

# **ANEXO I**

## **TERMINOS DE REFERENCIA**

### **REVISIÓN TARIFARIA EXTRAORDINARIA 2022 - 2027**

**08 de Diciembre de 2021**

# ÍNDICE

|          |                                                                                             |           |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>OBJETO.....</b>                                                                          | <b>3</b>  |
| <b>2</b> | <b>MARCO LEGAL.....</b>                                                                     | <b>3</b>  |
| <b>3</b> | <b>CONCEPTOS Y ENFOQUE GLOBAL.....</b>                                                      | <b>4</b>  |
| 3.1      | Hitos principales .....                                                                     | 4         |
| 3.2      | Antecedentes, principios y definiciones.....                                                | 4         |
| 3.2.1    | Antecedentes .....                                                                          | 4         |
| 3.2.2    | Principios y definiciones.....                                                              | 4         |
| <b>4</b> | <b>PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA .....</b>                                       | <b>6</b>  |
| 4.1      | Primer entregable .....                                                                     | 6         |
| 4.2      | Estructura de la presentación.....                                                          | 6         |
| 4.2.1    | Análisis de la demanda y su proyección .....                                                | 6         |
| 4.2.2    | Balance de la energía y potencia.....                                                       | 7         |
| 4.2.3    | Pérdidas en redes de distribución .....                                                     | 7         |
| 4.2.3.1  | Cálculo de las pérdidas técnicas de energía.....                                            | 7         |
| 4.2.3.2  | Pérdidas de potencia.....                                                                   | 7         |
| 4.2.4    | Función de producción .....                                                                 | 7         |
| 4.2.4.1  | OPEX.....                                                                                   | 7         |
| 4.2.4.2  | CAPEX .....                                                                                 | 8         |
| 4.2.5    | El Pass Through de los Precios de Energía y Potencia .....                                  | 8         |
| 4.2.6    | Requerimiento de Ingresos.....                                                              | 9         |
| 4.2.6.1  | Inversiones (incorporación de bienes a la actividad).....                                   | 9         |
| 4.2.6.2  | Depreciaciones .....                                                                        | 10        |
| 4.2.6.3  | Bajas de instalaciones .....                                                                | 10        |
| 4.2.6.4  | Instalaciones incorporadas en el marco del Subanexo 9 – Régimen de Extensión de Redes ..... | 10        |
| 4.2.6.5  | Mano de Obra, Gastos Generales e Indirectos.....                                            | 10        |
| 4.2.7    | Cargos Tarifarios.....                                                                      | 10        |
| 4.2.8    | Propuestas tarifarias.....                                                                  | 11        |
| 4.2.8.1  | Cuadro Tarifario de VAD energizado.....                                                     | 11        |
| 4.2.8.2  | Cuadro Tarifario con VAD constante.....                                                     | 11        |
| 4.2.9    | Mecanismo de Ajuste de Costos de Prestación del Servicio.....                               | 12        |
| 4.2.10   | Otras Presentaciones .....                                                                  | 12        |
| 4.2.10.1 | Calidad de servicio y CENS.....                                                             | 12        |
| 4.2.10.2 | Reglamento de Suministro .....                                                              | 12        |
| 4.2.10.3 | Régimen de Extensión de Redes.....                                                          | 12        |
| 4.2.10.4 | Plan de Transición Energética al 2030 .....                                                 | 13        |
| 4.2.10.5 | Sistema Aislado Provincial (SAP).....                                                       | 13        |
| <b>5</b> | <b>SIMULACIONES DE LOS REQUERIMIENTOS DE INGRESOS .....</b>                                 | <b>13</b> |
| 5.1      | Requerimientos de Ingresos en Estructura de Ventas testigo .....                            | 13        |
| 5.2      | Costos del Sistema Aislado Provincial (SAP).....                                            | 13        |
| <b>6</b> | <b>MISCELANEAS.....</b>                                                                     | <b>13</b> |
| 6.1      | Entregables durante el proceso que dure la RTI.....                                         | 13        |
| 6.2      | Plazo para la presentación del documento tarifario.....                                     | 14        |

## **1 OBJETO**

El objeto del presente documento es establecer los Términos de Referencia, a los que deberá ajustarse la presentación tarifaria de la empresa prestataria del servicio de distribución de energía eléctrica en el territorio de la Provincia de Jujuy (EJESA) en el marco de lo establecido en el Acuerdo Tarifario de Transición Resolución N°118 ISPTyV 2021, cuyo resultado final será la norma regulatoria de parte de la SUSEPU (el ENTE REGULADOR) que ha de regir en el período 2022 – 2027.

