico y regulatorio para el diseño del mecanismo correspondiente al nuevo período tarifario 2025–2030.

En consecuencia, el mecanismo de actualización propuesto para la nueva Revisión Tarifaria Integral busca consolidar y perfeccionar esta herramienta regulatoria, asegurando simultáneamente la sustentabilidad económica del servicio, la transparencia del proceso de actualización y el mantenimiento de incentivos adecuados para la eficiencia operativa.

7.2 Marco normativo para Tucumán

El régimen tarifario aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica en la provincia de Tucumán se encuentra sustentado en un conjunto de normas de carácter nacional y provincial que definen los principios regulatorios, las competencias institucionales y los procedimientos para la determinación de tarifas.

En primer lugar, la Ley Nacional N.º 24.065, que organiza el marco regulatorio eléctrico argentino, establece que las tarifas de los servicios públicos de electricidad deben fijarse de manera tal que permitan cubrir los costos eficientes de prestación, asegurar una rentabilidad razonable para los prestadores y mantener incentivos adecuados para la eficiencia económica. Estos principios se complementan a nivel provincial con las Leyes N.º 6.509 y N.º 6.608, que asignan al Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos Provinciales (ERSEPT) la función de autoridad regulatoria del sistema eléctrico en Tucumán. En este marco, el ERSEPT tiene la responsabilidad de definir los cuadros tarifarios, supervisar el cumplimiento de las condiciones de la concesión y garantizar el equilibrio entre la sostenibilidad del servicio y la protección de los derechos de los usuarios.

Sobre esta base normativa general, el sistema tarifario tucumano se consolidó a partir de dos instrumentos regulatorios fundamentales que establecen las reglas específicas para la actualización del VAD.

El primero de ellos es el Acta de Renegociación Integral (ARI), particularmente su Anexo N.º 1, denominado “Metodología de Ajuste de la Tarifa”. Este documento introdujo un conjunto de principios metodológicos que estructuran el sistema tarifario vigente. Entre los aspectos centrales del esquema se encuentra la separación de los distintos componentes de la tarifa eléctrica, distinguiendo entre aquellos costos ajenos a la gestión del concesionario —como el costo de la energía mayorista, el transporte o determinados impuestos— y los costos propios de la actividad de distribución, representados por el VAD. Mientras que los primeros se trasladan directamente a tarifa mediante mecanismos de pass-through, el segundo constituye el objeto principal de la regulación económica y de los procesos de revisión tarifaria.

La ARI también estableció el uso de un Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP) como herramienta para monitorear la evolución de los costos del servicio. Este índice se construye a partir de la matriz de costos de la distribuidora y utiliza indicadores oficiales de precios y salarios para reflejar la variación de los principales insumos utilizados en la prestación del servicio. Cuando la variación acumulada del índice supera determinados umbrales previamente definidos, se habilita el inicio del proceso de revisión del VAD. Este procedimiento permite compatibilizar la estabilidad tarifaria con la actualización oportuna de los costos, garantizando al mismo tiempo la transparencia del proceso a través de instancias de consulta pública documentada.

El segundo hito normativo relevante corresponde a la Resolución ERSEPT N.º 645/20, dictada en el marco de la Revisión Tarifaria Integral 2020–2025. Esta resolución consolidó el esquema metodológico de redeterminación del VAD e incorporó una estructura más detallada para el cálculo de la matriz de costos. En particular, el mecanismo adoptado distingue entre costos directos de la prestación —vinculados a la operación y mantenimiento del sistema eléctrico— y costos indirectos —asociados a impuestos, tasas e incobrables que dependen del nivel de ingresos de la distribuidora—. La variación de los costos directos se calcula a partir de una matriz de ponderaciones que relaciona cada componente del VAD con uno o más índices oficiales de precios, tales como el Índice del Costo de la Construcción, el Índice de Precios Internos al por Mayor, el Índice de Precios al Consumidor regional y el Índice de Salarios del INDEC, entre otros.

Asimismo, la resolución estableció una periodicidad semestral para la revisión del VAD —en los meses de mayo y noviembre— y reafirmó la aplicación del Factor de Eficiencia (FX) como instrumento destinado a capturar las mejoras de productividad de la distribuidora. De esta manera, el marco regulatorio provincial consolidó un sistema de actualización tarifaria que combina la evolución de los precios de los insumos con incentivos explícitos para la mejora de la eficiencia operativa.

7.3 Propuesta de mecanismo de actualización del VAD para el período 2025–2030

La presente propuesta tiene por finalidad establecer el mecanismo de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica en la provincia de Tucumán para el período tarifario 2025–2030, en el marco de la Revisión Tarifaria Integral correspondiente.

El diseño metodológico propuesto se fundamenta en los principios establecidos en el marco regulatorio vigente —Ley Nacional N.º 24.065, Leyes Provinciales N.º 6.509 y N.º 6.608, el Acta de Renegociación Integral (ARI) y la Resolución ERSEPT N.º 645/20— y recoge la experiencia acumulada durante el período tarifario anterior en la aplicación de mecanismos de redeterminación del VAD basados en matrices de costos e índices de precios oficiales.

El objetivo central del mecanismo consiste en asegurar que la remuneración reconocida al prestador del servicio refleje de manera razonable y transparente la evolución de los costos de prestación, evitando desfasajes entre los ingresos tarifarios y la dinámica de los precios de los insumos utilizados en la actividad de distribución. En contextos macroeconómicos caracterizados por elevada inflación y variabilidad en los precios relativos, la existencia de reglas claras y sistemáticas para la actualización de los costos resulta fundamental para preservar la sustentabilidad económica del servicio, garantizar la continuidad de las inversiones y mantener adecuados niveles de calidad en la prestación.

En este sentido, el mecanismo propuesto mantiene la lógica regulatoria del modelo Price Cap adoptado en el sistema eléctrico argentino, distinguiendo entre dos componentes principales de la evolución tarifaria: por un lado, la actualización asociada a la variación de los precios de los insumos de la economía, que se reconoce mediante el proceso de redeterminación del VAD; y por otro, la aplicación de un Factor de Eficiencia (Factor X), destinado a trasladar progresivamente a los usuarios los beneficios derivados de las mejoras de productividad del prestador.

La propuesta para el período 2025–2030 busca preservar la coherencia metodológica con los mecanismos aplicados en revisiones tarifarias anteriores, al tiempo que consolida un esquema técnicamente robusto, transparente y replicable, basado en la utilización de índices estadísticos oficiales, la definición explícita de los componentes de costos y la aplicación de fórmulas de cálculo que permitan reproducir de manera objetiva el proceso de actualización.

Las subsecciones siguientes describen los principales elementos del mecanismo propuesto, incluyendo los plazos de actualización, el procedimiento de inicio del proceso de revisión del VAD, la aplicación del Factor de Eficiencia y la metodología de cálculo basada en la matriz de costos.

Plazos

La redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) se realizará de manera periódica a lo largo del período tarifario 2025–2030 con el objetivo de reflejar la evolución de los costos de prestación del servicio de distribución eléctrica y evitar desfasajes entre los costos reconocidos en la tarifa y los precios efectivos de los insumos utilizados por la distribuidora.

En continuidad con el esquema implementado en el período tarifario anterior, se establece que las revisiones del VAD se efectuarán en los meses de **mayo y noviembre de cada año**, determinando en cada instancia los valores del VAD que resultarán aplicables a los dos trimestres del semestre siguiente.

Esta periodicidad permite mantener la correspondencia temporal entre la evolución de los costos propios de distribución y los períodos estacionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), facilitando la coherencia entre los componentes de la tarifa eléctrica asociados a los costos de abastecimiento y aquellos vinculados a la prestación del servicio de distribución.

La sincronización con el calendario estacional del MEM contribuye asimismo a mejorar la previsibilidad del sistema tarifario, permitiendo tanto al regulador como al prestador del servicio planificar con mayor precisión la evolución de los ingresos y los costos operativos.

El mes de referencia inicial para la aplicación del mecanismo correspondiente al período tarifario 2025–2030 será **diciembre de 2024**, a partir del cual se calcularán las variaciones de los índices de precios utilizados en el proceso de redeterminación de la matriz de costos.

En caso de resultar necesario para garantizar la adecuada disponibilidad de información estadística y técnica, el ERSEPT podrá establecer de manera excepcional la fecha de la primera revisión del VAD dentro del período tarifario, manteniendo en todos los casos los principios de transparencia, oportunidad y trazabilidad que rigen el proceso de actualización.

Inicio del proceso de revisión del VAD

El proceso de redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) se iniciará cuando se verifique el cumplimiento de las **condiciones habilitantes previstas en el punto 3.2 del Anexo N.º 1 del Acta de Renegociación Integral (ARI)**, referido al procedimiento de ajuste tarifario.

Estas condiciones establecen que la revisión del VAD podrá llevarse a cabo cuando la variación acumulada de los precios de los insumos que integran la matriz de costos alcance niveles significativos que justifiquen la actualización de los valores tarifarios.

El proceso podrá iniciarse de oficio por parte del ERSEPT o a solicitud fundada de la distribuidora, siempre que se acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el marco regulatorio vigente.

Una vez verificada la condición habilitante, el Ente Regulador dará inicio al procedimiento de revisión mediante la apertura de una **Consulta Pública Documentada**, en la cual se expondrán los fundamentos técnicos del ajuste propuesto, la evolución de los índices de precios considerados y el impacto estimado sobre el Valor Agregado de Distribución y los cuadros tarifarios correspondientes.

Durante este proceso, el ERSEPT llevará adelante el análisis técnico y económico de la matriz de costos, evaluando la consistencia de los cálculos presentados y la correcta aplicación de los factores de redeterminación establecidos en la metodología.

Concluida la instancia de consulta pública, el Ente Regulador resolverá mediante el acto administrativo correspondiente la procedencia del ajuste del VAD y la aprobación de los nuevos cuadros tarifarios, garantizando en todo momento la trazabilidad de los cálculos y la transparencia del proceso regulatorio.

Ajuste del VAD por aplicación del Factor de Eficiencia

Además de la actualización asociada a la variación de los precios de los insumos, el mecanismo tarifario incorpora la aplicación de un **Factor de Eficiencia (Factor X)** destinado a reflejar las mejoras esperadas en la productividad del prestador del servicio a lo largo del período tarifario.

El Factor X constituye un elemento característico del modelo de regulación Price Cap, cuyo objetivo es incentivar a las empresas a mejorar la eficiencia en la prestación del servicio y trasladar gradualmente a los usuarios parte de los beneficios derivados de dichas mejoras.

En el marco del período tarifario 2025–2030, el valor del Factor X será el determinado en los estudios técnicos elaborados durante el proceso de Revisión Tarifaria Integral. Dicho factor se aplicará sobre el VAD actualizado por variación de precios, conforme al mecanismo de redeterminación establecido en la presente metodología.

La incorporación del Factor X permite asegurar que la evolución tarifaria no se limite a reflejar el incremento de los costos de la economía, sino que también incorpore los efectos de las mejoras tecnológicas, organizativas y de gestión que puedan reducir los costos medios de prestación del servicio.

De esta manera, el esquema regulatorio mantiene un adecuado equilibrio entre la necesidad de reconocer los costos eficientes del servicio y el objetivo de promover mejoras continuas en la productividad de la actividad de distribución eléctrica.

Metodología general de actualización del VAD

El mecanismo de actualización del Valor Agregado de Distribución se basa en la utilización de una **Matriz de Costos representativa de la estructura económica del servicio de distribución**, que permite estimar el impacto de las variaciones de los precios de la economía sobre los costos de prestación.

La matriz de costos identifica los principales componentes del VAD —infraestructura eléctrica, equipamiento, materiales y suministros, mano de obra, servicios contratados, gastos administrativos, impuestos y costos financieros— y determina la participación relativa de cada uno de ellos en el costo total reconocido.

Cada componente de la matriz se encuentra asociado a uno o más **Factores de Redeterminación**, representados por índices oficiales de precios y salarios publicados por organismos estadísticos nacionales, tales como el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) y el Banco Central de la República Argentina (BCRA).

La variación de estos índices permite estimar la actualización del costo de cada componente de la matriz y, por agregación, determinar la variación total del Valor Agregado de Distribución.

El procedimiento metodológico distingue entre **costos directos de la prestación**, vinculados a la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, y **costos indirectos**, asociados a impuestos, tasas e incobrables cuya evolución depende del nivel de ingresos reconocido al prestador.

La aplicación de esta metodología permite asegurar que el mecanismo de actualización del VAD sea **objetivo, replicable y transparente**, al basarse en información estadística pública y en fórmulas de cálculo previamente definidas.

Las subsecciones siguientes desarrollan en detalle el procedimiento técnico de redeterminación del VAD, incluyendo la estructura de la matriz de costos, las ecuaciones utilizadas en el proceso de cálculo, los factores de redeterminación aplicables y el procedimiento para la determinación de los cuadros tarifarios correspondientes a cada período de revisión.

Metodología de redeterminación del VAD

La redeterminación del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período tarifario 2025–2030 se basa en una metodología de actualización de costos sustentada en la utilización de una **Matriz de Costos representativa de la estructura económica del servicio de distribución eléctrica**.

Este enfoque permite estimar de manera sistemática el impacto que las variaciones de los precios de la economía tienen sobre los costos de prestación del servicio, garantizando que el mecanismo de actualización refleje de manera objetiva y verificable la evolución de los insumos utilizados por la distribuidora.

La metodología adoptada mantiene plena coherencia con los principios establecidos en el Acta de Renegociación Integral (ARI) y con la estructura metodológica incorporada mediante la Resolución ERSEPT N.º 645/20, consolidando un sistema de actualización basado en:

- la utilización de **índices de precios y salarios oficiales** publicados por el INDEC y el BCRA;
- la identificación explícita de los **componentes de costos que integran el VAD**;

- la asignación de **ponderadores derivados de la estructura de costos del estudio tarifario** aprobado en la presente Revisión Tarifaria Integral; y
- la aplicación de **fórmulas de redeterminación que permiten calcular la variación del VAD ante cambios en los precios de la economía.**

En este marco, la Matriz de Costos constituye la herramienta operativa central del mecanismo de actualización. Dicha matriz identifica los principales componentes del costo de prestación del servicio —incluyendo infraestructura eléctrica, equipamiento, materiales y suministros, mano de obra, servicios contratados, gastos administrativos, impuestos y costos financieros— y determina su participación relativa en el costo total reconocido.

Cada componente de la matriz se encuentra asociado a uno o más **Factores de Redeterminación**, representados por índices estadísticos que reflejan la evolución de los precios de los insumos correspondientes. La variación de estos índices permite estimar la actualización del costo de cada componente y, por agregación, determinar el nuevo valor del VAD aplicable en cada proceso de revisión.

El procedimiento metodológico adoptado distingue entre **costos directos de la prestación**, cuya evolución depende de los precios de los insumos utilizados en la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, y **costos indirectos**, cuya variación se encuentra vinculada al nivel de ingresos reconocido a la distribuidora y a la incidencia de impuestos, tasas y cargos regulatorios.

Sobre esta base, el mecanismo de actualización se estructura en cinco etapas metodológicas principales:

1. definición de la Matriz de Costos y sus ponderadores;
2. cálculo de la variación de cada componente mediante Factores de Redeterminación basados en índices oficiales;
3. determinación del valor actualizado del VAD a partir de la agregación de costos directos e indirectos;
4. proyección de la matriz de costos para la determinación de los cuadros tarifarios aplicables en cada semestre; y
5. Ajuste estructural del Índice Representativo de los Costos Directos de la Prestación (IRCP) para mantener la coherencia entre la matriz de costos actualizada y el mecanismo de activación de revisiones tarifarias.

Las subsecciones siguientes describen en detalle cada uno de estos elementos, incluyendo las ecuaciones utilizadas en el proceso de redeterminación, los índices estadísticos empleados como factores de actualización y los procedimientos aplicables para la determinación del VAD y del Cuadro Tarifario correspondiente a cada período de revisión.



Mag. DANIEL ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Matriz de Costos

| Cuenta | Componentes | | | | | | | | | | | | | | | PRE | FE | FC | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | FE | FD | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|-------------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|-----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 | 101 | 102 | 103 | 104 | 105 | 106 | 107 | 108 | 109 | 110 | 111 | 112 | 113 | 114 | 115 | 116 | 117 | 118 | 119 | 120 | 121 | 122 | 123 | 124 | 125 | 126 | 127 | 128 | 129 | 130 | 131 | 132 | 133 | 134 | 135 | 136 | 137 | 138 | 139 | 140 | 141 | 142 | 143 | 144 | 145 | 146 | 147 | 148 | 149 | 150 | 151 | 152 | 153 | 154 | 155 | 156 | 157 | 158 | 159 | 160 | 161 | 162 | 163 | 164 | 165 | 166 | 167 | 168 | 169 | 170 | 171 | 172 | 173 | 174 | 175 | 176 | 177 | 178 | 179 | 180 | 181 | 182 | 183 | 184 | 185 | 186 | 187 | 188 | 189 | 190 | 191 | 192 | 193 | 194 | 195 | 196 | 197 | 198 | 199 | 200 | 201 | 202 | 203 | 204 | 205 | 206 | 207 | 208 | 209 | 210 | 211 | 212 | 213 | 214 | 215 | 216 | 217 | 218 | 219 | 220 | 221 | 222 | 223 | 224 | 225 | 226 | 227 | 228 | 229 | 230 | 231 | 232 | 233 | 234 | 235 | 236 | 237 | 238 | 239 | 240 | 241 | 242 | 243 | 244 | 245 | 246 | 247 | 248 | 249 | 250 | 251 | 252 | 253 | 254 | 255 | 256 | 257 | 258 | 259 | 260 | 261 | 262 | 263 | 264 | 265 | 266 | 267 | 268 | 269 | 270 | 271 | 272 | 273 | 274 | 275 | 276 | 277 | 278 | 279 | 280 | 281 | 282 | 283 | 284 | 285 | 286 | 287 | 288 | 289 | 290 | 291 | 292 | 293 | 294 | 295 | 296 | 297 | 298 | 299 | 300 | 301 | 302 | 303 | 304 | 305 | 306 | 307 | 308 | 309 | 310 | 311 | 312 | 313 | 314 | 315 | 316 | 317 | 318 | 319 | 320 | 321 | 322 | 323 | 324 | 325 | 326 | 327 | 328 | 329 | 330 | 331 | 332 | 333 | 334 | 335 | 336 | 337 | 338 | 339 | 340 | 341 | 342 | 343 | 344 | 345 | 346 | 347 | 348 | 349 | 350 | 351 | 352 | 353 | 354 | 355 | 356 | 357 | 358 | 359 | 360 | 361 | 362 | 363 | 364 | 365 | 366 | 367 | 368 | 369 | 370 | 371 | 372 | 373 | 374 | 375 | 376 | 377 | 378 | 379 | 380 | 381 | 382 | 383 | 384 | 385 | 386 | 387 | 388 | 389 | 390 | 391 | 392 | 393 | 394 | 395 | 396 | 397 | 398 | 399 | 400 | 401 | 402 | 403 | 404 | 405 | 406 | 407 | 408 | 409 | 410 | 411 | 412 | 413 | 414 | 415 | 416 | 417 | 418 | 419 | 420 | 421 | 422 | 423 | 424 | 425 | 426 | 427 | 428 | 429 | 430 | 431 | 432 | 433 | 434 | 435 | 436 | 437 | 438 | 439 | 440 | 441 | 442 | 443 | 444 | 445 | 446 | 447 | 448 | 449 | 450 | 451 | 452 | 453 | 454 | 455 | 456 | 457 | 458 | 459 | 460 | 461 | 462 | 463 | 464 | 465 | 466 | 467 | 468 | 469 | 470 | 471 | 472 | 473 | 474 | 475 | 476 | 477 | 478 | 479 | 480 | 481 | 482 | 483 | 484 | 485 | 486 | 487 | 488 | 489 | 490 | 491 | 492 | 493 | 494 | 495 | 496 | 497 | 498 | 499 | 500 | 501 | 502 | 503 | 504 | 505 | 506 | 507 | 508 | 509 | 510 | 511 | 512 | 513 | 514 | 515 | 516 | 517 | 518 | 519 | 520 | 521 | 522 | 523 | 524 | 525 | 526 | 527 | 528 | 529 | 530 | 531 | 532 | 533 | 534 | 535 | 536 | 537 | 538 | 539 | 540 | 541 | 542 | 543 | 544 | 545 | 546 | 547 | 548 | 549 | 550 | 551 | 552 | 553 | 554 | 555 | 556 | 557 | 558 | 559 | 560 | 561 | 562 | 563 | 564 | 565 | 566 | 567 | 568 | 569 | 570 | 571 | 572 | 573 | 574 | 575 | 576 | 577 | 578 | 579 | 580 | 581 | 582 | 583 | 584 | 585 | 586 | 587 | 588 | 589 | 590 | 591 | 592 | 593 | 594 | 595 | 596 | 597 | 598 | 599 | 600 | 601 | 602 | 603 | 604 | 605 | 606 | 607 | 608 | 609 | 610 | 611 | 612 | 613 | 614 | 615 | 616 | 617 | 618 | 619 | 620 | 621 | 622 | 623 | 624 | 625 | 626 | 627 | 628 | 629 | 630 | 631 | 632 | 633 | 634 | 635 | 636 | 637 | 638 | 639 | 640 | 641 | 642 | 643 | 644 | 645 | 646 | 647 | 648 | 649 | 650 | 651 | 652 | 653 | 654 | 655 | 656 | 657 | 658 | 659 | 660 | 661 | 662 | 663 | 664 | 665 | 666 | 667 | 668 | 669 | 670 | 671 | 672 | 673 | 674 | 675 | 676 | 677 | 678 | 679 | 680 | 681 | 682 | 683 | 684 | 685 | 686 | 687 | 688 | 689 | 690 | 691 | 692 | 693 | 694 | 695 | 696 | 697 | 698 | 699 | 700 | 701 | 702 | 703 | 704 | 705 | 706 | 707 | 708 | 709 | 710 | 711 | 712 | 713 | 714 | 715 | 716 | 717 | 718 | 719 | 720 | 721 | 722 | 723 | 724 | 725 | 726 | 727 | 728 | 729 | 730 | 731 | 732 | 733 | 734 | 735 | 736 | 737 | 738 | 739 | 740 | 741 | 742 | 743 | 744 | 745 | 746 | 747 | 748 | 749 | 750 | 751 | 752 | 753 | 754 | 755 | 756 | 757 | 758 | 759 | 760 | 761 | 762 | 763 | 764 | 765 | 766 | 767 | 768 | 769 | 770 | 771 | 772 | 773 | 774 | 775 | 776 | 777 | 778 | 779 | 780 | 781 | 782 | 783 | 784 | 785 | 786 | 787 | 788 | 789 | 790 | 791 | 792 | 793 | 794 | 795 | 796 | 797 | 798 | 799 | 800 | 801 | 802 | 803 | 804 | 805 | 806 | 807 | 808 | 809 | 810 | 811 | 812 | 813 | 814 | 815 | 816 | 817 | 818 | 819 | 820 | 821 | 822 | 823 | 824 | 825 | 826 | 827 | 828 | 829 | 830 | 831 | 832 | 833 | 834 | 835 | 836 | 837 | 838 | 839 | 840 | 841 | 842 | 843 | 844 | 845 | 846 | 847 | 848 | 849 | 850 | 851 | 852 | 853 | 854 | 855 | 856 | 857 | 858 | 859 | 860 | 861 | 862 | 863 | 864 | 865 | 866 | 867 | 868 | 869 | 870 | 871 | 872 | 873 | 874 | 875 | 876 | 877 | 878 | 879 | 880 | 881 | 882 | 883 | 884 | 885 | 886 | 887 | 888 | 889 | 890 | 891 | 892 | 893 | 894 | 895 | 896 | 897 | 898 | 899 | 900 | 901 | 902 | 903 | 904 | 905 | 906 | 907 | 908 | 909 | 910 | 911 | 912 | 913 | 914 | 915 | 916 | 917 | 918 | 919 | 920 | 921 | 922 | 923 | 924 | 925 | 926 | 927 | 928 | 929 | 930 | 931 | 932 | 933 | 934 | 935 | 936 | 937 | 938 | 939 | 940 | 941 | 942 | 943 | 944 | 945 | 946 | 947 | 948 | 949 | 950 | 951 | 952 | 953 | 954 | 955 | 956 | 957 | 958 | 959 | 960 | 961 | 962 | 963 | 964 | 965 | 966 | 967 | 968 | 969 | 970 | 971 | 972 | 973 | 974 | 975 | 976 | 977 | 978 | 979 | 980 | 981 | 982 | 983 | 984 | 985 | 986 | 987 | 988 | 989 | 990 | 991 | 992 | 993 | 994 | 995 | 996 | 997 | 998 | 999 | 1000 |

Procedimiento de redeterminación (ecuaciones 1 a 6)

El procedimiento de ajuste del Valor Agregado de Distribución (VAD) y del Cuadro Tarifario, incluyendo los cargos destinados a inversiones obligatorias, ante variaciones en los precios de la economía, se fundamenta en el proceso de redeterminación del valor de la Matriz de Costos, descrito en la presente sección.

El valor del VAD correspondiente al mes de referencia *i* se determina conforme a la siguiente expresión:

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Ecuación 1

$$VAD_i = CDIRECTO_i + CINDIRECTO_i$$

$$CDIRECTO_i = \sum_{k=1}^{24} C_{k,i}$$

$$CINDIRECTO_i = \sum_{k=25}^{27} C_{k,i}$$

Donde:

$CDIRECTO_i$ = Costo Directo de la Prestación, en el mes i , e igual a la sumatoria del costo de los componentes k de la Matriz de Costos, desde $k = 1$ hasta $k = 24$.

$CINDIRECTO_i$ = Costo Indirecto de la Prestación, en el mes i , e igual a la sumatoria del costo de los componentes k de la Matriz de Costos, desde $k = 25$ hasta $k = 27$

$C_{k,i}$ = Costo anual del componente k de la Matriz de Costos en el mes i .

En cada oportunidad en que se establezca la necesidad de la redeterminación del valor del VAD a través de la Matriz de Costos, asociada a un mes de referencia j , se seguirá el procedimiento de cálculo que a continuación se describe:

- 1) Para la determinación de la incidencia de la variación de los precios en la economía en el valor del VAD , el costo de cada componente de la Matriz de Costos, en el mes j , se establecerá como:

Ecuación 2

$$C_{k,j} = C_{k,i} * \sum \frac{W_{n,k,i}}{100} * \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$$

Donde:

$C_{k,j}$ = Costo anual del componente k de la Matriz de Costos en el mes j , en \$.

$C_{k,i}$ = Costo anual del componente k de la Matriz de Costos en el mes de referencia i , en \$.

$W_{n,k,i}$ = Representa el coeficiente de ponderación (%) de cada índice n sobre cada uno de los componentes k de la Matriz de Costos, en el mes de referencia i .

$\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}}$ = Variación del Factor de Redeterminación n en el mes j respecto al mes de referencia i .

- 2) El costo directo de la prestación en la Matriz de Costos, en el mes j se determinará como:

Ecuación 3

$$CDIRECTO_j = \sum_{k=1}^{24} C_{k,j}$$



Mg. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- 3) El costo indirecto de la prestación en el mes j , se determinará como:

Ecuación 4

$$CINDIRECTO_j = \frac{CDIRECTO_j}{CDIRECTO_i} * CINDIRECTO_i * FACTOR_j$$

Donde:

$FACTOR_j$ = Representa un factor de ajuste que contempla la incidencia de posibles incorporaciones o variaciones en la incidencia de los impuestos, tasas y cargos considerados en el cálculo del VAD , excepto variaciones en la alícuota del Impuesto a las Ganancias.

- 4) El valor del VAD correspondiente al mes j , se establecerá a través de la expresión:

Ecuación 5

$$VAD_j = CDIRECTO_j + CINDIRECTO_j$$

- 5) A partir del ajuste del VAD , los componentes de la Matriz de Costos deberán ajustarse a su vez al nuevo valor de VAD reconocido. Los coeficientes de ponderación en la Matriz de Costos ajustada a partir del mes j , se determinarán por la aplicación de la **Ecuación 2** y de la siguiente:

Ecuación 6

$$W_{n,k,j} = \frac{\frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * W_{n,k,i}}{\sum_1^n \frac{FR_{n,j}}{FR_{n,i}} * \frac{W_{n,k,i}}{100}}$$

Los valores iniciales del VAD , sus componentes $C_{k,i}$ y los coeficientes de ponderación $W_{n,k,i}$ de cada Factor de Redeterminación $FR_{n,i}$ en cada componente, para el mes de referencia inicial, se muestran en la siguiente subsección.

Factores de Redeterminación

A continuación, se presentan los **Factores de Redeterminación** que explican el comportamiento de los componentes incluidos en la **Matriz de Costos**, y que permiten determinar su valor ante las variaciones de los precios en la economía, junto con sus **índices representativos**. El **mes de referencia inicial** para el presente período tarifario es **diciembre de 2024**.

FR_1 : Costo de la construcción nivel general - ICC Nivel general

FR_2 : Costos de la construcción estructura - ICC Estructura

FR_3 : Costo de la construcción mano de obra - ICC Mano de obra

FR_4 : Alquiler de la vivienda y gastos conexos - IPC NOA Alquiler de la vivienda y gastos conexos

FR_5 : Comunicación - IPC NOA Comunicación

FR_6 : Transporte - IPC NOA Transporte

FR_7 : Nivel General - IPIM NG

FR_8 : Prendas de materiales textiles - IPIM 18

FR_9 : Productos importados - IPIM I

FR_{10} : Productos refinados del petróleo - IPIM 23

FR_{11} : Sustancias plásticas y elastómeros - IPIM 2413

- FR*₁₂: Productos de cerámica no refractaria para uso no estructural - IPIM 2691
- FR*₁₃: Productos de minerales no ferrosos en formas básicas - IPIM 272
- FR*₁₄: Herramientas de mano y artículos de ferretería - IPIM 2893
- FR*₁₅: Máquinas y equipos - IPIM 29
- FR*₁₆: Motores, generadores y transformadores eléctricos - IPIM 311
- FR*₁₇: Aparatos de distribución y control eléctrico - IPIM 312
- FR*₁₈: Conductores eléctricos - IPIM 313
- FR*₁₉: Instrumentos de medición de servicios domiciliarios - IPIM 3312
- FR*₂₀: Vehículos automotores - IPIM 341
- FR*₂₁: Muebles y otros productos industriales - IPIM 36
- FR*₂₂: Salarios Nivel General – ISNG*
- FR*₂₃: Tipo de cambio de referencia promedio mensual - Comunicación A 3500 del BCRA, expresado en \$/U\$S

(*) Para el ISNG correspondiente a los meses *j* e *l* se adoptarán los valores correspondientes a los meses *j* – 1, *l* – 1, respectivamente.

En caso que alguno de los factores arriba descrito sea modificado o reemplazado, se tomará en cuenta el factor que lo sustituya.

Los meses de referencia de los Factores de Redeterminación para cada mes de redeterminación del VAD son los siguientes:

| Mes vigencia del VAD | Mes de referencia |
|---------------------------|-------------------|
| Mayo | Febrero |
| Noviembre | Agosto |
| Mes de referencia inicial | Diciembre 2025 |

Determinación del VAD para un semestre (ecuaciones 7)

Para la determinación de los valores del VAD a aplicar en los Cuadros Tarifarios correspondientes a los dos trimestres comprendidos dentro del semestre objeto de revisión, deberá observarse el siguiente procedimiento:

- Determinar la Matriz correspondiente al mes más próximo que permitan los datos publicados por el INDEC ("*m* – 3"), con *m* el primer mes del semestre, Mes de Referencia Matriz del apartado anterior.
- Proyectar el valor de la Matriz para los meses del semestre aplicando la información publicada por el Banco Central de la República Argentina en su informe de Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM), o en un indicador de similares características de no estar disponible el indicado.

La determinación de los VAD a aplicar en cada trimestre en revisión se realizará de acuerdo a las siguientes expresiones:

Ecuación 7 a): VAD del 1º trimestre del semestre revisado:

$$VAD\ Sancionado_{T1} = \frac{[(\sum_{p=0}^2 VAD_{m+p}) + \Delta VAD_{T1-3}]}{3}$$

Ecuación 7.b): VAD del 2º trimestre del semestre revisado:

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

$$VAD Sancionado_{T_2} = \frac{[(\sum_{p=3}^5 VAD_{m+p}) + \Delta VAD_{T_2-3}]}{3}$$

Donde:

- $VAD_m = VAD_j * (1 + REM IPC_{m-2}) * (1 + REM IPC_{m-1}) * (1 + REM IPC_m)$
- $VAD_{m+p} = VAD_{(m+p)-1} * (1 + REM IPC_{m+p})$ para $p = 1, \dots, 5$
- $\Delta VAD_{T_i-3} = Real VAD_{T_i-3} - Estimado \overline{VAD}_{T_i-3}$.
- $Estimado \overline{VAD}_{T_i-3} = VAD Sancionado_{T_i-3} - \Delta VAD_{T_i-6}$

VAD_j = es el valor correspondiente a la Matriz de Costos del mes de referencia y (febrero o agosto).

VAD_{m+p} = es la estimación del VAD para cada mes proyectado.

$REM IPC_j$ = Es el valor correspondiente a la mediana de la variación del Precios minoristas (IPC nivel general-Nacional; INDEC) publicada en el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) del Banco Central de la República Argentina), o en un indicador de similares características de no estar disponible el indicado.

ΔVAD_{T_i-3} = Es la diferencia, en \$, entre el valor de la Matriz de Costos calculada para cada mes del trimestre $T_i - 3$ y el valor estimado VAD aplicado en los Cuadros Tarifarios de los respectivos trimestres sin considerar el reconocimiento de diferencias anteriores en dicho trimestre.

$Real VAD_{T_i-3}$ = Es el valor promedio real calculado con la matriz de costos para el trimestre $T_i - 3$.

Ajuste estructural del IRCP

En cada mes j en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO por redeterminación del VAD , los coeficientes $W_{A,i}, W_{B,i}, W_{C,i}, W_{D,i}, W_{E,i}$, del IRCP definidos en el punto "4.2. Inicio del Proceso de Revisión del VAD" del apartado "II. Procedimiento de Ajuste Tarifario" del Anexo 1 del ARI, correspondientes a la Matriz de Costos redeterminada según Ecuaciones 5 y 6, se determinarán a través de las siguientes expresiones:

Ecuación 7

$$W_{A,j} = \left[\sum_{n=8}^{24} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{B,j} = \left[\sum_{n=1}^4 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{C,j} = \left[\sum_{n=5}^7 \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{D,j} = \left[\sum_{n=26}^{26} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

$$W_{E,j} = \left[\sum_{n=25}^{25} \sum_{k=1}^{26} (W_{n,k,j} * P_{k,j}) / 100 \right] * \frac{VAD_j}{CDIRECTO_j}$$

Donde:

$P_{k,j}$ = Porcentaje de participación del costo cada componente k en el VAD ajustado en el mes j , en el que se aplica un ajuste en el CUADRO TARIFARIO.

$$P_{k,j} = \frac{C_{k,j}}{\sum_{k=1}^{26} C_{k,j}} * 100$$

Siendo los resultados correspondientes a la matriz de referencia del punto anterior los siguientes valores: $W_{A,i} = 0,324$, $W_{B,i} = 0,242$, $W_{C,i} = 0,026$, $W_{D,i} = 0,098$, $W_{E,i} = 0,399$.

8. Factor X

El objetivo de esta sección es definir el criterio regulatorio para la aplicación del Factor de Eficiencia (Factor X) en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030 del servicio público de distribución eléctrica. En particular, se establece el alcance del factor sobre los costos controlables del Valor Agregado de Distribución (VAD), su regla de aplicación durante el período tarifario y su coherencia con los principios de la regulación por incentivos.

El análisis se sustenta en el marco conceptual de la regulación por incentivos bajo esquemas de price cap (RPI-X), cuyo objetivo es replicar los incentivos de eficiencia presentes en mercados competitivos. A partir de la condición de equilibrio económico de la empresa regulada, se deriva la relación entre la evolución de tarifas, la variación de los precios de los insumos y las mejoras en la productividad total de factores (TFP).

Asimismo, se examinan las distintas variantes del mecanismo de price cap —basadas en índices de costos sectoriales o en índices generales de precios— y se discuten las principales consideraciones prácticas para la determinación del Factor X, tales como la estabilidad del parámetro durante el período tarifario, la utilización de tendencias de productividad de largo plazo y su aplicación exclusiva sobre costos controlables, a fin de evitar distorsiones regulatorias.

El análisis se apoya en antecedentes tanto internacionales como nacionales. En el ámbito internacional, diversos reguladores —entre ellos Ofgem (Reino Unido), Australian Energy Regulator (AER), Ontario Energy Board (OEB) y CEER— aplican metas de eficiencia continua dentro de esquemas de price cap, generalmente en rangos del 0,5 % al 1,5 % anual.

En Argentina, la Ley 24.065 habilita explícitamente la incorporación de factores de eficiencia en los mecanismos tarifarios. Asimismo, el ENRE aplicó en la RTI 2017–2021 un Factor de Estímulo (E) que incorporó ganancias de productividad y economías de densidad. A nivel provincial, el ERSEPT aplicó en la RTI 2020–2025 un Factor de Eficiencia por Economías de Escala (FEE), lo que constituye un antecedente directo para la adopción de un mecanismo integral en la RTI 2025–2030.

A partir del análisis conceptual, los antecedentes regulatorios y las consideraciones prácticas de diseño, se propone adoptar para la RTI 2025–2030 un Factor X integral, que capture tres fuentes principales de reducción del costo medio eficiente:

- cambio tecnológico y organizacional del sector (technical change);


MAG. BANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

- economías de escala y densidad derivadas del crecimiento de la red (scale change);
- mejoras persistentes en el entorno operativo y regulatorio (contextual change).

Sobre esta base, se recomienda establecer un Factor X de referencia del 0,8 % anual aplicado en términos reales sobre el VAD controlable y de forma acumulativa durante el período tarifario en las sanciones del VAD trimestral de Noviembre-Enero de cada año.

9. Tratamiento regulatorio de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM

La presente sección tiene por objeto establecer el criterio regulatorio aplicable al tratamiento de los esquemas de abastecimiento de energía eléctrica fuera del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) identificados en el área de concesión de EDET S.A., en el marco de la Revisión Tarifaria Integral 2025–2030.

Desde el punto de vista regulatorio, los costos de abastecimiento fuera del MEM no constituyen una categoría homogénea ni automáticamente reconocible en tarifa. Su tratamiento debe analizarse en función de su naturaleza técnica, su origen, su razonabilidad económica, la existencia de alternativas de menor costo total y la posibilidad efectiva de avanzar hacia configuraciones de abastecimiento más eficientes. En este sentido, el criterio aplicable se rige por el estándar de empresa eficiente, conforme al cual sólo corresponde reconocer aquellos costos que resulten mínimos y necesarios para la prestación del servicio, considerando el costo global del sistema y su impacto final sobre los usuarios.

En términos generales, los esquemas de abastecimiento fuera del MEM deben ser considerados soluciones transitorias o condicionadas por restricciones del sistema, y no componentes permanentes de la tarifa. Su reconocimiento no es automático ni indefinido, sino que deberá evaluarse caso por caso y podrá ser mantenido, limitado, redefinido o discontinuado según su compatibilidad con el criterio de eficiencia y con la protección del usuario.

A tal efecto, el ERSEPT adopta como criterio general que la evaluación de cada esquema deberá realizarse sobre la base de comparaciones de costo total entre la situación actual y las alternativas de sustitución o reducción disponibles, considerando, según corresponda, costos de inversión, operación y mantenimiento, costos evitados, horizonte de evaluación, vida útil regulatoria y beneficios técnicos o económicos adicionales debidamente fundados. Asimismo, los análisis no deberán incorporar costos financieros efectivos derivados de estructuras particulares de endeudamiento, en tanto la remuneración del capital ya se encuentra contenida en la tasa de rentabilidad regulatoria adoptada para la presente RTI.

Sobre esta base, el ERSEPT establece que el reconocimiento tarifario de los esquemas fuera del MEM estará sujeto, con carácter general, a las siguientes condiciones:

- razonabilidad**, en cuanto sólo podrán reconocerse costos necesarios para asegurar continuidad y calidad cuando no exista una alternativa técnica y económicamente superior inmediatamente implementable;
- temporalidad**, en tanto su reconocimiento deberá ser expresamente acotado y sometido a revisión periódica;
- evaluación comparativa**, cuando existan alternativas de sustitución o reducción; y

- (iv) **consistencia metodológica**, excluyendo supuestos de doble reconocimiento del costo del capital o financiamiento impropio vía tarifa.

En consecuencia, el tratamiento regulatorio adoptado para el período 2025–2030 distingue entre los distintos esquemas actualmente identificados —incluyendo, entre otros, Tafí del Valle, Amaicha del Valle, abastecimiento desde la Provincia de Salta, generación distribuida local, generación de respaldo para picos de demanda y generación en Central Independencia—, estableciendo para cada uno criterios específicos de reconocimiento, continuidad, revisión, sustitución y eventuales alternativas de financiamiento compatibles con el marco regulatorio vigente. El desarrollo metodológico y técnico detallado de estos criterios se expone en el **Anexo correspondiente a Tratamiento regulatorio de los esquemas de abastecimiento fuera del MEM.**

10. Ingresos por Actividad no Regulada

En el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral, el ERSEPT establece el criterio regulatorio aplicable al tratamiento de los ingresos derivados de actividades no reguladas desarrolladas por la distribuidora, en particular cuando dichas actividades utilicen activos cuya remuneración haya sido reconocida dentro del ingreso regulado.

A tal efecto, se dispone que las pérdidas derivadas de actividades no reguladas no podrán ser trasladadas al servicio público regulado ni reconocidas en tarifa, en tanto constituyen riesgo empresario propio de actividades desarrolladas en condiciones de mercado. Asimismo, cuando tales actividades generen ingresos mediante el uso de activos regulados, dichos ingresos quedarán sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.

El criterio adoptado establece que la base sujeta a compartición estará constituida por los ingresos netos derivados del uso de activos regulados, determinados deduciendo exclusivamente los costos incrementales directos estrictamente necesarios para su obtención. A su vez, se fija un porcentaje de compartición del **50%**, con determinación **anual**, sobre la base de la información separada, respaldada documentalmente y reportada conforme al régimen de Contabilidad Regulatoria aplicable.

La implementación operativa del mecanismo, incluyendo el procedimiento anual de determinación y el mecanismo de asignación o devolución a usuarios, será definida por el ERSEPT mediante la reglamentación complementaria correspondiente.

El desarrollo metodológico, los fundamentos regulatorios y los lineamientos técnicos específicos del criterio aquí adoptado se exponen en el **Anexo correspondiente a Ingresos por Actividad No Regulada.**

11. Manual de Contabilidad Regulatoria

11.1 Objeto y finalidad

El Manual establece el marco normativo que regula la presentación, registro y control de la información económico-financiera de EDET S.A. ante el ERSEPT.

Su objetivo es garantizar información homogénea, verificable y comparable para evaluar el

desempeño económico, técnico y financiero, y asegurar que las tarifas respondan a criterios de eficiencia, sostenibilidad y equidad. Su cumplimiento es obligatorio.

11.2 Alcance y aplicación

Se aplica a toda la información contable, financiera, técnica y complementaria presentada en:

- Revisiones Tarifarias Integrales (RTI).
- Revisiones periódicas y extraordinarias.
- Auditorías y controles regulatorios.
- Reportes técnicos, comerciales y de gestión.

Incluye separación contable entre actividades reguladas y no reguladas.

11.3 Vigencia

Entra en vigor tras el acto administrativo correspondiente.

Su implementación será progresiva mediante resoluciones complementarias del ERSEPT.

Durante la transición, se exigirá conciliación entre contabilidad societaria y regulatoria.

El ERSEPT podrá actualizar el Manual ante cambios normativos o metodológicos.

11.4 Marco Normativo

Se basa en:

- Ley Nacional de Energía Eléctrica.
- Leyes provinciales que regulan la concesión y crean el ERSEPT.
- Contrato de concesión de EDET.
- Normas contables nacionales e internacionales (supletoriamente).

En caso de conflicto, prevalecen las normas regulatorias del ERSEPT.

11.5 Estructura general de la información

La Información Regulatoria Complementaria se organizará en módulos temáticos, que podrán ser ampliados o modificados por el ERSEPT conforme a la evolución del marco regulatorio o las necesidades de control.

A título indicativo, los módulos mínimos comprenderán los siguientes bloques:

- a) Base Comercial de Usuarios (periodicidad mensual).
- b) Base de Calidad Técnica y de Servicio (periodicidad trimestral).
- c) Base de Inversiones y Plan de Obras (periodicidad anual).
- d) Base de Reclamos y Atención al Usuario (periodicidad trimestral).
- e) Base de Indicadores de Gestión y Eficiencia (periodicidad anual).
- f) Base de Innovación y Sostenibilidad (periodicidad anual).

11.6 Presentación y formatos

El ERSEPT definirá mediante resoluciones complementarias los formatos electrónicos, plantillas y protocolos de transmisión de la información, los cuales deberán garantizar:

- Compatibilidad con los sistemas internos del Ente.
- Integridad y validación automática de datos.
- Firma digital o certificación de responsables técnicos y contables.

La información se remitirá a través de la Plataforma Digital ERSEPT, en los formatos XML, Excel o PDF validados, conforme los plazos y cronogramas que determine el Ente.

11.7 Actualización y mejora continua

El contenido, los indicadores y los formatos de la Información Regulatoria Complementaria podrán ser **actualizados o ampliados** por el ERSEPT en cualquier momento, con el fin de incorporar:

- Nuevos requerimientos de política pública o eficiencia energética.
- Cambios tecnológicos o normativos.
- Resultados del monitoreo y de la experiencia de implementación.

El Ente podrá emitir **Guías de Buenas Prácticas de Información Regulatoria**, promover capacitaciones al personal técnico y realizar evaluaciones comparativas interjurisdiccionales para fortalecer el sistema de monitoreo.

11.8 Periodicidad y Calendario

El ERSEPT aprobará anualmente un Calendario Regulatorio de Presentaciones, con el detalle de:

- Periodicidades (mensual, trimestral, anual) y fechas de corte.
- Fechas límites de remisión, rectificación y cierre de cada período.
- Hitos de auditoría y verificación.
- Los atrasos o incumplimientos se registrarán por el régimen sancionatorio vigente.

11.9 Conclusión

El Manual de Contabilidad Regulatoria constituye un instrumento normativo integral destinado a fortalecer la transparencia, la coherencia metodológica y la capacidad de supervisión del Ente Regulator de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT) sobre la Empresa Distribuidora de Energía de Tucumán (EDET S.A.).

Su implementación progresiva y su carácter obligatorio garantizan no sólo la trazabilidad y comparabilidad de la información, sino también la correcta separación de actividades reguladas y no reguladas, evitando distorsiones en la determinación tarifaria.

El Manual no sólo organiza la información requerida por el ERSEPT, sino que configura un sistema estructurado de gobernanza regulatoria orientado a promover eficiencia operativa, sostenibilidad financiera y equidad tarifaria, en resguardo del interés público y de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico en la Provincia de Tucumán.

12. Respuestas

Manifestaciones de los Usuarios y Respuestas Oficiales de la Gerencia de Asuntos Económicos.

En relación con el expediente de referencia y vistas las presentes actuaciones, esta Gerencia de Asuntos Económicos (GAE) deja constancia de haber tomado debido conocimiento de las mismas.

En el marco de las materias propias de su competencia, y sobre la base de las intervenciones formuladas en la Audiencia Pública Documentada, se exponen a continuación aquellos planteos que guardan relación con aspectos económicos y tarifarios del proceso de Revisión Tarifaria Integral, junto con las consideraciones técnicas y regulatorias correspondientes.

La Representante de los Usuarios, Sra. Silvia Elena López, manifestó: 1) que no le resulta claro si en la factura del servicio eléctrico se incluyen tasas u otros conceptos; y 2) solicitó gestionar ante el Gobierno Provincial la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica, atento al retiro de subsidios a nivel nacional.

En relación con lo planteado respecto de la inclusión de tasas u otros conceptos en la factura del servicio eléctrico, corresponde señalar que la conformación de la boleta y la incorporación de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en la normativa correspondiente, debiendo tales conceptos encontrarse debidamente autorizados e identificados de manera clara y diferenciada en la factura.

Por otra parte, en lo referido a la solicitud de continuidad de la Tarifa Social Eléctrica frente a la reducción de subsidios nacionales, se informa que en el marco del actual proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento, con el objetivo de contribuir a la protección de los usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica y resguardar el acceso al servicio eléctrico en condiciones de asequibilidad.

El Legislador Sr. José Nicolás Seleme manifestó: 1) que existen actividades no reguladas vinculadas al uso de postes e instalaciones de la distribuidora por parte de empresas de telefonía e internet, señalando que los ingresos derivados de tales usos deberían ser considerados a los fines tarifarios; 2) que la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora podría incidir en un incremento de sus costos de funcionamiento; y 3) que el esquema tarifario residencial vigente presenta falencias en la determinación de escalones y categorías aplicables al Cargo por Uso de Red, generando saltos significativos ante determinados niveles de consumo.

En relación con lo manifestado respecto de los **ingresos derivados de actividades no reguladas** vinculadas al uso de postes y demás instalaciones de la distribuidora por terceros, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha establecido un criterio regulatorio específico para el tratamiento de los ingresos provenientes de actividades no reguladas desarrolladas por la distribuidora cuando las mismas utilicen activos cuya remuneración haya sido reconocida dentro del ingreso regulado. En tal sentido, se dispone que las pérdidas derivadas de dichas actividades no podrán ser trasladadas al servicio público regulado ni reconocidas en tarifa, por constituir riesgo empresario propio de actividades desarrolladas en condiciones de mercado. Asimismo, cuando tales actividades generen ingresos mediante el uso de activos regulados, dichos ingresos quedan sujetos a un mecanismo de compartición en favor de los usuarios del servicio público.