## **2 MARCO LEGAL**

- Decreto N°501 – ISPTyV 2020: dispuso, desde el día 1º de enero de 2020, con carácter transitorio, por ciento ochenta (180) días, mantener las tarifas vigentes para usuarios del servicio de energía eléctrica, en concordancia con las disposiciones contenidas en el Artículo 5º de la Ley Nacional No 27.541; e instruye a los organismos competentes a realizar una Revisión Tarifaria Extraordinaria en el marco de las leyes 4888, 4904 y CC EJESA, propendiendo a una reducción en las cargas tarifarias para aquellos usuarios que más lo necesiten.
- Acta Acuerdo Tarifario de Transición suscripta en fecha 12 de febrero de 2021, ratificada por Resolución N°118 ISPTyV 2021: mediante la cual se establece un período tarifario de transición con finalización en diciembre de 2022.
- Contrato de Concesión de EJESA.
- Resolución N°256 SUSEPU 2016: Aprueba en régimen y el procedimiento de determinación de la tarifa con vigencia hasta diciembre 2021.

### **3 CONCEPTOS Y ENFOQUE GLOBAL**

#### **3.1 Hitos principales**

El proceso de la RTE, quedará formalmente iniciado con la aprobación de los TR por parte de la SUSEPU y su respectiva comunicación a la empresa Distribuidora y Poder Concedente.

El período de aplicación de lo resuelto por la presente RTE tiene una fecha de inicio prevista para el primer semestre del 2022, teniendo como límite el 02 de diciembre de 2022 y finaliza el 01 de diciembre de 2027.

La fecha de corte para precios, inventarios de activos y estructuras de demanda (números de servicios y consumos) será el 30 de septiembre de 2021.

El período de tiempo entre la fecha de corte y la de aplicación efectiva se salvará a través de un coeficiente de actualización

#### **3.2 Antecedentes, principios y definiciones**

##### **3.2.1 Antecedentes**

Conforme lo establece el ARTICULO 29° del Contrato de Concesión, el Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario será revisado cada CINCO (5) años. En ese sentido, la Revisión Tarifaria correspondiente al período 2021 – 2026 se vio particularmente afectada por la situación sanitaria de la pandemia mundial COVID 19, lo que produjo dilación de los tiempos del estudio por distorsión de los parámetros de referencia en la campaña de medición, como así también un escenario económico tal que impone encarar el estudio desde una perspectiva integral, no siendo suficiente una revisión tarifaria ordinaria.

Tan es así que desde el inicio del 2021 y a partir del Acta Acuerdo suscripta en fecha 12 de febrero de 2021, ratificada por Resolución N°118 ISPTyV 2021, se establece un período tarifario de transición cuya finalización se encuentra prevista en diciembre de 2022.

Por otra parte, la sanción de la Ley 6023 de generación distribuida de energías renovables, la digitalización de usuarios, la incorporación de medición inteligentes, etc., establece la necesidad de incorporar las pautas regulatorias, técnicas y comerciales, para el desarrollo sostenible de las mismas.

##### **3.2.2 Principios y definiciones**

La propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en la Leyes Provinciales N° 4888/96 y 4904/96, sus modificatorias, y subsidiariamente la Ley Nacional N° 24.065 y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique la SUSEPU en el presente documento.

a) Reflejar el costo eficiente de la prestación del Servicio de Distribución para los siguientes CINCO (5) años e incluirá los costos de operación y mantenimiento, los costos de comercialización y la anualidad del plan de inversiones.

b) Todas las categorías y estratos conectados a la red pública serán los asignatarios de los costos económicos que demande dicha red para su operación, mantenimiento, renovación y expansión.