Asimismo, en cuanto a lo manifestado respecto de la existencia de empresas vinculadas o contratistas de la distribuidora y su eventual incidencia sobre los costos reconocidos, corresponde indicar que la determinación de los costos de explotación adoptada en el presente proceso tarifario no se efectúa sobre la base de los costos particulares efectivamente declarados por EDET S.A. ni de las contrataciones específicas que ésta celebre con terceros. Por el contrario, dicha determinación surge del estudio técnico de una empresa modelo o de referencia eficiente, construido sobre la base de criterios regulatorios objetivos, requerimientos operativos razonables y herramientas de benchmarking aplicadas al servicio de distribución eléctrica. En tal sentido, la metodología adoptada se orienta a reconocer únicamente aquellos costos que resultan necesarios para una prestación eficiente del servicio, con independencia de la estructura societaria, contractual o empresaria particular de la concesionaria. Ello permite resguardar criterios de objetividad, eficiencia, razonabilidad, transparencia y trazabilidad en la estimación de los costos reconocibles, sin perjuicio de las facultades de control y verificación que corresponden al Ente respecto de la información presentada en el expediente.

Finalmente, en relación con las observaciones formuladas sobre el esquema tarifario aplicable a los usuarios residenciales, corresponde señalar que en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral el ERSEPT ha evaluado alternativas de adecuación del régimen tarifario tendientes a mejorar la asignación de costos entre categorías de usuarios, procurando una mayor correspondencia entre el diseño tarifario y el patrón de uso del sistema eléctrico. En ese sentido, la revisión del régimen aplicable al Cargo por Uso de Red ha considerado la necesidad de reducir distorsiones, morigerar efectos no deseados en los cambios de categoría y propender a una estructura más consistente con criterios de equidad, eficiencia y sostenibilidad regulatoria.

El **Legislador Sr. Luis Alberto Olea**, en su carácter de Presidente de la Comisión de Energía, manifestó: 1) que, pese a la decisión legislativa adoptada por la Provincia mediante la Ley N° 9.912, el régimen de Generación Distribuida no se encuentra reflejado de manera operativa en el cuadro tarifario vigente; y 2) valoró la aplicación, por parte del ERSEPT, del criterio de vulnerabilidad socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica.

En relación con lo manifestado respecto de la **Generación Distribuida**, corresponde señalar que el ERSEPT ha avanzado en la definición del régimen regulatorio aplicable a los usuarios-generadores en el ámbito provincial, y que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se contempla la incorporación del tratamiento tarifario específico correspondiente, a fin de dotar de operatividad al esquema previsto en la normativa vigente y compatibilizar su implementación con criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y adecuada asignación de costos del servicio de distribución.

Por otra parte, en relación con la **aplicación del criterio de vulnerabilidad** socio-territorial en materia de Tarifa Social Eléctrica, corresponde señalar que el ERSEPT ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a mejorar la focalización del beneficio y fortalecer la asignación de políticas públicas vinculadas al acceso a los servicios públicos esenciales. Dicha actualización permite contar con una herramienta metodológicamente robusta y validada para identificar situaciones de vulnerabilidad en el territorio provincial, contribuyendo a una asignación más equitativa y eficiente de los beneficios asociados a la Tarifa Social Eléctrica.

El **representante del Sindicato de Luz y Fuerza Tucumán, Sr. Héctor Galván**, manifestó que las decisiones tarifarias inciden de manera directa sobre las condiciones necesarias para sostener la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica, y solicitó la ampliación de los beneficios de la Tarifa Social Eléctrica.

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha considerado la necesidad de sostener y fortalecer los instrumentos de protección social vinculados al servicio eléctrico, en particular la **Tarifa Social Eléctrica**, procurando compatibilizar la cobertura a usuarios en situación de vulnerabilidad con la sostenibilidad económica de la prestación. En tal sentido, el diseño propuesto contempla la evaluación de alternativas orientadas a mejorar el alcance y focalización del beneficio, dentro de un esquema consistente con los recursos requeridos para la adecuada prestación y mantenimiento del servicio.

En representación de AGEERA, el Sr. Fernando Claudio Antognazza manifestó: 1) que la tarifa debe reconocer un Valor Agregado de Distribución suficiente para cubrir costos, inversiones y una rentabilidad razonable; y 2) la necesidad de revisar el mecanismo de pass through y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, tanto en lo referido a los costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista como al tratamiento regulatorio de los costos de abastecimiento fuera del MEM.

En atención a lo manifestado, corresponde señalar que este Ente Regulador ha llevado adelante, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, **una evaluación técnica integral del requerimiento de ingresos de la distribuidora**, a fin de determinar un Valor Agregado de Distribución consistente con una prestación eficiente del servicio público, con las necesidades de inversión reconocibles del sistema y con una remuneración compatible con los criterios de razonabilidad regulatoria aplicables. Dicha determinación no implica el reconocimiento automático de los valores pretendidos por la concesionaria, sino la estimación de un ingreso regulado sobre la base de criterios de eficiencia, sostenibilidad económica y cumplimiento del marco legal y contractual vigente. Los fundamentos de esta determinación obran en el informe técnico y en los anexos incorporados a las presentes actuaciones.

Por otra parte, **en relación con el mecanismo de traslado de los costos de abastecimiento** y su adecuación a la estructura tarifaria nacional vigente, corresponde indicar que el ERSEPT ha considerado en su propuesta tarifaria las disposiciones emergentes del Contrato de Concesión y de la normativa nacional aplicable en materia de costos de abastecimiento del Mercado Eléctrico Mayorista, así como los criterios regulatorios pertinentes para el tratamiento de los restantes componentes vinculados al abastecimiento, incluidos aquellos correspondientes a abastecimientos fuera del MEM, todo ello conforme al marco jurídico y regulatorio vigente.

En representación de la Unión de Usuarios y Consumidores de Tucumán, el Dr. Miguel Francisco Paz manifestó: 1) objeciones respecto de la composición del Cargo por Uso de Red dentro del Valor Agregado de Distribución y de su incidencia sobre los incentivos al ahorro energético; 2) observaciones sobre la estructura del cuadro tarifario residencial, proponiendo ampliar la cantidad de estratos aplicables; 3) cuestionamientos al criterio de categorización basado en promedios de consumo de mayor amplitud temporal; y 4) la necesidad de fortalecer la actualización, legitimidad y focalización del padrón de beneficiarios de la Tarifa Social Eléctrica mediante reempadronamiento, cruces de información y mecanismos dinámicos de revisión.

En atención a lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que dicho componente tarifario se vincula con los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución, los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período determinado. En términos regulatorios, ello responde a que una parte sustancial de los costos de distribución es de naturaleza fija o cuasi fija y se encuentra asociada a la necesidad de mantener disponible la infraestructura y su capacidad para atender la demanda de los usuarios, con independencia de los kWh

efectivamente consumidos en cada mes. En tal sentido, la literatura regulatoria y la experiencia comparada reconocen que la recuperación de estos costos puede instrumentarse mediante cargos fijos, de acceso, de capacidad o semivariabes, reservando a los componentes estrictamente volumétricos un rol principalmente vinculado al uso energético y a aquellos costos que efectivamente varían con la energía transportada. Sobre esa base, el diseño del régimen tarifario procura asignar de manera más adecuada los costos propios del servicio de distribución, diferenciándolos de los correspondientes al abastecimiento y al transporte, y reflejando que el uso del sistema no se agota en la energía demandada en un período puntual, sino que comprende también la disponibilidad permanente de red requerida para abastecer a cada suministro.

Asimismo, en relación con la propuesta de ampliar la cantidad de estratos aplicables al cuadro tarifario residencial y reformular la estructura de segmentación del Cargo por Uso de Red, corresponde indicar que dicha alternativa ha sido evaluada técnicamente por este Ente Regulador en el marco del análisis integral del régimen tarifario. No obstante, se concluyó que una segmentación más desagregada no necesariamente mejora la asignación de costos ni la señal económica del esquema, pudiendo incluso introducir nuevas discontinuidades o efectos no deseados en los cambios de categoría. En tal sentido, la propuesta adoptada surge de una evaluación comparada de alternativas, orientada a compatibilizar criterios de equidad, eficiencia, simplicidad operativa, transparencia y sostenibilidad regulatoria.

En igual sentido, respecto del criterio de categorización de los usuarios sobre la base de períodos breves de consumo actual o promedios de corta duración, corresponde señalar que la amplitud temporal considerada en la metodología responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo, incluyendo variaciones estacionales propias del servicio eléctrico. Ello reviste especial relevancia en una provincia con marcada estacionalidad de consumo, como ocurre en Tucumán, donde la utilización de períodos más reducidos podría no reflejar adecuadamente la exigencia que determinados usuarios imponen a la red, afectando la consistencia de la asignación de costos.

Finalmente, en lo referido a la Tarifa Social Eléctrica y a la necesidad de fortalecer la legitimidad, actualización y focalización del padrón de beneficiarios, corresponde indicar que el ERSEPT ha previsto mecanismos de revisión y actualización periódica del universo alcanzado, mediante procesos de validación, depuración y control sustentados en cruces de información con bases de datos de organismos competentes, así como en instancias de renovación obligatoria para los usuarios solicitantes. Asimismo, este Ente Regulador ha impulsado la actualización de la herramienta de Zonas de Vulnerabilidad Socioterritorial (ZVST) como insumo técnico destinado a fortalecer la focalización del beneficio y contribuir a una asignación más objetiva, equitativa y eficiente de la Tarifa Social Eléctrica.

La Sra. Paola Andrea Romina Romano manifestó: 1) la necesidad de mantener y ampliar la Tarifa Social Eléctrica; y 2) objeciones respecto del funcionamiento del Cargo por Uso de Red (CUR).

En relación con lo solicitado respecto de la continuidad y eventual ampliación de la protección a los sectores vulnerables, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica como instrumento de protección orientado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el diseño propuesto considera la evaluación de alternativas tendientes a mejorar el

alcance y focalización del beneficio, procurando compatibilizar dicho objetivo con la sostenibilidad económica de la prestación del servicio.

En relación con lo planteado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR), corresponde señalar que su funcionamiento debe analizarse de manera integral, en tanto dicho componente tarifario se encuentra vinculado a los costos asociados a la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red de distribución, los cuales no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un mes determinado. En tal sentido, la utilización de un promedio de consumo de mayor amplitud temporal responde a la necesidad de representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro y de morigerar los efectos de la estacionalidad propia del servicio eléctrico.

Bajo este criterio, el comportamiento del CUR no debe valorarse aisladamente en períodos puntuales de menor consumo, sino en su funcionamiento intertemporal, dado que la metodología adoptada procura evitar variaciones bruscas en la categorización tarifaria y otorgar mayor estabilidad a la asignación de los costos de red. En consecuencia, el diseño del CUR no responde a una lógica de penalización del usuario, sino a un criterio regulatorio orientado a reflejar de manera más razonable el uso del sistema y a distribuir los costos de distribución de forma más estable, transparente y consistente con la naturaleza del servicio.

El Sr. José Ramón Vilte Grande manifestó: 1) observaciones respecto de la publicidad y accesibilidad de las fórmulas tarifarias aplicables; y 2) consultas en relación con el tratamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas dentro del esquema tarifario.

En relación con lo manifestado respecto de las fórmulas tarifarias, corresponde señalar que los criterios metodológicos, fórmulas y parámetros considerados en el marco de la presente Revisión Tarifaria Integral forman parte de la documentación técnica incorporada al expediente y de los anexos correspondientes, puestos a disposición conforme a los mecanismos institucionales y de publicidad aplicables al proceso. Sin perjuicio de la complejidad técnica propia de la regulación del servicio eléctrico, el diseño tarifario responde a criterios objetivos, verificables y auditables, establecidos de conformidad con el marco normativo vigente.

En cuanto al tratamiento de las pérdidas de energía, corresponde distinguir entre pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas son aquellas que se originan en el propio funcionamiento físico de la red eléctrica, incluyendo el transporte y la transformación de la energía, y resultan inherentes a la prestación del servicio dentro de determinados parámetros de eficiencia, por lo que su tratamiento regulatorio contempla niveles eficientes de reconocimiento.

Por su parte, las pérdidas no técnicas se vinculan con situaciones tales como fraude, conexiones irregulares, deficiencias de medición u otras contingencias evitables, por lo que su tratamiento regulatorio no puede implicar un reconocimiento irrestricto en tarifa y debe orientarse a incentivar su control y reducción por parte de la distribuidora. En tal sentido, el esquema tarifario procura reconocer únicamente aquellos costos que resultan eficientes y propios de la prestación del servicio, resguardando a los usuarios de la transferencia de ineficiencias operativas ajenas a una gestión razonable.

El Sr. Carlos Rubén González manifestó: 1) que el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario de jurisdicción provincial y que su expresión en factura se realiza a través del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) objeciones respecto del criterio de categorización tarifaria basado en el promedio móvil de consumo de los últimos doce (12) meses; y 3) cuestionamientos

específicos sobre la exclusión de consumos iguales a cero del cálculo del promedio y sobre la vinculación del CUR con el consumo del usuario.

En relación con lo manifestado, corresponde señalar, en primer término, **que el Valor Agregado de Distribución constituye efectivamente el componente tarifario bajo jurisdicción provincial y que su tratamiento resulta materia propia del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral.** Su expresión en factura a través del Cargo por Uso de Red responde a una metodología orientada a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual.

En segundo lugar, respecto del criterio de determinación del CUR sobre la base de un promedio móvil de consumo, corresponde indicar que dicha metodología procura representar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro a lo largo del tiempo, morigerando los efectos de la estacionalidad y evitando cambios bruscos en la categorización tarifaria. En tal sentido, la clasificación en categorías sobre la base de consumos promediados no responde a un criterio discrecional, sino a una lógica regulatoria orientada a dotar de mayor estabilidad, previsibilidad y consistencia a la asignación de los costos de red.

En relación con la observación referida a la exclusión de consumos iguales a cero, corresponde señalar que en la presente Revisión Tarifaria Integral se ha previsto su revisión dentro del cálculo del promedio utilizado para la categorización tarifaria, a fin de mejorar la representatividad del indicador y fortalecer la transparencia de la metodología aplicada.

Finalmente, en cuanto al planteo relativo a la vinculación del CUR con el consumo del usuario, corresponde aclarar que dicho cargo no procura reflejar únicamente el consumo de energía de un mes determinado, sino el patrón de uso del sistema en una dimensión intertemporal, consistente con la naturaleza de los costos de distribución. En consecuencia, su fundamento regulatorio no radica en una lógica recaudatoria desvinculada del servicio, sino en la necesidad de asignar de manera razonable y estable los costos asociados a la red eléctrica entre las distintas categorías de usuarios.

El Sr. Hermenegildo García, en representación de FODECUS, manifestó: 1) objeciones al Cargo por Uso de Red, por considerar que su diseño resulta perjudicial para los usuarios; 2) cuestionamientos respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico, solicitando que la boleta contenga únicamente los importes correspondientes al servicio; 3) observaciones en torno al factor de potencia y su inclusión en factura; 4) la necesidad de mantener los subsidios y la Tarifa Social Eléctrica; y 5) planteos vinculados al régimen de sanciones aplicable frente a incumplimientos de la distribuidora.

En relación con lo manifestado respecto del Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios.

En relación con los cuestionamientos formulados respecto de los conceptos incluidos en la factura del servicio eléctrico, corresponde señalar que la conformación de la boleta y la inclusión de determinados ítems deben ajustarse al marco normativo vigente y a las

disposiciones específicamente aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, procurando resguardar la legalidad, claridad y debida identificación de los importes facturados al usuario.

Asimismo, respecto del planteo formulado en torno al factor de potencia, corresponde indicar que se trata de un concepto vinculado a parámetros técnicos propios de la prestación del servicio eléctrico y del uso eficiente de la red, cuyo tratamiento se rige por los criterios técnicos y regulatorios previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.

En lo referido al mantenimiento de subsidios y de la Tarifa Social Eléctrica, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral se ha contemplado la continuidad de dicho instrumento como herramienta de protección destinada a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica.

Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones, corresponde indicar que su aplicación se encuentra sujeta al marco regulatorio vigente y a las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.

El Sr. Francisco Nicolás Marcelo Rojas manifestó: 1) objeciones respecto del Cargo por Uso de Red (CUR); 2) cuestionamientos en relación con el financiamiento del ERSEPT y la conveniencia de que el mismo provenga de rentas generales y no de cargos trasladados al usuario; 3) observaciones respecto del cobro de la Tasa de Inspección y Control (TIC) en la factura; y 4) planteos vinculados a la necesidad de mayor visibilidad y transparencia de las sanciones aplicadas a EDET S.A.

En lo que respecta al cuestionamiento formulado respecto del Cargo por Uso de Red (CUR), corresponde señalar que dicho componente tarifario responde a un criterio regulatorio orientado a asignar los costos propios de la actividad de distribución, los cuales se vinculan con la disponibilidad, capacidad, operación y mantenimiento de la red eléctrica y no dependen exclusivamente del consumo de energía registrado en un período puntual. En tal sentido, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el patrón de uso del sistema por parte de cada suministro, morigerar los efectos de la estacionalidad y evitar cambios bruscos en la categorización tarifaria, promoviendo una asignación más estable y consistente de los costos de red entre usuarios.

Por otra parte, en lo que refiere al **financiamiento del Ente Regulador de Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT),** corresponde señalar que las fuentes de financiamiento del organismo se encuentran determinadas por la normativa legal vigente. En particular, la Ley Provincial N° 8.479 establece el régimen aplicable a la Tasa de Inspección y Control y/o Tasa de Regulación y Control, mientras que la Ley Provincial N° 6.608 dispone, en su artículo 63, que la Tasa de Inspección y Control (TIC), a cargo de los usuarios y percibida por la empresa prestataria en su carácter de agente de percepción, será equivalente al uno con cincuenta centésimos por ciento (1,50%) de los valores básicos de la tarifa, debiendo incorporarse como cargo específico en las facturas correspondientes al consumo de energía eléctrica.

En consecuencia, la inclusión de dicho concepto en factura responde a una previsión legal expresa, no siendo competencia de este Ente Regulador modificar, derogar o dispensar la aplicación de normas con rango legal válidamente sancionadas por el Poder Legislativo provincial. Cualquier revisión de dicho esquema deberá, por tanto, canalizarse a través de las vías institucionales correspondientes.

Finalmente, en cuanto a los planteos vinculados al régimen de sanciones y a la publicidad de las multas aplicadas a la distribuidora, corresponde indicar que su aplicación y difusión se rigen

por el marco regulatorio vigente y por las competencias específicas de control, fiscalización y sanción propias de este Ente Regulador.

El Dr. Carlos Américo Ponce de León manifestó: 1) la necesidad de excluir de la base tarifaria aquellos bienes que no se encuentren directamente afectados a la prestación del servicio o que no corresponda reconocer regulatoriamente, así como evitar metodologías que generen rentabilidades excesivas sobre activos obsoletos o totalmente amortizados; y 2) que el Ente no debe reconocer en tarifa la totalidad de los costos declarados por la distribuidora, sino únicamente aquellos que resulten consistentes con una gestión eficiente.

En atención a lo manifestado respecto de la Base de Capital, corresponde señalar que el ERSEPT ha desarrollado, en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, una evaluación técnica específica de la Base de Capital Regulada bajo el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), incorporando el concepto de red adaptada. Ello implica que la valorización de los activos no replica mecánicamente la red existente ni los bienes históricamente informados por la concesionaria, sino que procura reflejar una configuración eficiente del sistema, consistente con la demanda proyectada, los estándares de calidad requeridos y las condiciones tecnológicas vigentes. En tal sentido, la metodología adoptada excluye ineficiencias asociadas a sobredimensionamientos, obsolescencias o decisiones de inversión no alineadas con criterios de eficiencia económica, y se orienta a reconocer únicamente aquellos activos efectivamente necesarios para una prestación eficiente del servicio público de distribución eléctrica.

Asimismo, la determinación del requerimiento de ingresos y del Valor Agregado de Distribución no implica el reconocimiento automático de la totalidad de los bienes informados por EDET S.A., sino un análisis técnico destinado a delimitar la porción de activos regulatoriamente reconocible, ponderando su afectación al servicio, su pertinencia dentro de la metodología adoptada y su incidencia en una remuneración compatible con una prestación eficiente. Como criterio adicional de robustez, el ERSEPT complementó la estimación principal con análisis de consistencia mediante metodologías alternativas, a fin de validar la razonabilidad de los resultados obtenidos y evitar distorsiones derivadas del reconocimiento impropio de bienes ajenos a la actividad regulada o que no corresponda considerar en la base tarifaria.

En relación con lo señalado respecto del eventual reconocimiento de la totalidad de los costos declarados por la distribuidora, corresponde indicar que la metodología aplicada para la determinación de los Costos de Explotación se sustenta en el enfoque de Empresa Modelo eficiente. En consecuencia, los costos reconocidos no surgen de la simple aceptación de los valores efectivamente incurridos o informados por la concesionaria, sino de una estimación normativa construida sobre la base del nivel de actividad regulado, requerimientos operativos razonables, criterios regulatorios explícitos y validaciones de consistencia. Bajo este enfoque, se reconocen únicamente aquellos costos prudentes y necesarios para operar, mantener, administrar y comercializar el servicio bajo estándares adecuados de calidad, con prescindencia de ineficiencias particulares, estructuras societarias específicas o decisiones empresariales propias de la empresa real.

En consecuencia, el esquema adoptado por el ERSEPT se encuentra orientado a resguardar los principios de eficiencia económica, razonabilidad tarifaria, prudencia regulatoria y protección de los usuarios, evitando tanto el reconocimiento automático de activos no pertinentes como el traslado a tarifa de costos que no resulten compatibles con una prestación eficiente del servicio.

El Sr. Sebastián Paz manifestó que no corresponde analizar la cuestión tarifaria de manera aislada del acceso real y de la calidad efectiva del servicio, y planteó que, en relación con los

usuarios abastecidos mediante soluciones PERMER, debería contemplarse un plazo máximo para su evaluación y eventual conexión a la red convencional, salvo imposibilidades técnicas.

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que el planteo referido al Programa de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER), así como a las condiciones y plazos de eventual migración de usuarios abastecidos por dicho esquema hacia la red convencional, excede el objeto específico de análisis del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos en el marco de esta Revisión Tarifaria Integral.

Sin perjuicio de ello, se deja constancia de la observación formulada, a los fines que pudieran corresponder en el ámbito regulatorio y técnico pertinente.

El Dr. Guillermo Federico Anabia manifestó: 1) observaciones respecto de la utilización de consumos estimados y de promedios anuales en la facturación del servicio eléctrico; y 2) cuestionamientos en torno a tasas y cargos adicionales incorporados en la factura.

En atención a lo manifestado respecto de la utilización de consumos estimados en la facturación del servicio eléctrico, corresponde señalar que su determinación y eventual aplicación se encuentran sujetas a las reglas técnicas y comerciales vigentes, debiendo limitarse a los supuestos previstos normativamente y resguardarse, en todos los casos, el principio de facturación fundada en registros de consumo efectivamente obtenidos. En tal sentido, este Ente Regulador ejerce sus competencias de control y verificación sobre los procedimientos aplicables, procurando resguardar la razonabilidad de su utilización y la adecuada información al usuario.

En relación con los cuestionamientos formulados respecto de tasas y cargos adicionales incorporados en la factura, corresponde indicar que la inclusión de conceptos en la boleta del servicio eléctrico debe ajustarse al marco normativo vigente y a las disposiciones aplicables en la jurisdicción provincial. En tal sentido, este Ente Regulador se ha expedido sobre dicha cuestión en el ámbito de sus competencias, estableciendo las condiciones bajo las cuales determinados conceptos pueden resultar admisibles y exigiendo su debida identificación en la factura, con el objeto de resguardar la legalidad, claridad y transparencia de la información suministrada al usuario.

El Sr. Adelmo Rosello manifestó: 1) observaciones respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada aplicable a las actualizaciones del VAD, cuestionando su suficiencia para garantizar una adecuada participación ciudadana; 2) objeciones a la estructura del régimen tarifario residencial, en particular a la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red; 3) cuestionamientos al criterio de categorización basado en el promedio móvil de consumo, especialmente por la exclusión de consumos iguales a cero; 4) observaciones en torno al factor de potencia; y 5) planteos vinculados a la relación entre calidad del servicio y uniformidad del esquema tarifario dentro del área concesionada.

En relación con lo manifestado respecto del mecanismo de Consulta Pública Documentada, corresponde señalar que el mismo se encuentra previsto en el marco normativo vigente y que su instrumentación en el presente proceso se ha efectuado conforme a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables. Sin perjuicio de ello, las observaciones formuladas sobre el diseño institucional del mecanismo de participación exceden el objeto específico del presente informe técnico de la Gerencia de Asuntos Económicos.

En lo referido a los cuestionamientos formulados sobre la estructura del régimen tarifario residencial y, en particular, sobre la cantidad de categorías aplicables al Cargo por Uso de Red, corresponde señalar que este Ente Regulador ha evaluado técnicamente distintas alternativas de segmentación en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, considerando

especialmente su incidencia sobre la asignación de costos, la equidad entre usuarios, la señal económica transmitida por la tarifa y la simplicidad operativa del esquema. Como resultado de dicho análisis, se ha adoptado un diseño tarifario orientado a reflejar de manera razonable el patrón de uso del sistema y la asignación de los costos de red, procurando al mismo tiempo resguardar criterios de transparencia, gradualidad y sostenibilidad regulatoria.

En relación con el criterio de determinación de la categoría tarifaria a partir del promedio móvil de consumo, corresponde indicar que en el nuevo régimen tarifario propuesto se incorpora el valor cero al cálculo de dicha media móvil, adecuación metodológica que atiende al planteo vinculado con la dificultad de los usuarios para descender de categoría frente a reducciones efectivas de consumo. De este modo, la metodología adoptada procura reflejar de manera más adecuada el comportamiento reciente del suministro dentro de un criterio que continúa considerando su patrón integral de uso del sistema.

Asimismo, respecto de las observaciones formuladas en torno al factor de potencia, corresponde indicar que se trata de un parámetro técnico propio del servicio eléctrico, vinculado al uso eficiente de la red y a la calidad de la demanda, cuyo tratamiento responde a criterios técnicos y regulatorios específicos previstos en la normativa vigente y en el régimen tarifario aplicable.

Finalmente, respecto de lo manifestado en torno a la vinculación entre la prestación del servicio y el esquema tarifario aplicable dentro del área concesionada, corresponde señalar que el régimen tarifario se estructura sobre criterios generales y uniformes, mientras que las condiciones de calidad del servicio se encuentran reguladas de manera específica y sometidas a los mecanismos de control y fiscalización correspondientes.

El Dr. Rodríguez de la Vega manifestó: 1) observaciones respecto de la calidad del servicio y del carácter central que reviste el Plan de Inversiones Obligatorias para su mantenimiento y mejora, cuestionando asimismo la forma en que dicho plan fue puesto a disposición y el nivel de detalle disponible para su análisis; y 2) solicitó que el ERSEPT se expida acerca de la suficiencia de la presentación efectuada por la distribuidora en materia de transición energética.

En relación con lo manifestado respecto del Plan de Inversiones Obligatorias, corresponde señalar que el mismo constituye un componente relevante del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, en tanto se vincula con los objetivos de sostenibilidad, expansión y mejora del servicio. Su tratamiento dentro de la RTI no se limita a la consideración aislada de inversiones individuales, sino a la evaluación de su consistencia general con los estándares de calidad, las necesidades del sistema y los criterios regulatorios aplicables al período tarifario.

En cuanto a las observaciones vinculadas con la disponibilidad, nivel de detalle y análisis del plan, corresponde indicar que tales cuestiones se encuadran en los mecanismos institucionales y técnicos propios del proceso regulatorio y exceden, en su tratamiento específico, el objeto del presente informe de la Gerencia de Asuntos Económicos. Sin perjuicio de ello, se deja constancia del planteo formulado.

En relación con lo manifestado en materia de transición energética, corresponde señalar que se trata de un eje relevante de la evolución del sector eléctrico y de la planificación del sistema de distribución. En el marco de la presente RTI, dicho proceso se refleja en instrumentos y definiciones regulatorias vinculadas, entre otros aspectos, al régimen tarifario, la generación distribuida, la eficiencia energética y las señales económicas asociadas al uso de la red. No obstante, la valoración integral de la suficiencia técnica de las presentaciones específicas efectuadas por la distribuidora excede el objeto particular de este informe de GAE.

El Sr. **Mario Madariaga** manifestó la necesidad de dar continuidad a la Tarifa Social Eléctrica, asegurando que el beneficio se destine efectivamente a los usuarios alcanzados y no a la distribuidora, y formuló observaciones en torno a los criterios de inclusión aplicables para su acceso.

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que en el marco del presente proceso de Revisión Tarifaria Integral **se ha contemplado la continuidad de la Tarifa Social Eléctrica** como instrumento de protección destinado a usuarios en situación de vulnerabilidad socioeconómica. Asimismo, el esquema adoptado se sustenta en criterios de elegibilidad, validación y focalización orientados a asegurar que el beneficio alcance efectivamente a los usuarios que reúnen las condiciones previstas por la normativa vigente, sin configurar un reconocimiento a favor de la distribuidora ajeno a su finalidad social.

El Sr. **Luis Esteban Álvarez**, en representación de ADDERA, manifestó que los atrasos tarifarios, en contextos inflacionarios, pueden impactar negativamente sobre la operación y mantenimiento del servicio, con efectos sobre la cantidad y duración de los cortes, y sostuvo la necesidad de contar con mecanismos periódicos de actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) consistentes con la evolución de los costos.

En relación con lo manifestado, corresponde señalar que **el Valor Agregado de Distribución constituye el componente tarifario destinado a cubrir los costos propios de la actividad de distribución**, incluyendo los asociados a operación, mantenimiento, administración, comercialización y remuneración del capital reconocido regulatoriamente. En tal sentido, la adecuada correspondencia entre tarifa y costos eficientes de prestación reviste relevancia para la sostenibilidad económica del servicio y para el cumplimiento de los estándares de calidad exigibles.

No obstante, **la actualización del VAD no opera de manera automática ni irrestricta, sino en el marco de mecanismos regulatorios explícitos**, orientados a compatibilizar la sostenibilidad del servicio con la protección de los usuarios. En ese contexto, los mecanismos de monitoreo y actualización de costos deben aplicarse bajo criterios de eficiencia, transparencia, trazabilidad y razonabilidad regulatoria.

Asimismo, corresponde destacar que el reconocimiento tarifario no implica el traslado pleno de cualquier variación de costos efectivamente observada por la distribuidora, sino únicamente de aquellos componentes que resulten consistentes con una prestación eficiente del servicio y con el esquema regulatorio adoptado. En consecuencia, el objetivo del régimen tarifario es asegurar recursos compatibles con una prestación adecuada, sin trasladar a los usuarios costos improcedentes o incrementos que no se encuentren debidamente justificados.

Se deja constancia de que el presente informe no constituye una transcripción literal de las intervenciones formuladas en la Audiencia Pública Documentada, sino una síntesis de aquellos planteos que, por su contenido, guardan relación con materias propias de la competencia de la Gerencia de Asuntos Económicos, junto con las consideraciones técnicas y regulatorias correspondientes.

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT – Informe Técnico Final

Tema: Proyección de Demanda – RTI 2025–2030

Área: Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)

Fecha: Abril 2026

1. Introducción y marco normativo

Las proyecciones de demanda eléctrica constituyen un insumo fundamental en los procesos de planificación y regulación del servicio público. En el marco de una Revisión Tarifaria Integral (RTI), resultan determinantes para la estimación de los ingresos requeridos de la distribuidora, la elaboración del Valor Agregado de Distribución (VAD), la programación de inversiones en redes y la definición de programas de extensión y mejora del servicio para el horizonte de los próximos cinco años. La literatura internacional subraya que la previsión de la demanda es una de las bases técnicas más sensibles de toda revisión tarifaria, dado que condiciona no sólo la suficiencia de ingresos sino también la confiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico (Ofgem, 2025; Hong & Fan, 2016).

A nivel global, la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2024) identifica que el mundo ingresa en una “era de la electricidad”, impulsada por la electrificación del transporte, el crecimiento del consumo en climatización y digitalización, y la penetración de energías limpias, lo cual exige incorporar proyecciones robustas y escenarios de incertidumbre en los marcos regulatorios.

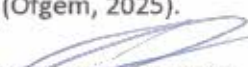
En América Latina, organismos como la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2024) han señalado que la demanda eléctrica crecerá de manera heterogénea según el grado de electrificación y las políticas de eficiencia energética implementadas, y que su correcta anticipación es condición necesaria para garantizar seguridad de suministro y sostenibilidad financiera de los sistemas. Experiencias nacionales de la región, como el Plano Decenal de Expansão (PDE) en Brasil (EPE, 2024) o los ejercicios de previsión de la Comisión Nacional de Energía en Chile (CNE, 2022), muestran cómo la planificación de redes y la determinación de tarifas descansan sobre proyecciones metodológicamente sólidas, auditables y alineadas con objetivos regulatorios de largo plazo.

En Argentina, las principales referencias estadísticas provienen del Balance Energético Nacional (BEN), el Balance de Energía Útil (BEU) y los informes de CAMMESA, que permiten caracterizar la evolución histórica de la demanda y su comportamiento frente a shocks macroeconómicos y tarifarios (CAMMESA, 2024; Secretaría de Energía, 2017). La evidencia local y regional confirma además la relevancia de integrar variables como el nivel de actividad económica, el ingreso disponible y la estructura tarifaria vigente, factores que han mostrado elasticidades significativas en los consumos residenciales y comerciales (Abdullah & Jeanty, 2019; OLADE, 2024).

Desde el punto de vista metodológico, los enfoques de proyección pueden clasificarse en modelos de tipo top-down (basados en econometría y series de tiempo), bottom-up (por usos finales, stock tecnológico y saturación de artefactos) o híbridos. A nivel internacional, se reconoce que la adopción de pronósticos probabilísticos constituye una buena práctica para cuantificar intervalos de confianza y escenarios de riesgo, especialmente cuando las proyecciones son utilizadas para la toma de decisiones regulatorias de largo plazo (Hong & Fan, 2016). En todos los casos, la trazabilidad de datos y la transparencia en los supuestos resultan esenciales, tanto para la evaluación de ingresos requeridos como para la definición de señales de inversión y expansión de redes (Ofgem, 2025).



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

El presente informe se sustenta en el análisis de la documentación técnica disponible en el marco de la RTI, que incluye tanto los estudios aportados por la consultoría contratada por el Ente Regulador como los informes producidos por la consultora de la empresa Distribuidora. En este sentido, se consideró el “Estudio integral de los aspectos regulatorios, técnicos, económicos y asociados, vinculados con la Revisión Tarifaria Integral”, elaborado por la consultora DREICON, que comprende: (i) el Informe Etapa A – Estudio de la Demanda, con un relevamiento inicial de la evolución y características del consumo eléctrico, su composición sectorial y principales determinantes; y (ii) el Informe Etapa A.2 – Revisión del Estudio de la Demanda presentado por la Distribuidora EDET S.A., que desarrolla un contraste metodológico y de resultados respecto de la información remitida por la concesionaria. Asimismo, se incorporó el documento “Proyección de demanda – Revisión Tarifaria Integral 2025”, elaborado por BA Energy Solutions, consultora contratada por la Distribuidora EDET S.A., el cual presenta las proyecciones de demanda utilizadas por la empresa como insumo para la determinación de ingresos requeridos y la planificación de inversiones. El análisis conjunto de estos documentos permite disponer de una base comparada y consistente de información, que constituye el punto de partida para las proyecciones de demanda aquí desarrolladas, asegurando que los resultados finales reflejen tanto la perspectiva de la Distribuidora como la evaluación técnica independiente realizada por la consultoría contratada por el Ente.

El enfoque metodológico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos del ERSEPT se sustenta en tres pilares complementarios: la normativa vigente, la literatura académica especializada y los antecedentes regulatorios. La normativa aplicable al proceso de RTI establece los criterios fundamentales para la determinación de los ingresos requeridos, la elaboración del Valor Agregado de Distribución y la programación de inversiones. Por su parte, la literatura académica y técnica aporta marcos metodológicos reconocidos —como modelos econométricos, de series de tiempo y enfoques híbridos— que permiten evaluar la coherencia y solidez de los resultados presentados por las consultorías. Finalmente, los antecedentes regulatorios, tanto nacionales como provinciales, brindan referencias comparativas que aseguran que la adopción de resultados se realice conforme a las mejores prácticas del sector.

En síntesis, este informe se integra al proceso de RTI con el propósito de constituir un insumo confiable, técnicamente fundamentado y normativamente consistente para la determinación de los ingresos requeridos, la definición del VAD, la planificación de inversiones en infraestructura y la sostenibilidad del servicio eléctrico en el mediano plazo.

El trabajo se organiza en seis secciones. La primera introduce los objetivos, el alcance general y la estructura del documento. La segunda presenta la estadística descriptiva, donde se caracterizan las principales variables de consumo y clientela relevantes para el análisis de la demanda eléctrica. La tercera expone una síntesis ejecutiva del *Informe de Proyección de Demanda de EDET (2025–2030)*, elaborado por la consultora BA Energy Solutions, destacando su metodología y resultados principales. En la cuarta, se resume el *Informe DREICON*, complementando la revisión de antecedentes técnicos disponibles. La quinta detalla el criterio adoptado por el ERSEPT en relación con las proyecciones y supuestos considerados para el proceso de Revisión Tarifaria Integral. Finalmente, la sexta sección presenta la bibliografía utilizada como referencia a lo largo del trabajo.



2. Estadística descriptiva

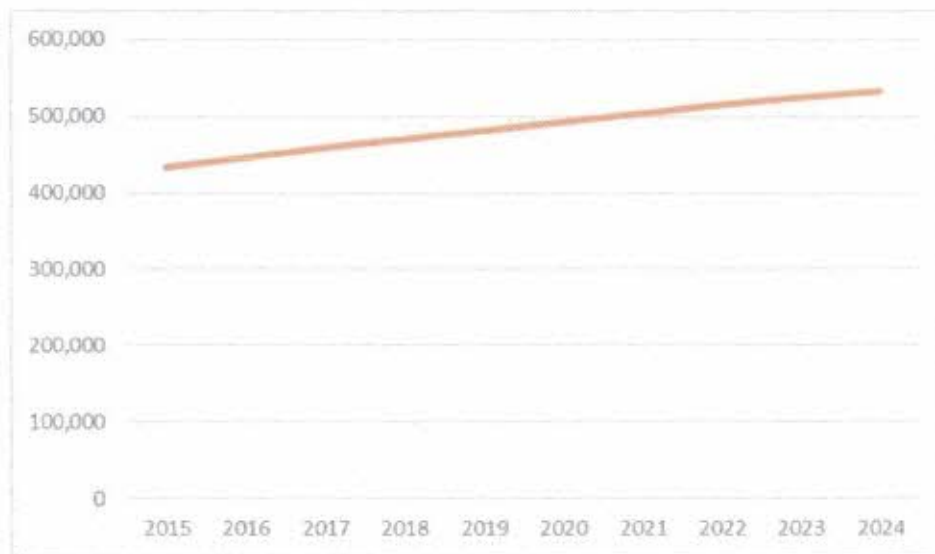
En esta sección se presenta la estadística descriptiva de los principales indicadores de la demanda eléctrica: la cantidad de usuarios y el consumo medio por cliente, discriminados por grupo tarifario.

La información utilizada proviene de los datos suministrados por la Empresa Distribuidora EDET S.A. La descripción de estas variables permite caracterizar la evolución reciente de la demanda y constituye el punto de partida para el ejercicio de proyección.

2.1 Grupo Tarifario: Residencial (T1R)

En la **Figura 1** se presenta la evolución de la cantidad de clientes pertenecientes al Grupo Tarifario Residencial en el período 2015-2024. Se observa un incremento sostenido y regular en los años considerados: en dicho lapso, el número de usuarios acumuló un crecimiento del 22,7%. Esto supone un incremento anual compuesto de 2,30%.

Figura 1: Evolución cantidad clientes Residenciales (T1R). Período 2015-2024




Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

La **Figura 2** presenta la evolución del consumo unitario del Grupo Tarifario Residencial en el período 2015-2024. Entre 2015 y 2016 se registró un incremento que llevó al indicador a su valor máximo en toda la serie. Posteriormente, entre 2016 y 2019, el consumo medio se redujo un 18,2%. En 2020 se observa una recuperación, seguida de una nueva disminución en 2021 y un repunte en los años posteriores. No obstante, dicha recuperación no permitió alcanzar los niveles registrados al inicio del período.

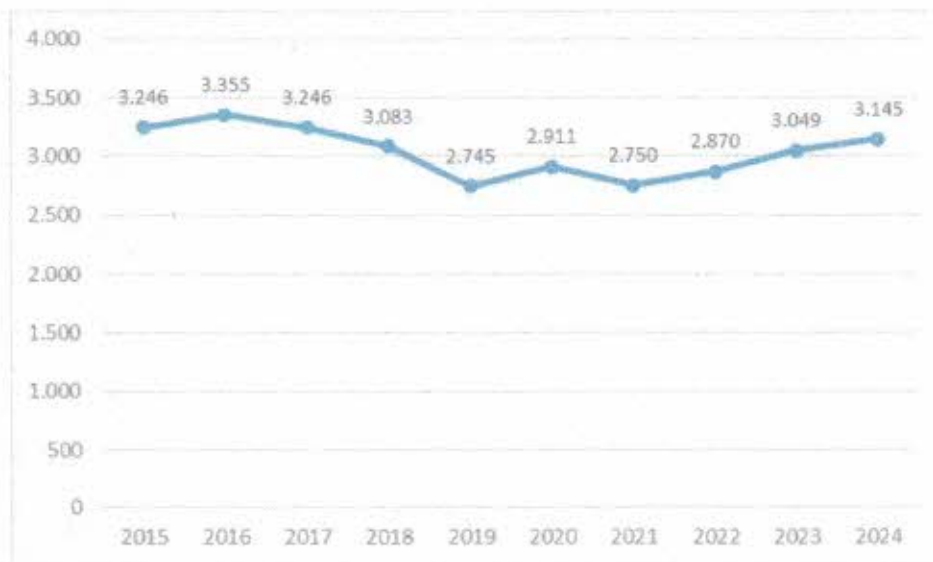


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANCÓN, ALEJANDRO MARTÍN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

Figura 2: Evolución Consumo Unitario (KWh/usuario). Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

En la **Tabla 1** se presenta un resumen de las tasas de crecimiento de la cantidad de usuarios y del consumo medio del Grupo Tarifario Residencial. Tal como se mostró previamente en las figuras, la cantidad de clientes residenciales registró un crecimiento acumulado del 22,70% en el período 2015–2024, lo que equivale a una tasa anual equivalente del 2,30%. En cuanto al consumo medio, éste se redujo un 3,13% en el mismo período, lo que representa una disminución anual equivalente del 0,35%.

Tabla 1: Tasas de crecimiento de usuarios y consumo unitario. Grupo Tarifario Residencial

| Tasa crecimiento | Usuarios | Consumo unitario (KWh/usu) |
|-------------------|----------|----------------------------|
| 2015 - 2019 | 11,33% | -15,44% |
| 2019 - 2024 | 10,21% | 14,56% |
| 2015 - 2024 | 22,70% | -3,13% |
| Anual equivalente | 2,30% | -0,35% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

2.2 Grupo Tarifario: Comercial (T1G+T2)

La **Figura 3** presenta la evolución del número de usuarios del Grupo Tarifario Comercial en el período 2015-2024. En el conjunto del período, la cantidad de clientes comerciales se incrementó en 3,4%, lo que equivale a una tasa anual acumulativa del 0,37%. No obstante, la trayectoria no fue lineal: el crecimiento sostenido hasta 2017 dio lugar a una caída entre 2017 y 2019; posteriormente se verificó una recuperación que se interrumpió en 2022, para retomar la senda creciente en los dos últimos años del período.


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


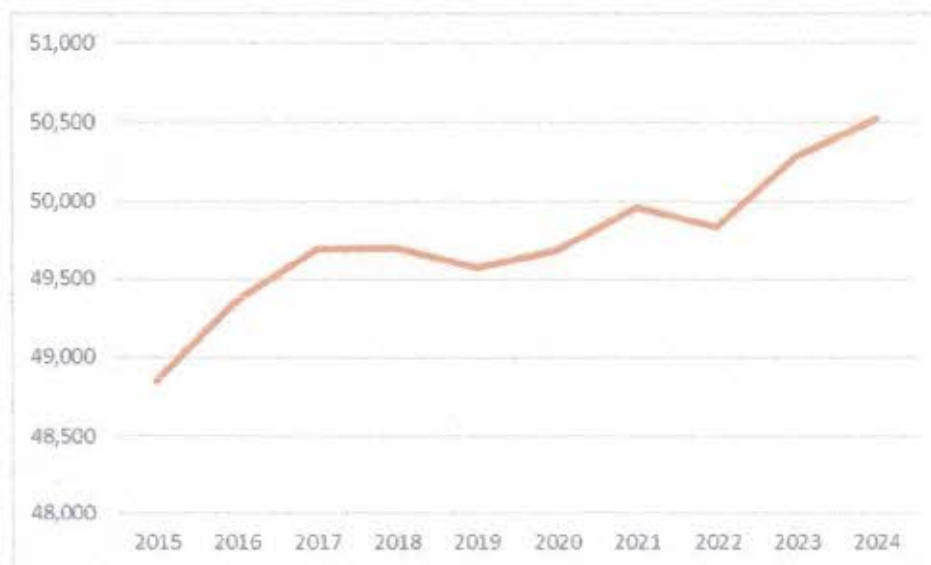

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

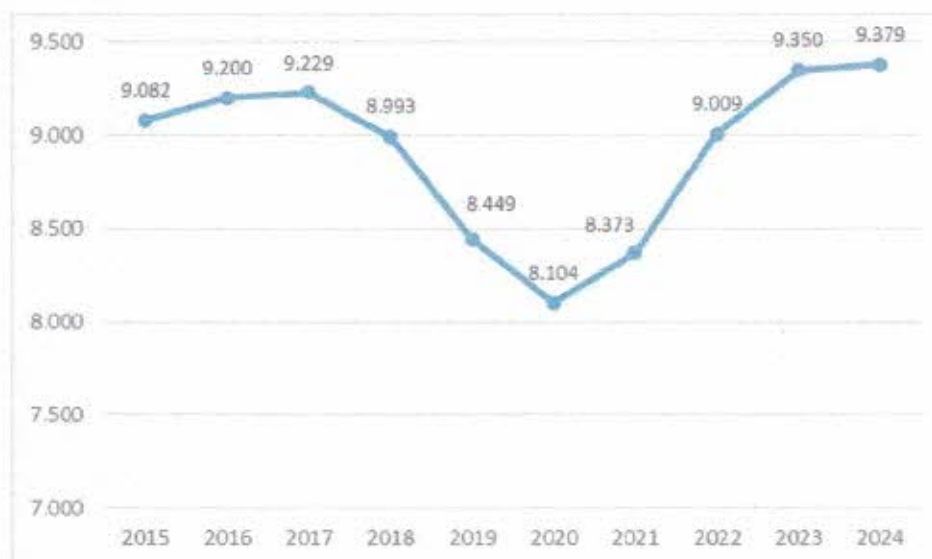
Figura 3: Evolución cantidad clientes Grupo Tarifario Comercial. Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

La **Figura 4** presenta la evolución del consumo unitario del Grupo Tarifario Comercial en el período 2015-2024. En la primera parte del período, entre 2015 y 2017, se observa un incremento moderado en el consumo medio por usuario, que alcanza un máximo en 2017. Posteriormente, entre 2017 y 2020, se registra una caída significativa, llegando en este último año al mínimo de la serie. A partir de 2021 comienza una etapa de recuperación sostenida, de modo que hacia 2024 el consumo unitario alcanza valores más altos que al inicio del período.

Figura 4: Evolución Consumo Unitario Grupo Tarifario Comercial (KWh/usuario). Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

En la **Tabla 2** se presenta un resumen de las tasas de crecimiento de la cantidad de usuarios y del consumo medio del Grupo Tarifario Comercial. Se observa que la cantidad de clientes comerciales registró un crecimiento acumulado del 3,42% en el período 2015–2024, lo que equivale a una tasa

añal equivalente del 0,37%. En cuanto al consumo medio, éste se incrementó en un 3,27% en el mismo período, lo que representa un crecimiento anual equivalente del 0,36%.