La asignación de los costos propios de Distribución a cada una de las categorías tarifarias que se definan en el presente estudio tarifario, deberá efectuarse considerando los parámetros que tienen en cuenta la modalidad de consumo y se efectuarán conforme a los resultados que surjan de la Campaña de Medición, para cada estrato de usuarios y el nivel de tensión en que se efectúe el suministro.

c) La digitalización de los procesos comerciales en cuanto a atención a usuarios, diferentes formas de facturación, cobranzas, comunicaciones y el empleo de medidores de moderna tecnología, serán considerados como referencia a los efectos de definir gastos de comercialización, como así también las adecuaciones al Régimen de Suministro en la presente RTI.

- d) El análisis base de costos de generación del Sistema Aislado Provincial se realizará conforme a las tecnologías de generación aplicadas. También deberá incluir análisis costos beneficios relacionados con la expansión de la tecnología Fotovoltaica a pueblos que en estos momentos no lo poseen, con la finalidad de hacer competir los costos decrecientes de las tecnologías empleadas en renovables frente al costo de los combustibles líquidos y su operación.
- e) El Pass Through de los costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Sistema Aislado Provincial, puestos en los puntos de ingreso al sistema de Distribución y todos los impuestos y tasas asociados a esa compra, serán reconocidos sin ninguna detracción en las estructuras tarifarias que se deriven del presente documento de TR.
- f) El sistema de control regulatorio de la calidad de servicio será de tipo indirecto a través de la aplicación de los reglamentos de Calidad de Servicio y de Suministro. Asimismo, el sistema de control para el caso de la ejecución de los planes de inversiones será directo, a esos efectos la SUSEPU podrá solicitar toda la información de detalle asociada al mismo.
- g) Se empleará la técnica del Benchmarking como herramienta de evaluación de las actividades de distribución que puedan ser objeto de comparación.
- h) Calidad de Servicio y Producto Técnico: Se mantendrá la etapa de calidad 4b vigente, podrá evaluarse una alternativa a la misma.
- i) La tasa de descuento a aplicarse en la determinación del costo de capital y en la determinación de los valores actuales de los flujos económicos será determinada por la SUSEPU, pudiéndose tomar como referencia tasas aplicadas en mercados de similares características dentro del territorio nacional.

## **4 PRESENTACIÓN DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA**

Se desarrollan a continuación las pautas y lineamientos regulatorios básicos, en que quedará enmarcado el proceso de la RTE, y dentro de los cuales la empresa Distribuidora deberá desarrollar las tareas a su cargo, consistentes en la elaboración de procedimientos, cálculos y simulaciones para obtener el Cálculo del Costo Propio de Distribución (CD), los Gastos Comerciales (GC) y el Requerimiento de Ingresos (RI) y, de esta manera, proponer las tarifas aplicables a Usuarios Finales del Servicio Público de Electricidad. A tales efectos, se deberán tener en cuenta las siguientes pautas:

### **4.1 Primer entregable**

A partir de la fecha de aprobación de los presentes TR y en un plazo que no deberá superar los 30 días corridos, la empresa Distribuidora (en adelante la Distribuidora) deberá presentar:

- Un plan de trabajo general, su cronograma y la metodología que propone utilizar, desarrollando los aspectos más importantes y sus fundamentos. El Plan de Trabajos General contendrá un detalle de las tareas que propone realizar para alcanzar el cometido, especificando la organización del trabajo, la asignación de responsables de estas y el tiempo destinado por cada uno de ellos. La metodología que utilice la Distribuidora deberá reflejar el estado del arte a nivel nacional e internacional y a los criterios y precedentes establecidos en la materia por la Provincia de Jujuy en particular.
- Un cronograma tentativo de ejecución de tareas, el que deberá contar con la conformidad de la SUSEPU.
- Los resultados de la Campaña de Medición 2020-2021 “Caracterización de la Demanda”, donde se describa el muestreo efectuado de los estratos de consumos y sus respectivas conclusiones.
- Los Estados Contables y de Contabilidad Regulatoria cerrados al 31 de diciembre de los años 2017, 2018, 2019, 2020 y al 30 de Septiembre 2021.

### **4.2 Estructura de la presentación**

La Distribuidora deberá considerar los conceptos expuestos en el título 3, necesarios para llevar adelante el proceso de revisión tarifaria.

El documento final se presentará conforme al plazo establecido en el apartado 6.2, se desarrollará considerando los siguientes elementos:

#### **4.2.1 Análisis de la demanda y su proyección**

La Distribuidora deberá realizar un análisis de los mercados de su área de concesión y, en base a ello, determinar las previsiones de crecimiento de la demanda eléctrica con la desagregación geográfica necesaria para su posterior captación por el sistema eléctrico.