Tabla 2: Tasas de crecimiento de usuarios y consumo unitario. Grupo Tarifario Comercial

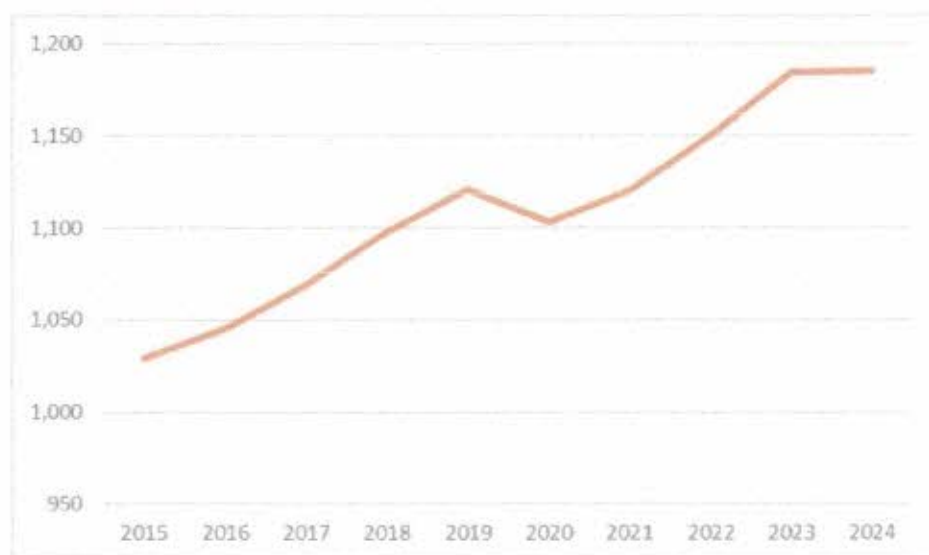
| Tasa crecimiento | Usuarios | Consumo unitario (KWh/usu) |
|-------------------|----------|----------------------------|
| 2015 - 2019 | 1,46% | -6,96% |
| 2019 - 2024 | 1,93% | 11,00% |
| 2015 - 2024 | 3,42% | 3,27% |
| Anual equivalente | 0,37% | 0,36% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

2.3 Grupo Tarifario: Industrial (T4BT+T4MT+T6+CS)

En la **Figura 5** se expone la evolución de la cantidad de clientes del Grupo Tarifario Industrial en el período 2015-2024. La trayectoria general es ascendente, aunque resulta posible identificar subperíodos con dinámicas diferenciadas. Entre 2015 y 2019, el número de usuarios registró una **tasa de crecimiento anual compuesta** del 2,16%. En el año 2020 se produjo una contracción cercana al 2%. A partir de 2021 el crecimiento se reanuda, aunque a un ritmo inferior al observado en la etapa inicial, con una tasa de crecimiento anual compuesta del 1,81%.

Figura 5: Evolución cantidad clientes Grupo Tarifario Industrial. Período 2015-2024

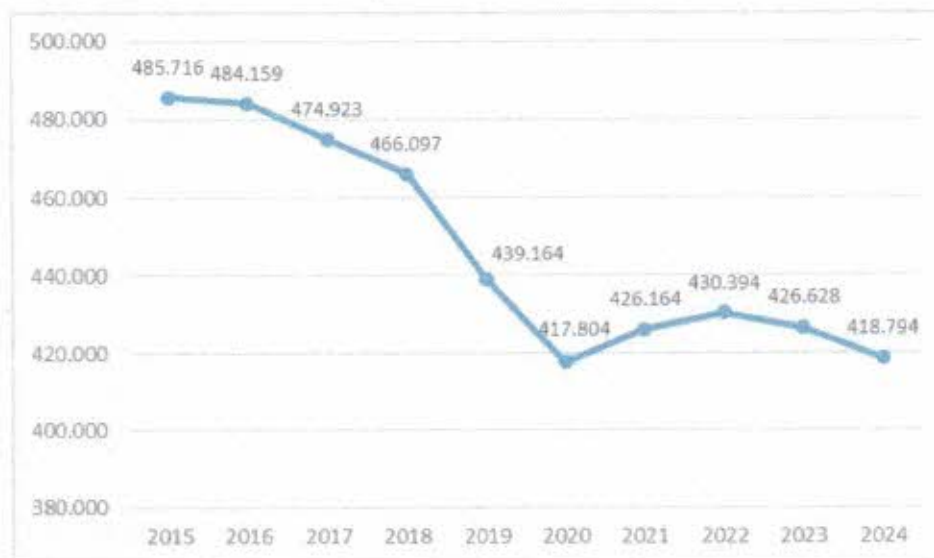


Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

En la **Figura 6** se observa la evolución del consumo medio del Grupo Tarifario Industrial durante el período 2015-2024. El indicador evidencia una tendencia marcadamente descendente, con una reducción acumulada del 13,78% en el consumo unitario. Si bien en la etapa posterior a la pandemia

se advierte una leve recuperación, hacia 2024 el nivel de consumo unitario vuelve a situarse en valores cercanos a los registrados en 2020.

Figura 6: Evolución Consumo Unitario Grupo Tarifario Industrial (KWh/usuario). Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

En la **Tabla 3** se presenta un resumen de las tasas de crecimiento de la cantidad de usuarios y del consumo medio del Grupo Tarifario Industrial. Se observa que la cantidad de clientes industriales registró un crecimiento acumulado del 15,16% en el período 2015–2024, lo que equivale a una tasa anual equivalente del 1,58%. En cuanto al consumo medio, éste se redujo en un 13,78% en el mismo período, lo que representa una caída anual equivalente del 1,63%.

Tabla 3: Tasas de crecimiento de usuarios y consumo unitario. Grupo Tarifario Industrial

| Tasa crecimiento | Cantidad de usuarios | Consumo unitario (KWh/usu) |
|-------------------|----------------------|----------------------------|
| 2015 - 2019 | 8,94% | -9,58% |
| 2019 - 2024 | 5,71% | -4,64% |
| 2015 - 2024 | 15,16% | -13,78% |
| Anual equivalente | 1,58% | -1,63% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

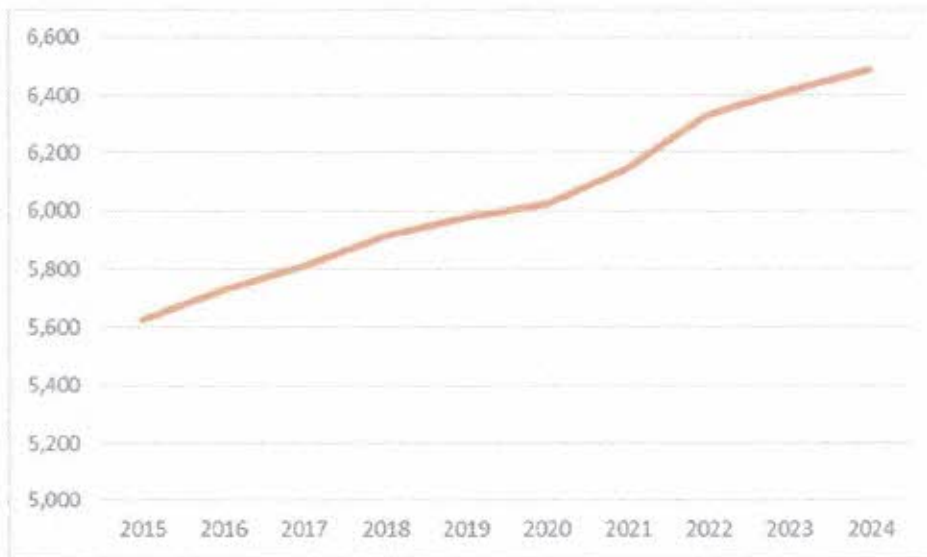
2.4 Grupo Tarifario: Alumbrado Público

En la **Figura 7** podemos ver la evolución de los puntos de conexión del Alumbrado Público. Éstos se incrementaron de forma sostenida en el período 2015-2024.


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

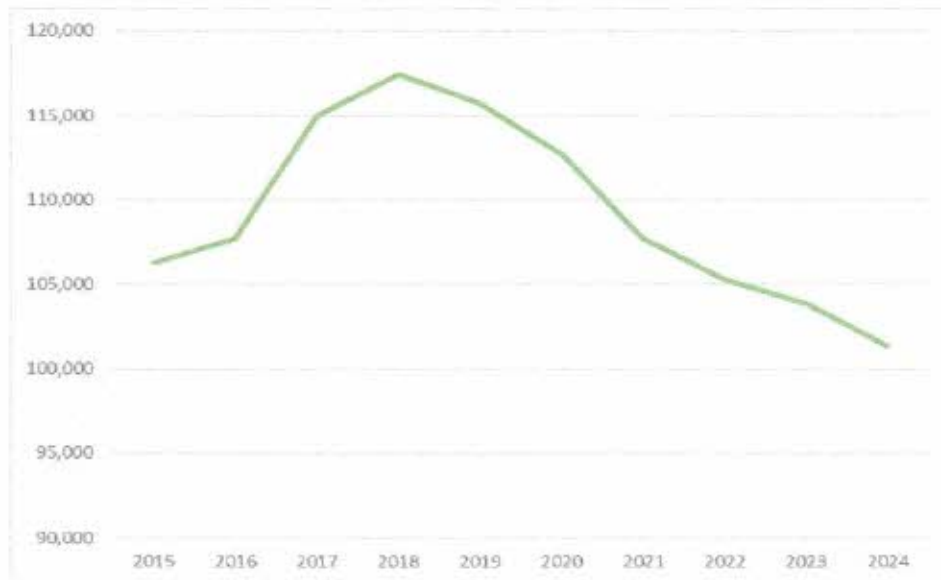
Figura 7: Evolución Puntos de Conexión Alumbrado Público. Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

Por último, en la **Figura 8** podemos observar la dinámica del consumo total asociado a estos puntos de conexión. A la tendencia general de crecimiento que mostraba el consumo hasta 2018 le sigue una caída sostenida durante todo el último sexenio, alcanzando valores menores que los de inicio del período.

Figura 8: Evolución del Consumo total Alumbrado Público. Período 2015-2024



Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

En la **Tabla 4** se presenta un resumen de las tasas de crecimiento de los puntos de conexión y del consumo total del Grupo Tarifario Alumbrado Público. Se observa que la cantidad de puntos de conexión registró un crecimiento acumulado del 15,30% en el período 2015–2024, lo que equivale a una tasa anual equivalente del 1,59%. En cuanto al consumo total, éste se redujo en un 4,62% en el mismo período, lo que representa una caída anual equivalente del 0,52%.

Tabla 4: Tasas de crecimiento de puntos de conexión y consumo total. Grupo Tarifario Alumbrado Público

| Tasa crecimiento | Puntos de conexión | Consumo total (KWh) |
|-------------------|--------------------|---------------------|
| 2015 - 2019 | 6,22% | 8,91% |
| 2019 - 2024 | 8,55% | -12,42% |
| 2015 - 2024 | 15,30% | -4,62% |
| Anual equivalente | 1,59% | -0,52% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

Finalmente, en la **Tabla 5** se sintetiza la evolución de los distintos grupos tarifarios entre 2015 y 2024 y su contribución al crecimiento total de la demanda.

Tabla 5: Crecimiento de la demanda y contribución por grupo tarifario. Período 2015-2024

| | Residencial | Comercial | Industrial | Alumbrado Público |
|--------------------------------|-------------|-----------|------------|-------------------|
| Consumo total 2015 | 1.405.676 | 443.671 | 499.802 | 106.235 |
| Share 2015 | 57,25% | 18,07% | 20,36% | 4,33% |
| Consumo total 2024 | 1.670.867 | 473.863 | 496.271 | 101.330 |
| Share 2024 | 60,93% | 17,28% | 18,10% | 3,70% |
| Tasa crecimiento (2015-2024) | 18,87% | 6,81% | -0,71% | -4,62% |
| Responsabilidad en crecimiento | 10,80% | 1,23% | -0,14% | -0,20% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo 5-1 – Clientes – Energía compra y venta.xlsx (ERSEPT)

3. Síntesis ejecutiva del Informe de Proyección de Demanda de EDET (2025–2030) elaborado por BA Energy Solutions

En la presente sección se expone una síntesis ejecutiva del informe de proyección de demanda elaborado por BA Energy Solutions para EDET en el marco de la Revisión Tarifaria Integral 2025–2030. Con el objetivo de brindar una visión clara y concisa, el contenido se organiza en dos apartados: el primero describe la metodología aplicada en la elaboración de las proyecciones, mientras que el segundo presenta los principales resultados obtenidos en términos de clientes, ventas de energía y potencia máxima prevista.

3.1 Metodología

El estudio se elaboró con base en la información histórica de clientes y ventas de energía del período 2015–2024, provista por EDET. Para facilitar la proyección, las tarifas se agruparon en cuatro sectores homogéneos: Residencial (T1R), Comercial (T1G y T2), Industrial (T4BT, T4MT, T6BT y T6MT) y Alumbrado Público (T3).

La estrategia metodológica combinó enfoques tendenciales y econométricos:

- Clientes:
 - Residencial: se estimó un modelo econométrico que relaciona la evolución de clientes con la población provincial, hallándose una correlación positiva y significativa ($R^2=0,99$). La población se proyecta con un crecimiento del 1,5% anual.
 - Sectores no residenciales: se aplicaron extrapolaciones lineales de las series históricas.

- Ventas de energía:
 - Residencial: modelo econométrico en función del Producto Bruto Geográfico (PBG) provincial, la tarifa media residencial y la cantidad de clientes. La tarifa media se construyó a partir de registros T1RM y T1RB, deflactada con IPC provincial, y se mantuvo constante en términos reales al valor 2024 (1.201 \$/MWh). El modelo presentó un $R^2=0,94$.
 - Comercial: proyección mediante regresión lineal con variable explicativa “ventas residenciales”.
 - Industrial: correlación con la evolución del PBG.
 - Alumbrado Público: ventas mantenidas constantes al nivel de 2024, debido a la estabilidad observada desde 2018.

- Potencia máxima: se adoptaron los valores de la Guía de Referencia TRANSNOA 2025–2032, en cumplimiento de lo dispuesto por los “Procedimientos para la Programación de la Operación, Despacho de Carga y Cálculo de Precios”.

- Escenarios: se construyeron tres escenarios (base, máximo y mínimo) aplicando intervalos de confianza del 95% derivados de los errores promedio ponderados de los modelos. Con ello se buscó reflejar la incertidumbre asociada a las proyecciones.

3.2 Resultados

Los principales hallazgos de la proyección para el período 2025–2030 pueden resumirse en:

- Energía total distribuida: crecimiento medio anual del 1,41%, pasando de 2.990 GWh en 2024 a 3.253 GWh en 2030 en el escenario base.
 - Residencial: +1,90% anual (de 1.671 GWh en 2024 a 1.871 GWh en 2030).

- Comercial: +1,17% anual (de 474 GWh a 508 GWh).
- Industrial: +0,63% anual (de 744 GWh a 773 GWh).
- Alumbrado Público: permanece constante en 101 GWh.
- Clientes totales: crecimiento medio anual del 1,40%, proyectándose alrededor de 641 mil clientes en 2030.
 - Residencial: +1,50% anual (de 531 mil en 2024 a 581 mil en 2030).
 - Comercial: +0,28% anual (de 50,5 mil a 51,4 mil).
 - Industrial: +1,59% anual (de 1.185 a 1.303).
 - Alumbrado Público: +1,43% anual (de 6,5 mil a 7,1 mil).
- Potencia máxima: se prevé un incremento desde 841 MW en verano 2024/25 hasta 1.116 MW en verano 2031/32, de acuerdo con TRANSNOA.
- Escenarios alternativos:
 - Escenario mínimo: crecimiento de ventas del 0,75% anual (3.128 GWh en 2030).
 - Escenario base: crecimiento de 1,41% anual (3.253 GWh en 2030).
 - Escenario máximo: crecimiento de 2,05% anual (3.378 GWh en 2030).

En síntesis, el informe proyecta un crecimiento moderado de la demanda de energía en Tucumán, con mayor dinamismo en el segmento residencial y menor en el industrial y comercial. El alumbrado público se mantiene constante en términos de consumo, mientras que la cantidad de clientes sigue aumentando en todos los sectores, impulsada principalmente por el crecimiento poblacional.

4. Síntesis del Informe DREICON.

En la presente sección se expone una síntesis ejecutiva del informe de proyección de demanda elaborado por la Empresa Consultora DREICON, el cual constituye la primera etapa del Estudio de la Demanda de la Distribuidora EDET. Con el objetivo de brindar una visión clara y concisa, el contenido se organiza en dos apartados: el primero describe la metodología aplicada en la elaboración de las proyecciones, mientras que el segundo presenta los principales resultados obtenidos en términos de clientes, ventas de energía y potencia máxima

4.1 Metodología

4.1.1 Proyección de demanda

Se emplearon dos enfoques complementarios para proyectar la demanda:

MÉTODO ANALÍTICO-TENDENCIAL

Este método se basa en relaciones funcionales entre la demanda y variables explicativas de carácter estructural (población, viviendas, índice de cohabitación, cobertura eléctrica, hábitos de consumo), junto con el análisis de tendencias históricas de largo plazo.

Para llevar a cabo la proyección, se utilizó el recurso de los "Escenarios". En particular, se definieron:

- **Escenario de Mínima:** que refleje un sendero de crecimiento casi vegetativo o circunstancias desfavorables en el corto plazo.
- **Escenario de Máxima:** que supone una reactivación económica “sensible” o bien la continuidad de condiciones favorables previas.

A partir de la construcción de estos escenarios se definió luego un “**Escenario Medio**” que resulta de calcular el promedio simple entre ambos extremos.

En este enfoque, la proyección se estructura a partir de dos variables independientes: número de usuarios y consumo unitario por grupo tarifario. El consumo total resulta del producto de ambas.

2. MÉTODO ECONOMÉTRICO


Este método se basa en relaciones estadísticas entre consumo y variables macroeconómicas (PBG, ingreso, precios de la energía, inversión, entre otras). Se utilizó como mecanismo de contraste y validación de los resultados obtenidos con el método analítico-tendencial.

- Cantidad de usuarios: para los 3 grupos tarifarios (Residencial, Comercial e Industrial) se utilizó un modelo econométrico que estima la cantidad de usuarios utilizando la variable “Población” como variable explicativa.
- Consumo unitario
 - *Residencial:* se optó por un modelo “ARDL con rezagos económicos” donde la variable independiente es el logaritmo natural del consumo unitario (kWh/usuario) y las variables explicativas son el rezago de la variable consumo y de precios (precio real de la electricidad) e ingreso (PBG), además de una variable de temperatura media.
 - *Comercial:* se utilizó un modelo econométrico que regresa el consumo unitario comercial en las variables proyectadas de PBGT Comercial y Población. La proyección del PBGT Comercial se proyectó a partir del PBI Nacional, aplicando 2 modelos diferentes: uno de ellos surge a partir de datos de fuentes oficiales y organismos vinculados, mientras que el otro realiza una extrapolación de la tendencia histórica exponencial. Finalmente, la proyección del consumo unitario surge de un promedio simple de los resultados obtenidos en cada modelo.
 - *Industrial:* se utilizó un modelo econométrico que estima el consumo unitario industrial utilizando como variables independientes “Población” y “PBGT Industrial”. De la misma manera que para el grupo tarifario Comercial, se aplicaron dos modelos para proyectar el PBGT Industrial a partir del PBI Nacional y luego se proyectó la variable de consumo unitario bajo ambas alternativas. Finalmente, la proyección final surge de un promedio simple de los resultados obtenidos en cada modelo.

Para el GT “Alumbrado Público” no se estimó un modelo econométrico, por lo que la proyección se realizó únicamente mediante el método analítico-tendencial.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

4.1.2 Proyección de Potencia Máxima

Para la proyección de la Potencia Máxima se plantearon 2 escenarios de proyección:

- **Escenario de mínima**

Se consideró:

- Una evolución del consumo total coincidente con el escenario de mínima proyectado bajo el método analítico tendencial.
- Una pequeña reducción de las pérdidas desde su valor de 2024 hasta alcanzar el valor promedio histórico de 9,4%.
- Un incremento del factor de carga hasta alcanzar un valor de $FC = 0,50$, intermedio entre la media histórica y la tendencia a 2030.

- **Escenario de máxima**

Se consideró:

- Una evolución del consumo total coincidente con el escenario de máxima proyectado bajo el método analítico tendencial.
- Una reducción de las pérdidas desde su valor de 2024 hasta alcanzar el valor del primer decenio, de 9,4%.
- Un incremento del factor de carga hasta alcanzar un valor de $FC = 0,48$ coincidente con el valor estimado por la tendencia para el año 2030.

Una vez proyectada la potencia máxima bajo los dos escenarios extremos, se construyó un *Escenario Medio Integrado*, definido como el promedio simple de los valores estimados en cada uno de ellos.

4.2 Resultados

4.2.1 Proyección de Demanda

La aplicación de los métodos analítico-tendencial y econométrico permitió estimar las tasas medias de crecimiento anual proyectadas para 2025-2030. La **Tabla 6** resume los resultados obtenidos bajo ambos enfoques y el Escenario Integrado, obtenido como la semisuma de los respectivos valores de usuarios y consumos de los resultados analíticos y econométricos, con excepción del caso del Alumbrado Público, para el que se considerará el escenario medio de la Proyección Analítica. A continuación, se presenta el detalle de las proyecciones elaboradas mediante cada método.

Tabla 6: Tasas medias de crecimiento anual proyectadas por Grupo Tarifario. Período 2024-2030

| | Método analítico-tendencial | | | Método econométrico | | | Proyección integrada | | |
|-------------|-----------------------------|-------------------------|----------------------------|---------------------|-------------------------|----------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------------|
| | Usuarios | Consumo total (MWh/año) | Consumo unitario (KWh/usu) | Usuarios | Consumo total (MWh/año) | Consumo unitario (KWh/usu) | Usuarios | Consumo total (MWh/año) | Consumo unitario (KWh/usu) |
| Residencial | 1,90% | 2,11% | 0,20% | 2,00% | 1,22% | -0,76% | 1,95% | 1,67% | -0,28% |
| Comercial | 1,16% | 3,15% | 1,97% | 1,09% | 3,34% | 2,23% | 1,13% | 3,25% | 2,10% |

| | | | | | | | | | |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Industrial | 1,97% | 2,34% | 0,36% | 1,99% | 2,75% | 0,75% | 1,98% | 2,55% | 0,55% |
| Alumbrado Público | 1,85% | 0,14% | - | - | 0,14% | - | 1,85% | 0,14% | - |
| Total EDET | 1,84% | 2,27% | 0,42% | 1,92% | 1,92% | 0,00% | 1,88% | 2,10% | 0,21% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON)

Método analítico – tendencial

Los cálculos realizados bajo el método analítico-tendencial permitieron estimar las tasas medias de crecimiento anual proyectadas para el período 2024-2030:

- **Grupo Residencial:** 1,90% en usuarios y 0,20% en consumo unitario.
- **Grupo Comercial:** 1,16% en usuarios y 1,97% en consumo unitario.
- **Grupo Industrial:** 1,97% en usuarios y 0,36% en consumo unitario.
- **Alumbrado Público:** 1,85% en puntos de conexión y 0,14% en consumo total.

Método econométrico

A partir del análisis realizado se estimaron las tasas medias de crecimiento anual proyectadas para el período 2024-2030:

- **Grupo Residencial:** +2,00% en usuarios y -0,76% en consumo unitario.
- **Grupo Comercial:** +1,09% en usuarios y +2,23% en consumo unitario.
- **Grupo Industrial:** +1,99% en usuarios y +0,75% en consumo unitario.
- **Alumbrado Público:** se mantiene la proyección del método analítico.

Proyección integrada

La construcción del Escenario Integrado permitió obtener los siguientes resultados para el período 2024-2030:


- **Grupo Residencial:** +1,95% en usuarios y -0,28% en consumo unitario.
- **Grupo Comercial:** +1,13% en usuarios y +2,10% en consumo unitario.
- **Grupo Industrial:** +1,98% en usuarios y +0,55% en consumo unitario.
- **Alumbrado Público:** +1,85% en usuarios y +0,14% en consumo total.

4.2.2 Proyección de Potencia Máxima

En la **Tabla 7** se presentan los resultados de la proyección de la Potencia Máxima correspondientes al Escenario Medio Integrado.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

Tabla 7: Evolución de la Potencia Máxima y tasa anual de crecimiento estimada. Período 2024-2030

| Año | Potencia Máxima (MW) |
|------|----------------------|
| 2024 | 747 |
| 2025 | 757 |
| 2026 | 778 |
| 2027 | 801 |
| 2028 | 825 |
| 2029 | 849 |
| 2030 | 873 |
| TAE* | 2,63% |

*Tasa anual equivalente

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON)

5. Criterio adoptador por el ERSEPT

En el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) 2025–2030, y tras el análisis comparativo de las proyecciones elaboradas por la Distribuidora EDET S.A. y por la Consultora DREICON, contratada por el ERSEPT, se adopta como base de referencia la proyección integrada elaborada por DREICON para la evolución de la energía distribuida, la cantidad de usuarios y la potencia máxima en el período 2025–2030.

Esta decisión se fundamenta en que el estudio de DREICON constituye una propuesta metodológica superadora respecto de la presentada por la Distribuidora, tanto por el nivel de detalle en la formulación de los modelos como por la rigurosidad de los supuestos, la validación de resultados y la coherencia general del enfoque adoptado.

5.1 Comparación general y fundamentos de elección

El análisis comparativo de los informes de proyección de demanda presentados por la Distribuidora EDET S.A. y por la Consultora DREICON, en el marco de la asistencia técnica al ERSEPT, permitió identificar diferencias relevantes en la amplitud del tratamiento metodológico y en el nivel de detalle técnico de los procedimientos aplicados.

El estudio elaborado por EDET S.A. desarrolla un ejercicio de proyección sustentado en series históricas del período 2015–2024, con modelos de carácter econométrico y lineal aplicados por sector de consumo, utilizando como variables explicativas el Producto Bruto Geográfico (PBG), la tarifa media y la cantidad de clientes. Si bien el enfoque resulta adecuado en términos generales, su alcance es más acotado: presenta menor explicitación de supuestos y de pruebas de validación estadística, y no explora escenarios alternativos de crecimiento. En consecuencia, las tasas de crecimiento obtenidas —del orden del 1,4 % anual para la energía y los usuarios— describen un escenario de evolución moderada del mercado eléctrico provincial.