Las proyecciones de la demanda se realizarán en principio, para diferentes escenarios de crecimiento: Máximo (+3% anual), Mínimo (-1%) y Medio (0%), la distribuidora podrá proponer a su criterio y experiencia diferentes valores de proyección.

La tasa media (0%) de crecimiento de la energía, se corresponderá con la demanda anual móvil y padrón de clientes con cierre al 30 de Septiembre de 2021.

La estimación de la demanda debe mostrar:

- Los consumos de energía (kWh/año), actuales y proyectados, por tipos de usuarios conforme a muestreo efectuado en la campaña de medición 2020 – 2021, por sistema eléctrico y por zona geográfica.
- De igual manera se procederá con las demandas de potencia (kW) identificando adicionalmente las máximas de los estratos considerados en el muestreo, así como las máximas simultáneas por estadio y subestadio de cada sistema.

- En todos los casos las proyecciones deberán prever la incorporación de demandas de clientes individuales, o la consideración de políticas energéticas, que puedan modificar las proyecciones típicas y la probabilidad de ocurrencia en el período tarifario analizado.

#### **4.2.2 Balance de la energía y potencia**

Con los datos de la Campaña de Medición 2020 - 2021 y la estructura de ventas y compra del período anual que vence el 30 de septiembre de 2021, se elaborarán los balances de energía y potencia en las redes de distribución. De dicho balance, se obtendrá la participación de cada estrato en la demanda de potencia máxima.

#### **4.2.3 Pérdidas en redes de distribución**

Para el estudio de pérdidas de energía y potencia se emplearán las instalaciones reales y se clasificarán en pérdidas en Media Tensión y en Baja Tensión. Las pérdidas de transformación MT/BT formarán parte de las pérdidas de Baja Tensión.

El cálculo de las pérdidas de energía se efectuará con los flujos de carga correspondiente a la demanda media.

Estos valores se relacionarán con las pérdidas reales calculadas e informadas por la empresa Distribuidora. La diferencia entre las mismas se considerará pérdida no técnica. Esta diferencia se someterá a un análisis técnico económico a los efectos de determinar cuál es el valor de la pérdida no técnica cuya gestión de control resulta antieconómica y este será el valor que se adicionará al nivel de la pérdida técnica en baja tensión.

##### **4.2.3.1 Cálculo de las pérdidas técnicas de energía**

La distribuidora presentará un documento de pérdidas técnicas de energía, donde éstas se calcularán a partir de un flujo de cargas con el Cos “phi” inductivo que suja de la campaña de medición, admitiéndose un valor de mínima igual a 0,85.

Se deberá efectuar un flujo de carga para los días típicos hábiles de cada uno de los meses del año móvil que concluye el 30 de Septiembre de 2021.

Estos valores se relacionarán con las pérdidas totales calculadas por la gestión de la empresa. La diferencia porcentual entre las mismas se considerará pérdida no técnica. Esta diferencia se someterá a un análisis técnico económico a los efectos de determinar cuál es el valor de la pérdida no técnica cuya gestión de control resulta antieconómica y este será el valor que se adicionará al nivel de la pérdida técnica acumulada en baja tensión.

##### **4.2.3.2 Pérdidas de potencia**

El cálculo de las pérdidas de potencia se efectuará con los flujos de carga correspondiente a la demanda de las horas de punta.

La distribuidora presentará un documento de pérdidas técnicas de potencia, donde éstas se calcularán a partir de un flujo de cargas con un Cos “phi” inductivo igual a 0,9.

Se deberá efectuar un flujo de carga para el mes de demanda máxima del año móvil que concluye el 30 de Septiembre de 2021.

#### **4.2.4 Función de producción**

##### **4.2.4.1 OPEX**

Se define como el OPEX a la suma de los gastos de la gestión de: i) la Operación y Mantenimiento del sistema de redes, ii) la Comercialización y Cobranzas y iii) la Administración de la empresa.

Las fuentes de valuación de los costos de operación y mantenimiento serán los estados contables y de contabilidad regulatoria que suministre la Distribuidora, los que deberán estar respaldados por sus sistemas contables, de los cuales la SUSEPU podrá solicitar información de detalle.