Por su parte, el estudio realizado por DREICON amplía el horizonte de análisis al período 2010–2024, expresa resultados en términos reales (deflactados con IPC base diciembre 2017 = 100) y adopta un enfoque metodológico de mayor profundidad, que combina herramientas analítico-tendenciales y econométricas. Esta doble aproximación permite contrastar resultados y obtener una proyección integrada que equilibra prudencia y consistencia empírica. Asimismo, la consultora presenta de manera detallada las fuentes de información utilizadas, los criterios de estimación y los parámetros de validación, lo que aporta mayor transparencia y reproducibilidad al ejercicio.

En función de estos elementos, y considerando que la propuesta de DREICON proporciona una caracterización más completa y documentada de la evolución esperada de la demanda eléctrica, el ERSEPT resuelve adoptar los resultados de dicha consultora como base de referencia para el período tarifario 2025–2030.

Asimismo, el estudio de DREICON incorpora el análisis de la potencia máxima del sistema, abordándola de forma coherente con la evolución de la energía y de los parámetros técnicos del sistema eléctrico. Si bien la Distribuidora también presenta resultados de potencia, estos se basan en las proyecciones contenidas en la **Guía de Referencia TRANSNOA 2025–2032**. En contraste, la extensión metodológica desarrollada por DREICON aporta una visión integral de la demanda y contribuye a una estimación más robusta de las necesidades de capacidad en el horizonte 2025–2030.

Asimismo, el estudio de DREICON incorpora el análisis específico de la **potencia máxima del sistema**, a partir del cual elabora su proyección para el período 2025–2030. Esta extensión metodológica, que no se encuentra desarrollada en la propuesta de la Distribuidora —la cual presenta directamente los valores de potencia obtenidos de la *Guía de Referencia TRANSNOA 2025-2032*— permite una aproximación más integral a la evolución de la demanda y a las necesidades de capacidad del sistema eléctrico.

5.2 Metodologías y alcances

El estudio elaborado por DREICON presenta una estructura metodológica integral que combina dos enfoques complementarios de proyección —uno analítico-tendencial y otro econométrico— con el propósito de capturar tanto las tendencias observadas en la evolución histórica de la demanda como su relación con los principales determinantes macroeconómicos y demográficos. En comparación, el estudio presentado por EDET S.A. desarrolla modelos de carácter econométrico y lineal por sector de consumo (PBG, tarifa media y clientes), con un horizonte histórico más corto (2015–2024) y sin exploración de escenarios alternativos.

En el enfoque analítico-tendencial propuesto por DREICON, se analizan las trayectorias históricas de usuarios, ventas y consumos unitarios en el período 2010–2024, complementadas con información demográfica y socioeconómica (evolución de la población, índice de cobertura eléctrica y relación usuarios-vivienda). A partir de estas series se estiman elasticidades históricas y se construyen escenarios de proyección de mínima, media y máxima probabilidad, que delimitan una banda de variabilidad razonable dentro de la cual se ubica la proyección final.

El enfoque econométrico, por su parte, aplica modelos de regresión multivariada de forma funcional log-lineal, que vinculan las series de consumo y cantidad de usuarios con variables explicativas tales como el PBG provincial, el PBI nacional, los precios reales de la electricidad, los niveles de ingreso y

determinados factores climáticos. Para el segmento residencial se incorpora además un modelo dinámico con rezagos, que permite captar efectos de elasticidad ingreso-precio y la inercia temporal del consumo. Las estimaciones se realizan sobre el mismo horizonte 2010–2024, con series en términos reales validación estadística de los parámetros (coeficientes significativos y R^2 elevados).

La proyección integrada, finalmente adoptada por el ERSEPT, se obtiene mediante la semisuma aritmética (promedio simple) de los resultados de ambos enfoques. Este procedimiento permite combinar las ventajas de cada metodología, reduciendo la dependencia de un único modelo y equilibrando prudencia regulatoria con coherencia empírica.

Finalmente, el estudio de DREICON extiende el análisis metodológico a la proyección de potencia máxima del sistema, formulada de manera coherente con la evolución estimada de la energía operada. Para ello, la consultora parte del registro histórico de potencias máximas anuales y de su relación con la energía operada y el factor de carga (FC), verificando su estabilidad y comportamiento tendencial. A partir de estos antecedentes, construye escenarios alternativos de FC y aplica el crecimiento esperado de la energía para obtener la trayectoria proyectada de potencia máxima. Este enfoque garantiza la consistencia eléctrica entre las magnitudes energéticas y de potencia, y permite derivar resultados comparables con los de la Distribuidora bajo supuestos homogéneos de evolución del sistema.

5.3 Resultados adoptados

A partir de la evaluación integral de los informes analizados y de las consideraciones metodológicas expuestas, el ERSEPT adopta como base de referencia las proyecciones integradas elaboradas por DREICON para el período 2025–2030. Los resultados adoptados se presentan a continuación, diferenciando los correspondientes a clientes y energía y a potencia máxima.


5.3.1 Clientes y Energía

La proyección integrada se obtiene como la media aritmética de los resultados derivados de los enfoques analítico-tendencial y econométrico, construidos sobre un horizonte de análisis comprendido entre 2010 y 2030 y expresados en términos reales (deflactados mediante el IPC base diciembre 2017 = 100).

El escenario adoptado proyecta, para el conjunto del sistema, una tasa anual equivalente (2024–2030) de 1,88 % en la cantidad de usuarios y 2,10 % en la energía distribuida, alcanzando hacia 2030 aproximadamente 652 000 usuarios y 3 390 GWh de ventas de energía eléctrica. Estas tasas se ubican dentro de la banda de variabilidad analítica definida por la propia consultora y resultan coherentes con la evolución histórica observada en el período 2010–2024.

Asimismo, se estima un incremento promedio del consumo unitario del orden de 0,22 % anual, asociado a la estabilización del consumo residencial y al crecimiento gradual de los segmentos comercial e industrial. Esta evolución se considera técnicamente razonable, en tanto refleja la continuidad de los patrones de demanda observados en los últimos años y la recuperación progresiva del nivel de actividad económica provincial.

La adopción de estos resultados responde a criterios de prudencia y consistencia regulatoria, priorizando estimaciones metodológicamente fundadas, transparentes y verificables.


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Tabla 8: Proyección integrada de clientes y energía realizada por DREICON. Tasas anuales equivalentes. Período 2025-2030

| Grupo Tarifario (GT) | Clientes | Energía |
|----------------------|----------|---------|
| Residencial | 1,95% | 1,67% |
| Comercial | 1,13% | 3,25% |
| Industrial | 1,98% | 2,55% |
| Alumbrado Público | 1,85% | 0,14% |
| Total EDET | 1,88% | 2,10% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON)

5.3.2 Potencia máxima

En el caso de la potencia máxima, el ERSEPT resolvió adoptar la proyección elaborada por DREICON, incorporando un ajuste en el valor inicial de la serie. La consultora parte de un nivel de potencia máxima para 2025 de 757 MW y proyecta una tasa anual equivalente (TAE) de 2,63 %, que llevaría la potencia máxima a aproximadamente 873 MW en 2030. Sin embargo, el valor de 757 MW resulta inferior al pico máximo efectivamente registrado en 2025 (841 MW).

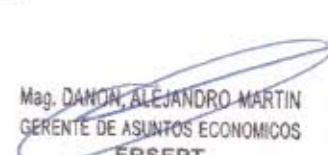
En consecuencia, el ERSEPT decidió tomar este último valor observado (841 MW) como punto de partida y proyectar su evolución manteniendo la misma tasa anual equivalente propuesta por DREICON.

La decisión se apoya en que la metodología aplicada por la consultora —basada en el análisis histórico de la energía operada, las pérdidas totales y el factor de carga, así como en la construcción de escenarios derivados de dichos antecedentes— resulta sólida y adecuada para estimar el comportamiento futuro de la potencia máxima. Este enfoque asegura además la coherencia interna entre la evolución proyectada de la energía y la potencia del sistema.

Por su parte, el escenario presentado por EDET S.A. parte de valores iniciales similares, pero proyecta un crecimiento más pronunciado a lo largo del período (TAE \approx 4,37 %). En este sentido, la alternativa adoptada por el ERSEPT busca compatibilizar ambas aproximaciones, tomando como base el valor efectivamente observado en 2025 y aplicando la tasa de crecimiento estimada por DREICON, garantizando así una trayectoria de expansión razonable y metodológicamente consistente con la evolución esperada de la demanda y de los parámetros técnicos del sistema.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT


Tabla 9: Proyección de potencia máxima. Período 2025-2030

| Año | DREICON modificado (MW) | EDET S.A. (MW) |
|------|-------------------------------|----------------|
| 2025 | 841.2 | 841.2 |
| 2026 | 863.3 | 870.9 |
| 2027 | 886.1 | 907.3 |
| 2028 | 909.4 | 954.3 |
| 2029 | 933.3 | 1003.7 |
| 2030 | 957.9 | 1041.8 |
| TAE | 2.63% | 4.37% |

Fuente: Elaboración propia en base a archivo EDET - Estudio de la Demanda 2025-2030 (DREICON), EDET S.A "Proyección de demanda – Revisión Tarifaria Integral 2025" y cálculos propios.

5.4 Conclusiones

Las proyecciones adoptadas por el ERSEPT reflejan una visión integral y técnicamente fundada de la evolución esperada de la demanda eléctrica en el horizonte 2025–2030. La elección de los resultados elaborados por DREICON se sustenta en criterios de consistencia metodológica, transparencia y prudencia regulatoria, garantizando la coherencia entre las proyecciones de usuarios, energía y potencia máxima. En conjunto, estos insumos constituyen una base sólida para el dimensionamiento del sistema, la estimación de los ingresos requeridos y la planificación de inversiones, en el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral.


Lic. DAJANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT
Mag. DANON, ALEJANDRO MARTÍN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

6. Bibliografía

- Abdullah, S., & Jeanty, P. W. (2019). Household electricity demand in Latin America: A meta-analysis of price and income elasticities. *Energy Economics*, 80, 394–410.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.01.017>
- Agencia Internacional de Energía. (2024). *World Energy Outlook 2024*. Paris: IEA.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- Agencia Internacional de Energía. (2024). *Electricity 2024*. Paris: IEA.
<https://www.iea.org/reports/electricity-2024>
- CAMMESA. (2024). *Informes y estadísticas del Mercado Eléctrico Mayorista*. Buenos Aires: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
<https://portalweb.cammesa.com>
- Comisión Nacional de Energía de Chile. (2022). *Informe preliminar de previsión de demanda 2022–2042*. Santiago de Chile: CNE. <https://www.cne.cl>
- Empresa de Pesquisa Energética. (2024). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Brasília: EPE. <https://www.epe.gov.br>
- Hong, T., & Fan, S. (2016). Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review. *International Journal of Forecasting*, 32(3), 914–938.
<https://doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011>
- Ofgem. (2025). *RIIO-ED2 Regulatory Instructions and Guidance – Annex I (DSO)*. Londres: Office of Gas and Electricity Markets. <https://www.ofgem.gov.uk>
- Organización Latinoamericana de Energía. (2024). *Energy Outlook of Latin America and the Caribbean 2024*. Quito: OLADE. <https://biblioteca.olade.org>
- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. (2017). *Balance Energético Nacional y Balance de Energía Útil*. Buenos Aires: Ministerio de Energía y Minería de la Nación.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

ERSEPT – Informe Técnico

Tema: Tasa de Rentabilidad Regulada – RTI 2025–2030

Área: Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)

Fecha: abril de 2026

1. Introducción y marco normativo

La **Tasa de Rentabilidad Regulada (TRR)** constituye un elemento central del proceso de **Revisión Tarifaria Integral (RTI)**, al determinar el costo de capital asociado a los activos necesarios para la prestación del servicio de distribución eléctrica y, en consecuencia, el nivel del Valor Agregado de Distribución (VAD) reconocido a la concesionaria EDET S.A.

Su función es doble: por un lado, **garantizar a la empresa una rentabilidad razonable** que incentive la inversión, preserve la sostenibilidad financiera y asegure la continuidad del servicio; y por otro, proteger a los usuarios frente a tarifas excesivas, dando cumplimiento al principio de razonabilidad tarifaria establecido en la legislación argentina. Dado que la **distribución eléctrica es una actividad altamente intensiva en capital**, una estimación adecuada de la tasa resulta esencial para compatibilizar los incentivos a la inversión con la eficiencia económica y la equidad tarifaria. En este sentido, una tasa consistente con los antecedentes regulatorios y con las condiciones macroeconómicas locales constituye un requisito fundamental para garantizar un servicio sostenible y accesible.

El objetivo del presente documento es estimar una **tasa de rentabilidad regulada razonable para una empresa eficiente**, considerando el **riesgo propio de la actividad de distribución eléctrica** y asegurando que dicha estimación sea **clara, transparente y debidamente fundamentada** en la normativa vigente, en la literatura académica especializada y en los antecedentes regulatorios nacionales e internacionales.

El **criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)** para su determinación se apoya en la **normativa aplicable, en la literatura especializada y en los precedentes regulatorios más relevantes**. En el plano normativo, la Ley Nacional N.º 24.065, en su artículo 41, establece que la rentabilidad reconocida a las empresas debe guardar relación con la eficiencia operativa y con actividades de riesgo comparable. En el ámbito provincial, el Contrato de Concesión de EDET S.A. y los lineamientos técnicos del ERSEPT disponen que la tasa debe calcularse en términos reales y después de impuestos, de modo de reflejar la rentabilidad neta efectivamente percibida por los inversores, sobre la cual se construye la anualidad de la Base de Capital Regulada.

En este marco, y siguiendo las recomendaciones de la literatura y la práctica regulatoria, la tasa de rentabilidad se estima mediante la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), que combina el costo del capital propio (equity) y el costo de la deuda (debt), ponderados según una estructura de capital objetivo. Este enfoque busca reflejar el costo de oportunidad del capital de una empresa eficiente y prudente, en línea con los criterios aplicados por organismos reguladores como Ofgem (2020), ANEEL (2016), CREG (Resol. 011/2009), ENRE (Res. 63/2017) y OSINERGMIN (Res. 161-2021-OS/CD), así como con la literatura académica especializada (Alexander, Mayer y Weeds, 1996; Newbery, 2002; Benninga, 2014).



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

La literatura internacional coincide en que la determinación del WACC no debe concebirse como un ejercicio meramente técnico, sino como un proceso metodológico que integra consideraciones de eficiencia, estabilidad y previsibilidad regulatoria. En este sentido, Economic Insights (2014) sostiene que la tasa debe permitir la recuperación del valor de los activos y un retorno ajustado al riesgo. Así, el WACC cumple un rol de neutralidad intertemporal, evitando tanto la sobre-remuneración —que generaría incentivos ineficientes— como la sub-remuneración —que desincentivaría la inversión y comprometería la calidad del servicio—.

A nivel nacional, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) ha consolidado un enfoque metodológico coherente con estos principios, utilizando un WACC de referencia para el cálculo del VAD y evitando que las decisiones financieras particulares de cada empresa —por ejemplo, la proporción de deuda o de capital propio— afecten la remuneración regulada¹.

La literatura también subraya la importancia de reconocer la incertidumbre de los parámetros financieros y, por tanto, la conveniencia de definir un rango de razonabilidad o intervalo de confianza en lugar de un único valor puntual. Este enfoque incrementa la robustez y legitimidad de la decisión regulatoria, admitiendo que variables como la prima de riesgo, la beta o el costo de la deuda fluctúan con el tiempo y dependen del contexto macroeconómico.

Por último, los enfoques más consistentes destacan la necesidad de mantener coherencia interna y externa en la estimación del WACC. Internamente, los parámetros deben ser compatibles entre sí (por ejemplo, horizontes temporales y tasas de referencia coherentes). Externamente, la tasa resultante debe reflejar las condiciones macrofinancieras del entorno regulado. Esta coherencia metodológica fortalece la credibilidad, estabilidad y comparabilidad intertemporal de los resultados, pilares de la buena práctica regulatoria (Benninga, 2014; Economic Insights, 2014).

En síntesis, la tasa de rentabilidad regulada constituye un instrumento clave de equilibrio entre eficiencia y sostenibilidad. Su determinación mediante el WACC asegura un tratamiento consistente, transparente y prudente de los retornos del capital invertido, en beneficio tanto del concesionario como de los usuarios del servicio eléctrico.


El presente informe se estructura de la siguiente manera: la sección 2 analiza el informe presentado por la Distribuidora EDET S.A. y la sección 3 presenta los criterios técnicos adoptados por el ERSEPT para la determinación final de la tasa de rentabilidad regulada aplicable al período 2025–2030.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenelco



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

¹ En 2025, dicho organismo fijó una tasa de 6,5 % real post-impuestos (equivalente a 9,99 % pre-impuestos) aplicable a Edenor y Edesur (Resoluciones ENRE N.º 4/2025 y 237/2025), estableciendo un precedente de transparencia y comparabilidad para los entes provinciales.

2. Síntesis de Informe EDET

El informe presentado por la Distribuidora determina la tasa de rentabilidad de EDET S.A. aplicable en la Revisión Tarifaria Integral 2025–2030, utilizando la metodología de WACC (Weighted Average Cost of Capital). Para estimar el retorno sobre el capital accionario se emplea el CAPM adaptado al contexto argentino (Country Spread Model), incorporando riesgo país y riesgo cambiario.


Los principales resultados son:

- WACC nominal después de impuestos: 11,65%.
- WACC real después de impuestos con riesgo cambiario: 9,26%.
- WACC real antes de impuestos con riesgo cambiario: 14,25%.

El cálculo refleja la estructura de capital promedio 2020–2024 (26,6% deuda, 73,4% equity), un costo de deuda de 11,25% y un costo de capital propio de 13,21%.

En opinión de la Distribuidora “La tasa obtenida es comparable con actividades de riesgo similar a nivel nacional e internacional, garantizando a la vez la sustentabilidad de la distribuidora y la prestación de un servicio eléctrico de calidad a costo razonable para los usuarios”.

| | |
|---|---------------|
| R_d: Costo del financiamiento de terceros | 11,25% |
| R_d Costo de la deuda | 11,25% |
| R_e: Costo del capital propio (CAPM) | 13,21% |
| R_f : Tasa libre de riesgo | 4,40% |
| Premio de mercado | 7,00% |
| B_e : Beta equity | 0,568 |
| R_p : Riesgo país | 4,83% |
| Estructura de capital, impuestos, inflación | |
| W_d Deuda / Activo | 26,6% |
| W_e Capital propio / Activo | 73,4% |
| t : Tasa impuesto a las ganancias | 35,0% |
| R_c : Riesgo cambiario | 0,4% |
| π : Inflación EE.UU. | 2,56% |
| WACC | |
| WACC (nominal después de impuestos) | 11,65% |
| WACC _{r-c} (real después imp + riesgo camb.) | 9,26% |
| WACC _{na} (nominal antes de impuestos) | 17,92% |
| WACC _{ra} (real antes de impuestos + rc) | 14,25% |


Lig. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Sabrina Tenello

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

3. Tasa de Rentabilidad regulada propuesta por ERSEPT

En el marco del proceso de Revisión Tarifaria Integral, la determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada constituye un elemento central para garantizar el equilibrio entre la sostenibilidad económico-financiera de la prestadora y la protección de los usuarios del servicio, conforme a los principios de razonabilidad y eficiencia establecidos en el marco normativo vigente.

En la determinación de la tasa de rentabilidad regulada se adopta un enfoque metodológico orientado a maximizar la robustez empírica, la trazabilidad de los resultados y la comparabilidad con antecedentes regulatorios, sin perder consistencia con los fundamentos teóricos del modelo de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). En este sentido, se prioriza el uso de parámetros observables y verificables de mercado —tales como tasas de referencia internacionales, rendimientos de instrumentos financieros comparables y promedios multianuales— siempre que exista evidencia suficiente y estable. En aquellos casos en que la información empírica resulta incompleta o potencialmente distorsionada por características propias de mercados emergentes, se recurre a ajustes conceptuales respaldados por la literatura financiera y la práctica regulatoria internacional. Este criterio permite compatibilizar la prudencia regulatoria necesaria para preservar la razonabilidad tarifaria con una adecuada representación del riesgo económico relevante, asegurando que la tasa resultante refleje condiciones de financiamiento consistentes con una empresa eficiente y con el horizonte temporal de la Revisión Tarifaria Integral.

El criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada se basa en la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), ampliamente utilizada en procesos regulatorios nacionales e internacionales, la cual permite estimar el costo de financiamiento de una empresa eficiente que desarrolla la actividad bajo análisis.

3.1 Metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés)

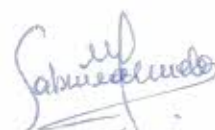
El criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE) para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada es su determinación a partir de la normativa aplicable, la literatura especializada y en los precedentes regulatorios más relevantes.

En este marco, y siguiendo las recomendaciones de la literatura y la práctica regulatoria, la tasa de rentabilidad se estima mediante la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés), que combina el costo del capital propio (equity) y el costo de la deuda (debt), ponderados según una estructura de capital objetivo. Este enfoque busca reflejar el costo de oportunidad del capital de una empresa eficiente y prudente, en línea con los criterios aplicados por organismos reguladores como Ofgem (2020), ANEEL (2016), CREG (Resol. 011/2009), ENRE (Res. 63/2017) y OSINERGMI (Res. 161-2021-OS/CD), así como con la literatura académica especializada (Alexander, Mayer y Weeds, 1996; Newbery, 2002; Benninga, 2014).


Es necesario distinguir las diferencias entre la deuda y el capital de los accionistas: los acreedores reciben pagos pactados con la firma, generalmente independientes del nivel de actividad de esta, mientras que los accionistas reciben el remanente. En este sentido, el capital propio tiene derechos residuales sobre los beneficios obtenidos por el negocio. Asimismo, en caso de quiebra



Lic. DAJANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

o liquidación, los accionistas son los últimos en recibir su dinero. Esto refleja claramente la diferencia de riesgos que asume cada fuente de capital.

Como la empresa no utiliza los distintos componentes en forma igualmente proporcional, es preciso calcular el costo de capital total de la empresa como el costo promedio ponderado de todas las fuentes del capital. Formalmente, se define el WACC nominal después de impuestos como:

$$WACC = w_d(1 - t)r_d + w_{kp}r_{kp}$$

Donde:

r_d : costo de la deuda

r_{kp} : costo del capital propio (equity)

t : alícuota del impuesto a las ganancias

$w_d = \frac{D}{D + K_p}$: peso ponderado de la deuda

$w_{kp} = \frac{K_p}{D + K_p}$: peso ponderado del capital propio

D : valor de la deuda

K_p : valor del capital propio (equity)

El WACC puede ser expresado según el enfoque que se adopte en cuanto al tratamiento de los efectos de la inflación, la carga tributaria como así también el riesgo cambiario. El enfoque que se adopte, puede impactar en los incentivos sobre la estructura de capital de la empresa y la sustentabilidad del servicio (Oxera, 2005). Desarrollaremos un análisis posteriormente en el informe. El WACC propuesto para la adopción en este documento, es expresado en pesos reales después de impuestos.

3.2 Estructura de capital


La estimación de la Tasa de Rentabilidad Regulada, vía WACC, y sus componentes, el retorno sobre el capital propio y del costo de capital de terceros, requiere definir la **estructura de capital** sobre la cual se basará la retribución a la concesionaria. El grado de apalancamiento financiero impacta directamente en el monto de capital propio requerido y, por ende, en la rentabilidad regulada que corresponde reconocer. Asimismo, el nivel de endeudamiento incide sobre la estimación del beta del capital propio, afectando el retorno ajustado por riesgo que resulta del modelo CAPM.

Por lo tanto, la determinación de la estructura de capital constituye uno de los pasos iniciales y más relevantes en la estimación del **Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)**, dado que influye tanto en la ponderación de las fuentes de financiamiento como en la magnitud del riesgo asumido por la empresa eficiente.

De acuerdo con el criterio técnico adoptado por la **Gerencia de Asuntos Económicos (GAE)**, la estructura de capital utilizada para el cálculo del WACC debe basarse en una **estructura financiera objetivo (target capital structure)**, que refleje las mejores prácticas del sector y no



Lic. DALIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Gabriel Toussaint



Mag. DANCÓN ALEJANDRO MARTÍN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

necesariamente la estructura contable observada en cada distribuidora. Este enfoque busca representar a una **empresa eficiente**, más que a una empresa individual, y es consistente con la práctica regulatoria contemporánea tanto a nivel nacional como internacional.

La utilización de una estructura de capital estándar responde a tres fundamentos principales:

1. **Neutralidad regulatoria:** evita premiar o castigar decisiones financieras particulares de cada empresa.
2. **Eficiencia comparada:** permite establecer un punto de referencia común con las utilities comparables del sector.
3. **Estabilidad regulatoria:** reduce la volatilidad en los parámetros del WACC ante cambios coyunturales en el endeudamiento de las empresas.