De esos datos, actualizados al 30 de Septiembre de 2021, se seleccionarán aquellos que se convertirán en ratios de productividad y se someterán al Benchmarking solicitado por el ENTE REGULADOR. Si los datos conseguidos implican ratios que se sitúan dentro del rango de distribuidoras similares, se considerarán las fuentes de datos de la Distribuidora. Si los datos se sitúan por fuera del rango esperado, se efectuarán comparaciones con indicadores estándares, aplicándose el criterio que mejor refleje una condición de eficiencia. A los efectos de mejorar el proceso de Benchmarking se podrán calcular ratios para el sistema concentrado y para el sistema aislado y efectuar comparaciones con diferentes distribuidoras. En todos los casos, los datos de comparación deberán proceder de fuentes de elevada confianza.

#### **4.2.4.2 CAPEX**

La Distribuidora deberá realizar la evaluación de los activos “eléctricos” y “no eléctricos” que opera y mantiene al 30 de septiembre de 2021. Se emplearán precios de mercado, a la fecha mencionada, y se ponderará la vida útil transcurrida y la remanente, por rubro constructivo.

La información presentada se vinculará con la valuación llevada a cabo en el año 2016, con motivo de la RTI 2016 -2021 y la evolución de las inversiones en el quinquenio transcurrido.

Para la valuación de los activos de la empresa, se utilizará el Valor Nuevo de Reposición Depreciado por el tiempo medio de uso por rubro constructivo.

La valuación se hará en pesos ARS.

En caso de instalaciones donde la vida útil se encuentre transcurrida en un 100%, estando las mismas en condiciones operativas y buen estado de conservación, solo se considerará una vida remanente adicional de 5 años.

Se deberán identificar los bienes donados por parte de organismos gubernamentales nacionales, provinciales o municipales y por terceros privados que hayan realizado aportes no reembolsables por parte de la Distribuidora a una determinada obra. La finalidad es detraerlos de la respectiva base de capital en cuanto a renta, pero no así en cuanto a amortizaciones, los que deberán poseer el mismo tratamiento de la inversión propia.

El valor obtenido, representará el valor inicial de los bienes al comenzar el período para la RTI. A dicho valor se le adicionarán anualmente las inversiones realizadas a posteriori, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones.

#### **4.2.5 El Pass Through de los Precios de Energía y Potencia**

Para aquellos usuarios que no operen directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista, la Distribuidora deberá proponer el esquema de traslado de los precios de energía y potencia, respondiendo a los objetivos tarifarios generales. Quedan comprendidos en particular:

- El traslado de los precios de la energía y potencia del Mercado Eléctrico Mayorista,
- El traslado de los cargos fijos y variables del transporte,
- La compra al Mercado a Término de Energías Renovables a través de proyectos enmarcados en las Leyes provinciales N°5904 y N°6125
- El traslado del costo de las ampliaciones del sistema de transporte externo a sus redes, si es que la asignación por áreas de influencia así lo determina,
- El traslado de los costos de la generación forzada, cuando se trata de despachos en las redes de Distribución Troncal que opera y mantiene la Transportista regional,



- La generación forzada, despachada por la Distribuidora, en el área de distribución no será objeto de traslado de costos,
- El traslado de las tasas impositivas creadas o a crearse que grave la compra de la energía en bloque en el MEM, tasas de control y fiscalización y gastos de administración.
- El traslado de todo otro elemento que impacte o pueda impactar el carácter neutro de las transferencias de costos del Mercado Eléctrico Mayorista a los usuarios regulados, mediante mecanismos de balance ex-post de frecuencia trimestral.

#### **4.2.6 Requerimiento de Ingresos**

El Requerimiento de Ingresos será determinado a partir de la metodología de Flujo de Fondos, teniendo en cuenta el valor inicial de los bienes al comenzar el período para la RTI y las incorporaciones venideras por inversiones, netas de bajas y depreciaciones.

##### **4.2.6.1 Inversiones (incorporación de bienes a la actividad)**

El plan de inversiones quinquenal debe desarrollarse para el sistema real que opera y mantiene la Distribuidora y debe tener correlación con la tasa de crecimiento esperada para el quinquenio tarifario considerado.

El plan de inversiones estará articulado a los activos instalados, en forma independiente de la fuente de financiamiento que hayan podido tener.