La práctica regulatoria reciente muestra una tendencia convergente hacia la adopción de estructuras de capital "objetivo" con predominio del capital propio, especialmente en entornos de riesgo macroeconómico elevado.


En el plano internacional, organismos como **Ofgem (Reino Unido)**, **FERC (Estados Unidos)** y **ANEEL (Brasil)** utilizan estructuras de referencia que oscilan entre **50,00% y 60,00% de capital propio** y el resto financiado mediante deuda, considerando este rango como representativo del equilibrio entre eficiencia financiera y prudencia regulatoria.

En el ámbito nacional, los precedentes del **ENRE (Resolución 63/2017)** y del **EPRE San Juan (2016-2017)** adoptan estructuras estándar con un **50,00% a 60,00% de capital propio**, justificando esta proporción por su consistencia con el perfil de riesgo de las utilities locales y por su convergencia con las prácticas internacionales.

Desde el punto de vista académico, este criterio se sustenta en la literatura clásica sobre estructura de capital óptima —**Brealey y Myers (2011)**, **Joskow (2006)**, **Crew y Kleindorfer (2002)**, **Damodaran (2016)**— que enfatiza la existencia de un nivel de apalancamiento intermedio que minimiza el costo promedio ponderado del capital, equilibrando riesgo y retorno.

En línea con los fundamentos metodológicos y regulatorios expuestos, **ERSEPT adopta como estructura de capital objetivo una composición de 60,00% de capital propio y 40,00% de deuda**. Este valor refleja el mix de financiamiento razonable observado en utilities comparables y resulta coherente con las condiciones macroeconómicas y de riesgo país de la Argentina. La proporción adoptada garantiza una adecuada capacidad de endeudamiento sin comprometer la solvencia de la empresa regulada, asegurando un retorno prudente y sostenible para los inversores.

Esta estructura objetivo se encuentra en concordancia con la literatura económica especializada, los precedentes regulatorios nacionales (ENRE 2017; EPRE San Juan 2016-2017) y las mejores prácticas internacionales (Ofgem, FERC, ANEEL), y constituye un parámetro central del modelo de empresa eficiente utilizado para la estimación del **Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)** y, en última instancia, de la **Tasa de Rentabilidad Regulada** aplicable al período 2025-2030.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenvelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

3.3 Costo de capital propio

3.3.1 Modelo CAPM

De acuerdo con el criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE), la determinación del costo de capital propio se basa en la normativa aplicable, en la literatura académica especializada y en los precedentes regulatorios más relevantes. En este marco, el modelo utilizado para su estimación es el **Capital Asset Pricing Model (CAPM)**, reconocido como el método estándar internacional para evaluar el rendimiento exigido por los inversores ante activos sujetos a riesgo.

El CAPM constituye la herramienta más extendida tanto en el ámbito académico como entre las agencias regulatorias para estimar el costo del capital propio de empresas bajo regulación (Ofgem, 2020; ANEEL, 2016; ENRE, 2017; OSINERGMIN, 2021). Su aplicación se justifica por su sencillez conceptual, consistencia teórica y amplia aceptación como referencia de mercado. Sin embargo, su utilización no está exenta de limitaciones, ya que descansa sobre supuestos que rara vez se cumplen estrictamente en la práctica.

El modelo fue desarrollado en la década de 1960 por **William Sharpe (1964)**, **John Lintner (1965)** y **Jack Treynor (1961)**, a partir de los aportes de **Harry Markowitz (1952)** sobre la teoría moderna de portafolio. El CAPM postula que el retorno esperado de un activo financiero se compone de dos elementos:

1. El rendimiento de un activo libre de riesgo (*risk-free rate*).
2. Una prima por riesgo sistemático, que depende del grado en que el activo contribuye a la variabilidad del portafolio de mercado.

El modelo distingue entre:

- **Riesgo sistemático (market risk):** asociado a factores que afectan al conjunto del mercado y que no pueden eliminarse mediante diversificación.
- **Riesgo específico (idiosincrático):** propio de cada activo o empresa, que puede eliminarse combinando inversiones en un portafolio diversificado.

Bajo esta lógica, los inversores solo exigen compensación por el riesgo sistemático, medido por el coeficiente β (**beta**), que refleja la sensibilidad del rendimiento del activo ante los movimientos del mercado.

Formalmente, el CAPM establece que el costo de capital propio (k_e) se calcula como:

$$k_e = r_f + \beta \times (r_m - r_f)$$

donde:

- r_f : tasa libre de riesgo
- r_m : rendimiento esperado del mercado
- $(r_m - r_f)$: prima de riesgo de mercado
- β : coeficiente que mide el riesgo sistemático relativo del activo

Los principales supuestos del modelo son los siguientes:

- Los inversores planifican sobre un único período y son adversos al riesgo.
- Todos los inversores son tomadores de precios y no pueden influir en los valores de mercado.

- Los mercados son competitivos y sin fricciones (sin impuestos ni costos de transacción).
- Existe una tasa libre de riesgo a la que los inversores pueden endeudarse o colocar fondos.
- No hay asimetría de información y los agentes son racionales, con expectativas homogéneas sobre rendimientos y riesgos.

Si bien la formulación del CAPM es conceptualmente sencilla, su aplicación práctica enfrenta dificultades, especialmente en economías emergentes con mercados financieros poco profundos o con información limitada. En el caso argentino, la baja liquidez del mercado accionario y la escasa disponibilidad de series históricas confiables limitan la robustez de las estimaciones directas de β , de la prima de riesgo de mercado y del rendimiento libre de riesgo.

A pesar de estas limitaciones, el CAPM continúa siendo el modelo más aceptado y de menor complejidad relativa, tanto en la práctica regulatoria nacional como internacional. Su adopción por parte de organismos reguladores en sectores eléctricos y de servicios públicos responde a su capacidad para vincular de manera transparente el retorno exigido por los inversores con el riesgo sistemático inherente a la actividad regulada, permitiendo la comparación entre jurisdicciones y la evaluación de razonabilidad de la tasa adoptada.

En este documento, se realiza a continuación la estimación de cada uno de los parámetros que integran el modelo, incluyendo las adaptaciones que suelen aplicarse para países emergentes. En particular, se incorporan ajustes por riesgo país, estructura de capital y factores macroeconómicos que permiten adaptar el CAPM al contexto argentino y a las características específicas de la empresa regulada.

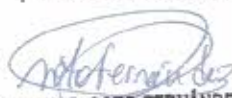
3.3.2 Tasa libre de riesgo

Los antecedentes regulatorios sugieren estimar la **tasa libre de riesgo** a partir del rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos. Para este estudio, la Gerencia de Asuntos Económicos adoptó el promedio de los T-Bonds a 10 años (UST10Y), para un periodo de un año, octubre 2024 a septiembre 2025, el cual resulta en 4,34% anual. Esta elección es consistente con la práctica regulatoria internacional y con la necesidad de reducir la volatilidad que podría implicar el uso de un valor spot aislado.

La decisión de utilizar un título a 10 años, y no uno a 30 años más próximo a la vida útil de los activos de distribución, se justifica por dos razones centrales.

- En primer lugar, los bonos a 10 años ofrecen un mercado más líquido y profundo, lo que permite que la tasa resultante refleje de manera más confiable las expectativas de mediano plazo de los inversores.
- En segundo lugar, existe un precedente regulatorio internacional ampliamente reconocido. Organismos como **Ofgem** en el Reino Unido (RIIO-2, 2020) y **ANEEL** en Brasil (Nota Técnica SRM/ANEEL N° 157/2018) utilizan bonos a 10 años como referencia de la tasa libre de riesgo, precisamente porque equilibran representatividad de mercado y horizonte temporal.

En relación con el debate sobre el uso de un valor spot, si bien este refleja las condiciones vigentes en un momento puntual, su volatilidad puede generar distorsiones en la determinación del costo de capital. Por esta razón, se adopta el promedio de doce meses móviles, que asegura mayor estabilidad y previsibilidad regulatoria. Este procedimiento es también consistente con la práctica de Ofgem, que emplea promedios móviles de seis meses, y de ANEEL, que utiliza promedios de doce meses para suavizar los efectos de corto plazo.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Finalmente, las proyecciones de organismos internacionales, entre ellos el **Fondo Monetario Internacional (WEO 2024)**, la **Reserva Federal y Consensus Forecasts**, prevén que el **rendimiento del UST10Y se mantendrá en el rango de 3,5%–4,5% en el mediano plazo**. En consecuencia, la adopción de un valor de referencia de 4,34% anual como tasa libre de riesgo para el período regulatorio 2025–2030 es razonable, defendible y coherente con la práctica comparada en la regulación de servicios públicos de infraestructura.

3.3.3 Prima de Mercado

La **prima de riesgo de mercado** (*Equity Risk Premium – ERP*) representa el rendimiento adicional que los inversores exigen por mantener una cartera diversificada de activos riesgosos en lugar de un activo libre de riesgo. Conceptualmente, se define como la diferencia entre el rendimiento esperado del portafolio de mercado y el rendimiento esperado del activo libre de riesgo, es decir, $E(r_m - r_f)$.

La estimación empírica de esta prima es objeto de amplio debate en la literatura financiera y en la práctica regulatoria. Las principales controversias se centran en tres aspectos: i) la definición del instrumento que represente al “mercado” (proxy de cartera de mercado); ii) la elección del período muestral y la extensión temporal; iii) la metodología estadística empleada para obtener el promedio (aritmético o geométrico).

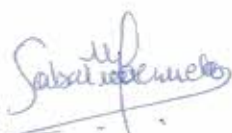
De acuerdo con el criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE), la **prima de riesgo de mercado se estima mediante un enfoque ex post**, consistente con la práctica de reguladores internacionales y nacionales (Ofgem, 2020; ENRE, 2017; OSINERGMIN, 2021). Este método se basa en el cálculo del promedio histórico de las diferencias entre los rendimientos realizados de una cartera representativa del mercado y los rendimientos de un activo libre de riesgo. Se asume que, en horizontes suficientemente largos, las primas observadas convergen hacia su valor esperado, permitiendo una aproximación estable al riesgo sistemático del mercado.

Respecto de la elección del instrumento que representa al mercado, el CAPM postula que el portafolio de mercado debería incluir todos los activos riesgosos de la economía. En la práctica, los índices bursátiles empleados constituyen aproximaciones parciales, debido a la existencia de costos de transacción, restricciones regulatorias y activos no comercializables. Por esta razón, los estudios regulatorios y académicos suelen utilizar índices amplios y diversificados que reflejan el comportamiento agregado del mercado. **En particular, el índice Standard & Poor’s 500 (S&P 500) es el referente más utilizado internacionalmente por su cobertura sectorial y su estabilidad estadística de largo plazo.**

Respecto de la longitud del período de observación, el uso de horizontes cortos puede reflejar efectos coyunturales derivados de los ciclos económicos, generando estimaciones volátiles o sesgadas. **En cambio, la utilización de series de largo plazo reduce la varianza de los rendimientos promedio y proporciona una medida más representativa del comportamiento estructural del mercado.** Este enfoque resulta especialmente apropiado en contextos regulatorios, donde los activos tienen horizontes de inversión prolongados y riesgos de baja frecuencia asociados a la infraestructura eléctrica.

En cuanto al método de estimación, persiste la discusión entre el uso de promedios aritméticos o geométricos. El promedio aritmético tiende a sobreestimar el rendimiento esperado, ya que no ajusta por la volatilidad interanual de los retornos. En cambio, **el promedio geométrico — como señala Damodaran (1998) — constituye una medida más prudente y consistente para horizontes de largo plazo, al incorporar el efecto compuesto de las variaciones anuales y penalizar la volatilidad.**


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Sabrina Tenvelo


Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

En virtud de lo anterior, la metodología adoptada por la GAE (ERSEPT) consiste en calcular la **prima de mercado ex post** como el **promedio geométrico de las diferencias históricas entre el rendimiento del índice S&P 500 y el rendimiento de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años (T-bonds)**. Este enfoque refleja de manera más adecuada el comportamiento de largo plazo del mercado y resulta coherente con la naturaleza estable y de bajo riesgo sistemático de la actividad de distribución eléctrica.

Para el período 1928–2024, el promedio geométrico de la prima de riesgo de mercado S&P 500 – T-bonds (10 años) asciende a **5,44% anual**, valor adoptado como referencia por la GAE en la presente estimación. Esta cifra es consistente con los parámetros utilizados por organismos regulatorios internacionales y con las estimaciones publicadas por Ibbotson Associates (Morningstar, 2024) y Damodaran (2024) para mercados maduros.

3.3.4 Beta

En el marco del modelo CAPM, el parámetro β mide el **riesgo sistemático** de una empresa o activo en relación con el mercado en su conjunto. Representa la sensibilidad del rendimiento de la empresa ante los movimientos del portafolio de mercado y, por tanto, cuantifica la porción del riesgo que no puede eliminarse mediante diversificación.

Matemáticamente, β se define como:

$$\beta_i = \frac{Cov(r_i; r_m)}{Var(r_m)}$$

donde r_i es el rendimiento del activo o empresa y r_m es el rendimiento del mercado.

Un **beta igual a 1** indica que la empresa se mueve de forma similar al mercado; un **beta mayor que 1** implica mayor volatilidad o riesgo sistemático; y un **beta menor que 1** refleja un perfil más defensivo o menos sensible a las variaciones del mercado.

Para estimar el beta correspondiente a la prestación del servicio brindado, y con el objetivo de asegurar la mayor robustez posible, **se adopta un enfoque sectorial internacional**, consistente con las prácticas aplicadas por diversos organismos reguladores y con la metodología de referencia desarrollada por **Damodaran (2012; 2024)**.

Este enfoque, ampliamente utilizado por entes como **Ofgem (2020)** en el Reino Unido, **ANEEL (2016)** en Brasil y **OSINERGMIN (2021)** en Perú, resulta apropiado en contextos donde los mercados de capitales locales presentan baja liquidez, escasa capitalización bursátil y falta de series históricas confiables.

En el caso argentino, estas limitaciones impiden estimar de manera robusta un beta local a partir de precios de acciones, por lo que la utilización de un parámetro internacional ajustado se considera metodológicamente más sólida.

De este modo, el enfoque sectorial internacional permite superar las restricciones estructurales del mercado financiero argentino y obtener un parámetro representativo del **riesgo sistemático propio de la actividad de distribución eléctrica**, alineado con las condiciones de operación de empresas comparables en mercados desarrollados.

En particular, la GAE considera la **estimación de beta de la industria "Utility (Electric)" publicada por Damodaran (2024)**, la cual se basa en información de **14 empresas eléctricas de Estados Unidos** cotizantes en mercados desarrollados y operando bajo marcos regulatorios estables. A partir de dicha muestra, Damodaran calcula distintos tipos de betas sectoriales:

1. El **beta apalancado (levered)**, obtenido a partir de los retornos de mercado de cada compañía.

2. El **beta desapalancado (unlevered)**, que elimina el efecto del endeudamiento financiero mediante la fórmula:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{1 + (1 - T) \times \frac{D}{E}}$$

3. El **beta desapalancado ajustado por caja**, que corrige el efecto de los excedentes de efectivo mantenidos por algunas empresas.

Tomando el último dato informado por Damodaran (2024), el **beta desapalancado ajustado por caja correspondiente a la industria Utility (Electric) es 0,25**. Este valor refleja el comportamiento de empresas con una base de activos intensiva en capital, ingresos regulados y baja exposición a los ciclos económicos, características compartidas por la actividad de distribución eléctrica en Argentina.

Dado que las empresas de la industria eléctrica en Estados Unidos están reguladas bajo un sistema de Tasa de Retorno (Rate of Return) —en el cual el riesgo asociado a las variaciones en la rentabilidad es asumido en gran medida por los usuarios—, el **beta de estas empresas tiende a subestimar el riesgo operativo de las compañías que operan bajo esquemas de Precios Máximos (Price Cap)**, como el aplicado a EDET S.A. en nuestro marco regulatorio.

Por ello, resulta necesario incorporar una prima de riesgo asociada a la diferencia entre ambos regímenes regulatorios. El impacto de esta diferencia fue estudiado por Hetherington (1987) para el sector de telecomunicaciones en los Estados Unidos, donde coexistían empresas reguladas por ambos sistemas. El estudio concluyó que las compañías bajo regulación de Precios Máximos presentaban un **beta de activos 0,21 puntos superior** al de las empresas reguladas por Tasa de Retorno. Posteriormente, Alexander e Irwin (1996) realizaron un análisis similar comparando empresas reguladas en el Reino Unido (Price Cap) y en Estados Unidos (Rate of Return), y encontraron resultados consistentes: las betas de las utilities británicas eran **significativamente más altas** que las de sus pares estadounidenses debido a la mayor exposición al riesgo de eficiencia y de costos inherente al esquema Price Cap. En función de esta evidencia, la GAE considera procedente ajustar el beta base de 0,25 en + 0,21 puntos, para reflejar el mayor riesgo relativo del marco regulatorio argentino basado en incentivos por eficiencia. Este ajuste sitúa la beta desapalancada ajustada final en 0,46, valor representativo del riesgo sistemático de una empresa eficiente bajo regulación de Precios Máximos.

Finalmente, el beta se reapalanca conforme a la estructura de capital objetivo definida por ERSEPT para la Empresa Modelo, con una relación deuda/capital (D/E) de 0,21, mediante la expresión:


$$\beta_L = \beta_U \times [1 + (1 - T) \times (D/E)]$$

Considerando una tasa de impuesto corporativo $T = 35,00\%$, se obtiene un **beta apalancado final (β_L) de 0,52**, valor adoptado por la GAE como representativo del riesgo sistemático de una empresa eficiente bajo el marco regulatorio provincial.


En síntesis, el **beta adoptado por la GAE para EDET S.A. es 0,52**, resultado de un proceso que integra evidencia empírica internacional, ajustes regulatorios y macroeconómicos, y la estructura de capital regulatoria. Este valor se encuentra alineado con los precedentes de organismos internacionales (Ofgem, 2020; ANEEL, 2016; OSINERGMIN, 2021; ENRE, 2025) y garantiza coherencia metodológica dentro del cálculo del costo de capital propio en el marco del CAPM.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

3.3.5 Prima por riesgo país

De acuerdo con el criterio técnico adoptado por la Gerencia de Asuntos Económicos (GAE), la determinación de la **prima por riesgo país** se fundamenta en la normativa aplicable, la literatura especializada y los precedentes regulatorios más relevantes. Este componente busca cuantificar el riesgo adicional al que se ve expuesto un negocio por operar en una economía emergente, en comparación con empresas localizadas en mercados desarrollados.

La prima por riesgo país se incorpora al modelo de determinación del costo de capital propio con el objetivo de reflejar el riesgo adicional asociado a realizar inversiones en una economía emergente, en comparación con aquellas efectuadas en mercados desarrollados. Dicho componente busca capturar factores macroeconómicos, financieros e institucionales que no se encuentran plenamente reflejados en la tasa libre de riesgo ni en la prima de mercado internacional.

La literatura financiera reconoce que existen diversas metodologías para estimar el riesgo país. Algunos enfoques proponen la incorporación directa del spread soberano como un ajuste aditivo al modelo CAPM, mientras que otros sugieren aislar únicamente el componente sistemático del riesgo país relevante para un inversor internacional diversificado (Godfrey y Espinosa, 1996; Damodaran, 2016). Si bien estos desarrollos teóricos resultan conceptualmente sólidos, su aplicación práctica en contextos regulatorios presenta limitaciones, especialmente en economías con mercados financieros incompletos y series históricas acotadas.

En el ámbito de la regulación de servicios públicos, la práctica predominante ha privilegiado el uso de indicadores observables y verificables, con el fin de garantizar transparencia, replicabilidad y consistencia intertemporal. En este sentido, el **Emerging Markets Bond Index (EMBI)** elaborado por J.P. Morgan se ha consolidado como la referencia más utilizada para aproximar el riesgo país, al reflejar el diferencial de rendimiento entre los bonos soberanos en moneda extranjera y los bonos del Tesoro de los Estados Unidos.

Con el objetivo de evitar distorsiones derivadas de valores puntuales (*spot*) y de reducir la influencia de episodios transitorios de volatilidad financiera, resulta metodológicamente apropiado emplear **promedios multianuales del EMBI**. Este criterio permite capturar condiciones estructurales de largo plazo, en línea con el horizonte temporal de la Revisión Tarifaria Integral, y se encuentra respaldado tanto por la literatura especializada como por antecedentes regulatorios nacionales e internacionales.


En función de lo anterior, y considerando las observaciones formuladas por la distribuidora, se adopta como referencia el **promedio del EMBI Argentina correspondiente al período 2020–2024**, el cual asciende a **4,83% anual**. Este valor se basa en información publicada por fuentes oficiales y de mercado, y resulta consistente con los parámetros utilizados en procesos regulatorios recientes del sector eléctrico, en particular aquellos llevados adelante por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

La adopción de un promedio quinquenal permite incorporar distintos ciclos económicos y financieros, otorgando mayor estabilidad y previsibilidad a la tasa de rentabilidad regulada, y evitando la sobreestimación del costo de capital como consecuencia de situaciones coyunturales excepcionales. Asimismo, este enfoque contribuye a preservar el principio de razonabilidad económica, asegurando un adecuado equilibrio entre el incentivo a la inversión y la protección de los usuarios del servicio.


En consecuencia, para el cálculo del costo de capital propio se adopta una **prima por riesgo país del 4,83%**, valor que se considera prudente, verificable y metodológicamente consistente con las mejores prácticas regulatorias vigentes.



Lic. DAJANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabina Tenelo



Mag. DARON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

3.3.6 Determinación del Costo de Capital Propio

Con todas las variables determinadas se procede a calcular el retorno del accionista con el modelo CAPM:

Tabla 1 – Costo de Capital Propio (CAPM)

| | |
|-----------------------------------|--------|
| Tasa Libre de Riesgo | 4,34% |
| Beta del Activo (desapalancado) | 0,460 |
| Estructura de Capital (D/E) | 0,210 |
| Impuesto a la Renta | 35,00% |
| Equity Beta (apalancado) | 0,523 |
| Premio de Mercado ($r_m - r_f$) | 5,44% |
| Riesgo País | 4,83% |
| CAPM (r_e) | 12,01% |

Fuente: Elaboración GAE.

$$r_e = r_f + \beta_e * (r_m - r_f) + r_p$$

$$r_e = 4,34\% + 0,52 * 5,44\% + 4,83\%$$

$$r_e = 12,01\%$$

La tasa de rentabilidad calculada sobre el capital propio es nominal y después de impuestos, por lo tanto, debe ser expresada en términos reales y antes de impuestos.

3.4 Costo de la deuda

El costo de la deuda representa el **rendimiento exigido por los acreedores** por los fondos prestados a la empresa para financiar sus proyectos de inversión. Constituye, por tanto, el costo de endeudamiento de mediano y largo plazo y uno de los componentes fundamentales del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC).

Uno de los modelos más utilizados en el ámbito regulatorio internacional es el denominado “**modelo inglés**”, según el cual el costo del capital de terceros está formado por dos componentes específicos: la **tasa libre de riesgo (r_f)** y una **prima por riesgo específico de la empresa (r_c)**. Formalmente:

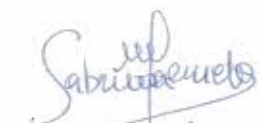
$$r_d = r_f + r_c$$


donde:

- r_d : costo de la deuda,
- r_f : tasa libre de riesgo,
- r_c : prima de riesgo crediticio asociada a la empresa.

Este enfoque parte del principio de que el costo de endeudamiento de una compañía regulada debe reflejar el retorno exigido por los inversores en instrumentos de deuda de riesgo


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Sabina Tenorio


Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

comparable, ajustado por las condiciones del mercado local y la calidad crediticia del prestatario. En economías emergentes, la aplicación del modelo requiere introducir una **prima por riesgo país (R_p)**, que refleje el mayor costo de financiamiento derivado de operar en un entorno con mayor percepción de riesgo soberano.

En este caso, dado que existe información de mercado disponible, respecto de costo de deuda para empresas en sectores similares al cual EDET SA presta servicio, resulta más apropiado emplear el rendimiento de estas obligaciones negociables en lugar de inferir parámetros de empresas de otros países y luego incorporar la diferencia por operar en el mercado argentino. Por ello, ERSEPT adopta un enfoque empírico basado en **información de mercado local**, que permite captar de forma directa el costo efectivo de financiamiento de empresas argentinas con un perfil operativo y regulatorio similar al de EDET S.A., evitando doble contabilización del riesgo país.

Para la estimación, se analizaron **Obligaciones Negociables (ON)** emitidas por empresas argentinas comparables del sector energético —**distribuidoras eléctricas, distribuidoras de gas natural, generadoras de energía eléctrica y compañías integradas de energía y petróleo**— que presentan características semejantes en términos de riesgo operativo, exposición regulatoria y estructura financiera.

En una primera etapa, se calculó el **rendimiento promedio dentro de cada sector**, tomando el promedio simple de las tasas de interés anuales expresadas en dólares correspondientes a las distintas emisiones vigentes. De esta manera, se obtuvieron rendimientos promedio de **8,87%** para el sector de distribución eléctrica, **7,87%** para distribución de gas natural, **8,63%** para generación eléctrica y **7,63%** para el sector de energía y petróleo.


En una segunda etapa, con el fin de obtener un valor representativo del **costo de endeudamiento del conjunto del sector energético regulado**, se realizó un promedio progresivo entre sectores: primero, el promedio conjunto de los sectores **1 (electricidad)** y **2 (gas natural)** arrojó **8,37%**; luego, al incorporar el promedio del sector **3 (generación eléctrica)** se obtuvo un nuevo promedio de **8,50%**; finalmente, al incluir el sector **4 (energía, petróleo y gas)** se alcanzó un **promedio ponderado final de 8,07% anual en dólares**.

Tabla 2 - Principales emisiones de Obligaciones Negociables (ON) por sector de actividad.

| Emisor | Clase / Serie | Ticker | Moneda | Vencimiento | Cupón (%) |
|----------------------|-----------------|---------------|--------|-------------|-----------|
| Edenor S.A. | ON Clase 3 | DNC30 | USD | 2030 | 9,75 |
| Edemsa S.A. | ON Clase 3 | EDM25 | USD | 2025 | 8 |
| Metrogas S.A. | ON USD | MGAS30 | USD | 2030 | 8,75 |
| Camuzzi Gas Pampeana | ON USD | CGP29 | USD | 2029 | 7,5 |
| Ecogas (DGCe) | ON USD | DGCE25 | USD | 2025 | 6,25 |
| Gasban S.A. | ON USD | GBAN26 | USD | 2026 | 9 |
| Genneia S.A. | ON Clase XLVIII | GEN28 | USD | 2028 | 7,25 |
| Central Puerto S.A. | ON USD | CEPU26 | USD | 2026 | 10 |
| Pampa Energía S.A. | ON USD | MGCD0 / MGCHD | USD | 2031 | 8,44* |
| CGC S.A. | ON USD | CGC27 | USD | 2027 | 7,5 |
| YPF S.A. | ON USD | YPFD | USD | 2027 | 6,95 |

Fuente: Prospectos correspondientes de cada empresa

*Promedio de ON en usd de la empresa


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

Las características financieras de las Obligaciones Negociables (moneda, plazo, cupón, estructura de amortización) fueron obtenidas de los respectivos prospectos y suplementos de emisión registrados ante la CNV. Los códigos de negociación (tickers) corresponden a identificadores utilizados en los mercados locales (BYMA / MAE) a los fines de su individualización operativa.

Estos valores fueron calculados a partir de **información pública de emisiones vigentes**, y reflejan **tasas de interés en dólares consistentes con los plazos de financiamiento y el perfil de riesgo del sector energético argentino**.

En función de esta evidencia de mercado, la **GAE adopta un costo de deuda antes de impuestos de 8,07% anual en dólares**, valor que se considera **representativo de una empresa eficiente del sector energético argentino**, con un nivel de **riesgo operativo y regulatorio comparable al de EDET S.A.**

Este enfoque empírico, sustentado en **rendimientos efectivamente observados en el mercado local**, aporta **mayor solidez metodológica y transparencia** que los métodos indirectos basados en parámetros internacionales ajustados ex post por riesgo país.

A diferencia de estos últimos —que dependen de supuestos sobre el riesgo soberano y la equivalencia entre mercados—, la utilización de **tasas reales de endeudamiento de empresas argentinas comparables** permite capturar de forma directa las condiciones de financiamiento, el entorno macroeconómico y el riesgo regulatorio específicos del país.

De esta manera, el procedimiento adoptado **evita la doble contabilización del riesgo país**, asegura la **verificabilidad empírica de las tasas utilizadas** y mantiene la **consistencia con los principios de razonabilidad y evidencia objetiva** exigidos por la normativa vigente y por las **mejores prácticas regulatorias internacionales** en materia de determinación del costo de capital (Ofgem, 2020; ANEEL, 2016; OSINERGMIN, 2021).

3.5 Tasa Real en un mercado con ingresos en pesos

3.5.1 Inflación y Tasas de Rentabilidad Nominal y Real

En el caso de las empresas de servicios públicos sujetas a un régimen de regulación por **precios máximos (Price Cap)**, donde las tarifas se ajustan periódicamente por inflación menos un factor de eficiencia, resulta correcto expresar la **tasa de rentabilidad regulada en términos reales**. En este contexto, el **WACC real** representa la tasa de retorno efectiva que se asegura al inversor, descontando la erosión del poder adquisitivo asociada a la inflación esperada.

Dado que el cálculo parte de una **tasa libre de riesgo nominal** observada en el mercado —proveniente del rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos (*U.S. Treasury nominal bonds*)—, es necesario ajustar dicha tasa descontando la inflación esperada para el horizonte del período tarifario a fin de mantener **consistencia temporal y de fuente** entre los parámetros del modelo.

La estimación de la inflación esperada presenta, sin embargo, desafíos asociados a la precisión y transparencia del método utilizado. Existen diversas metodologías para su cálculo —entre ellas, la derivación de expectativas implícitas de instrumentos financieros (*breakeven inflation*), encuestas de expectativas y proyecciones macroeconómicas oficiales—.

En este estudio, el **ERPSET** adopta un criterio transparente y verificable, utilizando la **inflación implícita de mercado** derivada de la diferencia entre los rendimientos de los bonos del Tesoro

de los Estados Unidos a tasa fija y los bonos indexados a la inflación (*Treasury Inflation-Protected Securities – TIPS*), publicada por la **Base de Datos Económicos de la Reserva Federal de St. Louis (FRED)**.

La última estimación disponible (septiembre de 2025) indica que la **inflación esperada promedio anual para los próximos cinco años** es de **2,43%**, valor adoptado por el ERSEPT para convertir las tasas nominales utilizadas en la estimación del WACC a **términos reales**, conforme a la siguiente relación:

$$(1 + WACC_{real}) = \frac{1 + WACC_{nominal}}{1 + \pi_e}$$

donde π_e representa la inflación esperada del período quinquenal.

Este ajuste garantiza la coherencia interna del modelo y asegura que la **Tasa de Rentabilidad Regulada** refleje el retorno real neto de inflación efectivamente reconocido al inversor bajo el régimen tarifario vigente.

3.5.2 Prima de riesgo cambiaria

Una vez estimada la **tasa de rentabilidad real en dólares después de impuestos**, resulta necesario expresarla en **pesos constantes**, dado que los flujos de fondos de la empresa regulada se encuentran denominados en moneda local. Esta conversión requiere incorporar un **ajuste por riesgo cambiario**, que refleje la compensación exigida por los inversores ante la incertidumbre asociada a la evolución futura del tipo de cambio.

El enfoque adoptado se fundamenta en la **paridad de tasas reales de interés**, según la cual la rentabilidad real en moneda local puede expresarse como la rentabilidad real en moneda extranjera ajustada por una **prima por riesgo cambiario (Rc)**. En este marco, dicha prima **no constituye una tasa de interés ni un componente periódico del rendimiento**, sino una compensación adicional por riesgo, originada en la imposibilidad de anticipar con certeza la magnitud, el momento y la dinámica de los movimientos del tipo de cambio.

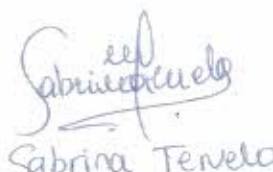
Cabe destacar que el riesgo cambiario considerado **no se asocia a la devaluación esperada**, la cual en principio podría ser anticipada y cubierta, sino a su **componente no anticipado**, que es el que afecta la valorización efectiva de las inversiones y la rentabilidad del capital. Este componente resulta particularmente relevante en economías con regímenes cambiarios sujetos a cambios frecuentes y episodios de elevada volatilidad macroeconómica, como es el caso de la Argentina.

Para la **cuantificación de la prima por riesgo cambiario**, ERSEPT adopta un enfoque basado en la **paridad cubierta de tasas de interés (Covered Interest Parity, CIP)**, estimando la prima mediante un **modelo de espacio de estados con filtro de Kalman**, aplicado a contratos *forward* de tipo de cambio con horizonte de **cuatro meses**. El modelo se estima utilizando información correspondiente al período comprendido entre **enero de 2015 y abril de 2024**, lo que permite capturar distintos regímenes cambiarios y financieros de la economía argentina, incorporando tanto períodos de relativa estabilidad como episodios de elevada volatilidad y estrés macroeconómico.

El resultado de la estimación arroja una **prima por riesgo cambiario de 0,14%**, correspondiente al horizonte de cuatro meses considerado. Dicho valor se incorpora **directamente al WACC real en dólares, sin anualización**, en tanto representa una **prima única asociada al traspaso de moneda** y no una tasa periódica de rendimiento. Este tratamiento resulta consistente con la naturaleza conceptual del riesgo cambiario no anticipado y evita una sobreestimación del ajuste.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenvelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

En relación con las observaciones formuladas por **EDET S.A.**, corresponde aclarar que la metodología utilizada para la estimación de la **Prima por Riesgo Cambiaria** se encuentra expresamente desarrollada en el presente **Informe de Tasa de Rentabilidad Regulada elaborado por la Gerencia de Asuntos Económicos del ERSEPT**, en el cual se detalla su definición conceptual, el modelo adoptado, las variables empleadas y el período de información considerado.

Asimismo, resulta relevante señalar que en el informe "**Cálculo de tasa WACC – Revisión Tarifaria Integral 2025**" presentado por la propia Distribuidora, **EDET incorpora explícitamente una Prima por Riesgo Cambiaria**, adoptando un valor de **0,40%**, el cual se indica se encuentra alineado con estudios anteriores del ente regulador. Tal como surge de dicho antecedente, el valor propuesto por EDET se obtiene a partir de la **aplicación de la misma metodología**, diferenciándose únicamente en que corresponde a **estimaciones realizadas con información histórica previa**. En el presente proceso de Revisión Tarifaria Integral, ERSEPT procede —como resulta técnicamente apropiado— a **actualizar los datos utilizados**, manteniendo el mismo enfoque metodológico que sustenta el valor presentado por la Distribuidora.

En cuanto a los antecedentes regulatorios, si bien el antecedente nacional más reciente correspondiente al **ENRE** no incorpora de manera explícita una prima por riesgo cambiario —lo que conduce a una estimación del WACC inferior—, existen **antecedentes regulatorios regionales relevantes** que contemplan este tipo de ajuste. En particular, se destaca el caso del regulador brasileño **ANEEL**, que incorpora explícitamente un *prêmio de risco cambial (rX)* como componente del costo de capital dentro de su esquema de determinación del WACC, utilizando una metodología conceptualmente equivalente.

En este contexto, ERSEPT advierte que la incorporación explícita de una prima por riesgo cambiario **no cuenta con una amplia tradición en el ámbito regulatorio nacional**. Sin perjuicio de ello, considera que su inclusión resulta **técnicamente apropiada y prudente** dadas las características estructurales del contexto macroeconómico argentino, en la medida en que contribuye a una estimación de la **Tasa de Rentabilidad Regulada justa y razonable**, compatible con la sostenibilidad económica de una empresa eficiente bajo un esquema de regulación por incentivos.

En consecuencia, la incorporación de **$R_c = 0,14\%$** permite reflejar de manera adecuada el riesgo cambiario implícito en la conversión de flujos denominados en dólares a pesos constantes, asegurando **coherencia teórica con la paridad de tasas reales** y alineación con las **mejores prácticas regulatorias internacionales**.


4. Tasa pre y post impuestos

Para garantizar que los inversores obtengan un rendimiento justo sobre la base de capital regulada, es necesario asegurar ingresos suficientes que permitan afrontar el pago del Impuesto a las Ganancias (IG), manteniendo a la vez la sostenibilidad económica del servicio.

El tratamiento que se adopte respecto de la inflación, la carga tributaria o el riesgo cambiario puede tener un impacto relevante en la estructura de capital de la empresa y, en consecuencia, en la determinación de la Tasa de Rentabilidad Regulada.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenvelo



Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT

En relación con el uso de una tasa de rentabilidad pre o post impuestos, la literatura y la práctica regulatoria presentan diferentes enfoques. En general, se reconocen tres metodologías posibles para el cálculo del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)²:

a) Enfoque (1): WACC antes de impuestos

Bajo este enfoque, el rendimiento del inversionista se define en términos **brutos**, incluyendo un margen adicional destinado a cubrir las obligaciones tributarias. El WACC se expresa como:

$$WACC_{pre} = \frac{D}{D+E} \times r_d + \frac{E}{D+E} \times \frac{r_e}{1-T}$$

donde:

- r_d : costo de la deuda,
- r_e : rendimiento del capital propio (equity),
- T : tasa del Impuesto a las Ganancias,
- D y E : valores de deuda y capital propio respectivamente.

Intuitivamente, este enfoque **reescalona el rendimiento del capital propio** de modo que, luego de deducido el impuesto, el inversor obtenga el retorno neto previsto.

b) Enfoque (2): WACC después de impuestos

En este caso, el retorno calculado se define **neto del Impuesto a las Ganancias**, garantizando al inversor una rentabilidad posterior al pago del tributo. La fórmula se expresa como:

$$WACC_{post} = \frac{D}{D+E} \times r_d \times (1-T) + \frac{E}{D+E} \times r_e$$

Bajo condiciones teóricas ideales (cuando la tasa efectiva coincide con la legal), ambos enfoques resultan equivalentes. No obstante, esta equivalencia se pierde cuando la tasa de impuesto efectivamente pagada difiere de la tasa nominal —por ejemplo, debido a exenciones impositivas, beneficios fiscales o diferencias contables—.

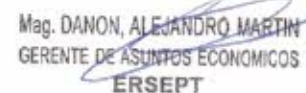
En la práctica, tanto a nivel nacional como internacional, los organismos reguladores adoptan la **tasa legal** del Impuesto a las Ganancias (35 % para Argentina), dado que las estimaciones de tasas efectivas presentan alta variabilidad y baja robustez metodológica.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenetto



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

² OXERA, "Which WACC when? A cost of capital puzzle", 2005.

c) Enfoque (3): WACC "vanilla"

Este enfoque excluye el impuesto de la tasa de rentabilidad y lo incorpora directamente como un componente dentro del flujo de caja regulatorio. En tal caso, el WACC se calcula sin considerar el efecto fiscal:

$$WACC_{vanilla} = \frac{D}{D+E} \times r_d + \frac{E}{D+E} \times r_e$$

En este modelo, el impuesto se trata como un costo operativo adicional dentro del flujo de fondos. Por lo tanto, el WACC "vanilla" no es estrictamente comparable con el WACC pre-impuestos, ya que se trata de enfoques conceptualmente distintos: en el primero, el impuesto se reconoce en el flujo de caja; en el segundo, se incorpora dentro de la tasa de descuento.

En materia de precedentes, el **ENRE**³ ha adoptado una tasa de rentabilidad **real después de impuestos** para las empresas transportistas (Transener, Transba) y distribuidoras (Edenor, Edesur). En Brasil, la **ANEEL** reconoce un **WACC real post impuestos**, equivalente a un WACC real pre impuestos de 10,85%, aplicando un ajuste ("tax wedge") para mantener equivalencia fiscal. En el ámbito provincial, el **ARI de Tucumán** reconoce también una **tasa de rentabilidad real después de impuestos** para el cómputo de la anualidad de la Base de Capital (VNR).

En función de la evidencia teórica y práctica, **ERPSET** presenta en este estudio los resultados correspondientes a la **tasa de rentabilidad real antes y después de impuestos**. Sin embargo, y dado que en la práctica la equivalencia entre ambas no siempre se verifica, se **recomienda la utilización de la Tasa de Rentabilidad Regulada después de impuestos**, complementada con el **reconocimiento explícito del impuesto a las Ganancias** dentro del flujo de fondos de una empresa eficiente. Este criterio asegura transparencia, consistencia metodológica y coherencia con los antecedentes regulatorios vigentes, garantizando que la tasa de rentabilidad regulada refleje el retorno neto efectivamente percibido por los inversores, preservando la sostenibilidad financiera del servicio público.

5. Tasa de Rentabilidad Regulada ERSEPT

Aplicando las fórmulas y los valores detallados en los apartados precedentes, la GAE estimó la Tasa de Rentabilidad Regulada correspondiente al período 2025–2030.

De acuerdo con los supuestos y parámetros adoptados, se obtiene una **tasa WACC real después de impuestos (con riesgo cambiario) de 6,86%**, mientras que la **tasa real antes de impuestos + rc alcanza 11,75%**. Estos valores reflejan el retorno esperado de una **empresa eficiente**, considerando una **estructura de capital prudente (60,00% capital propio y 40,00% deuda)**, una **tasa impositiva del 35,00%**, y una **inflación esperada de 2,43% anual** para los Estados Unidos.


Este resultado se encuentra **en línea con los parámetros adoptados por entes reguladores nacionales e internacionales** (Ofgem, ANEEL, OSINERGMIN, ENRE) y refleja un **equilibrio adecuado entre el incentivo a la inversión y la protección de los usuarios frente a tarifas excesivas**.

3

<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/5D4DE5955C4446E00325694A00638422/2D9F4944B018F736032580590065A245?Open>.

<http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/5D4DE5955C4446E00325694A00638422/C174913D2DB3B21D0325802800610870?Open>.


LIC. DAJANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Sabrina Tenorio


Mag. DANON ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

La adopción de una **tasa real post-impuestos** garantiza coherencia con el régimen de **Precios Máximos (Price Cap)** vigente, bajo el cual la remuneración al capital debe evaluarse en términos reales, preservando la **sostenibilidad del servicio**, la estabilidad financiera de la **empresa regulada** y la **razonabilidad económica del marco tarifario**.

En perspectiva comparada, la tasa real post-impuestos de 6,86% se ubica dentro de los rangos observados en las revisiones tarifarias recientes de la región. En **Brasil**, la **ANEEL (2024)** estableció una tasa real de referencia de aproximadamente **7,70% anual** para la distribución eléctrica; en **Perú**, el **OSINERGMIN (2021)** adoptó un WACC real post-impuesto de **7,10%**, mientras que, en Colombia, la **CREG (2022)** definió una tasa real cercana al **8,00%**.

En Argentina, los organismos nacionales y provinciales han reconocido valores reales entre 6 % y 9 % anual, incluyendo las Resoluciones ENRE N.º 4/2025 y 237/2025, mediante las cuales dicho organismo **fijó una tasa de 6,50% real post-impuestos** (equivalente a 9,99% pre-impuestos) aplicable a **Edenor y Edesur**.

Por lo tanto, la tasa adoptada por la **GAE (6,86%)** se posiciona en el **extremo prudente del rango regional**, asegurando consistencia metodológica, comparabilidad internacional y una **adecuada protección al usuario** sin comprometer los incentivos a la inversión.

Tabla 3 – Parámetro propuestos


| | |
|--|--------|
| Costo del financiamiento de terceros | 8,07% |
| Costo de la deuda | 8,07% |
| Costo del capital propio (CAPM) | 12,01% |
| Tasa libre de riesgo | 4,34% |
| Premio del mercado | 5,44% |
| Beta equity | 0,52 |
| Riesgo país | 4,83% |
| Estructura de capital, impuestos, inflación | |
| Deuda / Activo | 40,00% |
| Capital propio / Activo | 60,00% |
| Tasa de impuesto a las ganancias | 35,00% |
| Riesgo cambiario | 0,14% |
| Inflación EE.UU. | 2,43% |

Fuente: Elaboración GAE.

Tabla 4 - Resultados obtenidos para la tasa WACC

| | |
|--|--------|
| WACC (nominal después de impuestos) | 9,30% |
| WACC _{rc} (real después imp + riesgo camb.) | 6,86% |
| WACC _{na1} (nominal antes de impuestos) | 14,31% |
| WACC _{rai} (real antes de impuestos + rc) | 11,75% |

Fuente: Elaboración GAE.


Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT


Sabrina Tenvelo


Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

6. Bibliografía

- Alexander, I., Mayer, C., & Weeds, H. (1996). *Regulatory structure and risk and infrastructure firms*. World Bank Policy Research Working Paper.
- Alexander, I., & Irwin, T. (1996). *Price caps, rate-of-return regulation, and the cost of capital*. Public Policy for the Private Sector, Note 87. The World Bank.
- ANEEL. (2009). *Nota técnica sobre la estimación del WACC y tratamiento de riesgo país*. Brasília.
- ANEEL. (2016). *PRORET – Módulo 2: Metodología de cálculo do WACC regulatório*. Brasília.
- ANEEL. (2024). *Nota Técnica SRM/ANEEL N.º 003/2024 – WACC de referência para distribuidoras*. Brasília.
- Australian Energy Regulator (AER). (2020). *Rate of Return Instrument Inflation Review*. Melbourne.
- Bekaert, G., & Harvey, C. R. (1995). *Time-varying world market integration*. *Journal of Finance*, 50(2), 403–444.
- Bekaert, G., Harvey, C. R., & Lundblad, C. (2011). *Financial openness and productivity*. *World Development*, 39(1), 1–19.
- Benninga, S. (2014). *Financial Modeling* (4th ed.). MIT Press.
- Brealey, R. A., & Myers, S. C. (2011). *Principles of Corporate Finance* (10th ed.). McGraw-Hill/Irwin.
- Competition Commission. (2014). *Northern Ireland Electricity Transmission and Distribution Determination*. London.
- CREG. (2009). *Resolución 011/2009 – Metodología de remuneración (WACC) para actividades eléctricas*. Bogotá.
- CREG. (2022). *Resolución 015/2022 – Parámetros financieros para distribución eléctrica*. Bogotá.
- Crew, M. A., & Kleindorfer, P. R. (2002). *Public Utility Economics*. Edward Elgar.
- Damodaran, A. (1998). *Equity risk premiums (ERP): Determinants, estimation and implications*. *Financial Markets, Institutions & Instruments*, 7(3), 1–85.
- Damodaran, A. (2012). *Investment Valuation* (3rd ed.). Wiley.
- Damodaran, A. (2024). *Betas por industria y primas de mercado: Utilities (Electric)*. Stern NYU.
- Economic Insights Pty Ltd. (2014). *Regulatory precedents for setting the WACC within a range*. Sydney.
- ENRE. (2017). *Resolución 63/2017 – Lineamientos de cálculo del WACC y VAD*. Buenos Aires.
- ENRE. (2025). *Resoluciones N.º 4/2025 y 237/2025 – tasa de rentabilidad regulada*. Buenos Aires.
- EPRE San Juan. (2016–2017). *Marco de referencia y parámetros de WACC – Distribución eléctrica*. San Juan.
- FERC. (s. f.). *Guidance on cost of capital and rate of return for electric utilities*. Washington, DC.
- FRED – Federal Reserve Bank of St. Louis. (2025, septiembre). *5-Year Breakeven Inflation Rate (TIPS spread)*. St. Louis, MO.
- Heitherington, B. (1987). *Regulatory regimes and beta risk: Evidence from U.S. telecommunications*. *Journal of Regulatory Economics*, 1(2), 115–132.
- ibbotson Associates / Morningstar. (2024). *Stocks, Bonds, Bills, and Inflation (SBBBI) Yearbook*. Morningstar.
- IMF. (2024). *World Economic Outlook (WEO) – Interest rates and inflation projections*. Washington, DC.
- Joskow, P. L. (2006). *Incentive regulation in theory and practice: Electricity distribution and transmission*. In *Competitive Electricity Markets* (pp. 291–344). Elsevier.
- Markowitz, H. (1952). *Portfolio selection*. *The Journal of Finance*, 7(1), 77–91.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenreiro



Mag. CANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONÓMICOS
ERSEPT

- Newbery, D. (2002). *Regulating electricity networks: Theory and practice*. *Utilities Policy*, 10(3-4), 69-82.
- Ofgem. (2019). *RIIO-2: Cost of capital methodology*. London.
- Ofgem. (2020). *RIIO-ED2 Methodology Decision – Finance annex*. London.
- OSINERGMIN. (2021). *Resolución 161-2021-OS/CD – Parámetros financieros y WACC regulatorio*. Lima.
- Oxera. (2005). *Assessing profitability in regulated industries*. Oxford.
- Oxera. (2018). *The cost of equity for regulated companies*. Report for UK Regulators. Oxford.
- Pereiro, L. (2016). *The valuation of closely-held companies in Latin America*. *Emerging Markets Review*, 26, 1-25.
- Sabal, J. (2008). *The weighted average cost of capital in emerging markets*. *Journal of Applied Corporate Finance*, 20(4), 89-95.
- Sharpe, W. F. (1964). *Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk*. *The Journal of Finance*, 19(3), 425-442.
- Treynor, J. L. (1961). *Market value, time, and risk*. *Financial Analysts Journal* (2008 reprint).
- US Treasury / S&P Dow Jones Indices. (s. f.). *Datos de LIST10Y, S&P 500 y S&P Latin America 40*. Nueva York / Washington, DC.



Lic. DAIANA G. SOTO FERNÁNDEZ
G.A.E. - ERSEPT



Sabrina Tenvelo



Mag. DANON, ALEJANDRO MARTIN
GERENTE DE ASUNTOS ECONOMICOS
ERSEPT