La Distribuidora presentará sus planes de inversión para el próximo quinquenio. Para ello deberá desagregar las inversiones asociadas a:

- Las renovaciones por depreciación;
- Los objetivos de calidad de servicio;
- La expansión vertical y horizontal;
- La gestión comercial.

En ese sentido, los sectores con penalización crónica en el período tarifario del quinquenio previo, serán identificados por la Distribuidora y sujeto de las inversiones necesarias tendientes a la normalización.

Las inversiones asociadas con la expansión (horizontal o vertical) se las vinculará con la potencia incorporada y la energía adicional que será posible operar con dicha inversión, las que deberán poseer consistencia con los planes de expansión que presente la Distribuidora. El objetivo de la vinculación mencionada es establecer el costo de la expansión vertical y horizontal, expresada en \$/kW.

Las inversiones relacionadas con la Gestión Comercial incluyen las mejoras edilicias, equipamiento de oficinas, software, etc.

Visto que en el proceso de desarrollo del plan de inversiones se producen modificaciones por causas de diferente índole, la Distribuidora deberá definir nomencladores por tipo de inversión donde se defina específicamente a la categorización de las inversiones.

Los montos de las inversiones para alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo se incorporarán progresivamente al inventario de activos, según el cronograma anual que finalmente se proponga, generando incrementos en la depreciación y en la rentabilidad.

Se deberá establecer un esquema de control de los planes de inversiones, como así también un esquema de penalización por incumplimiento injustificado de los mismos.

#### 4.2.6.2 Depreciaciones

Se deberá verificar que los años de vida útil media asignable a los diferentes componentes del rubro Bienes de Uso para cada Tipo de Bien, deberán respetar los parámetros de la Contabilidad Regulatoria aprobadas por la SUSEPU en ocasión de Revisiones Tarifarias anteriores.

#### 4.2.6.3 Bajas de instalaciones

La Distribuidora deberá presentar un listado de las instalaciones dadas de baja y la fecha de su ocurrencia a los efectos de su retiro de la base de capital. El ENTE REGULADOR podrá verificar la consistencia exigible.

#### 4.2.6.4 Instalaciones incorporadas en el marco del Subanexo 9 – Régimen de Extensión de Redes

La Distribuidora deberá presentar un listado de las instalaciones ingresadas al sistema de distribución en el marco del Subanexo 9 – Régimen de Extensión de Redes, la fecha de ocurrencia, las potencias instaladas y los montos porcentuales aportados por parte de terceros, el estado, y el proceso de devolución, con sus tasas respectivas, en caso de corresponder.

#### 4.2.6.5 Mano de Obra, Gastos Generales e Indirectos

Los costos de mano de obra, gastos generales e indirectos asociados a la construcción responderán al Costo de la Construcción, publicado por el INDEC.

#### 4.2.7 Cargos Tarifarios

El Cuadro Tarifario deberá ser desarrollado teniendo en cuenta las siguientes pautas:

- Inclusión de los parámetros característicos de los estratos de consumos derivados de la campaña de medición, los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia y resto de factores de base social que la regulación establezca para cada categoría tarifaria en particular.
- Se presentará una Tarifa Social con un CD de baja tensión al que se aplicará un factor de responsabilidad social. Esta tarifa no formará parte de un subsidio a rendir y precios de la energía subsidiados, los que sí serán objeto de subsidio a rendir.
- El poder concedente podrá incluir con idéntico criterio subsidios para categorías tarifarias diferentes a la T1R TS.
- Las tarifas Residenciales se segmentarán con el mismo criterio, seguido en la campaña de medición.

|                 | Población | Energía mensual |               |               |
|-----------------|-----------|-----------------|---------------|---------------|
|                 |           | Medio kWh-mes   | Desde kWh-mes | Hasta kWh-mes |
|                 | N         |                 |               |               |
| R1 (>50<=150)   | 49.896    | 106             | 50            | 150           |
| R2 (>150<=300)  | 56.315    | 212             | 150           | 300           |
| R3 (>300<=500)  | 18.374    | 373             | 300           | 500           |
| R4 (>500<=700)  | 3.827     | 580             | 500           | 700           |
| R5 (>700<=1400) | 1.876     | 900             | 700           | 1.400         |
| R6 (>1400)      | 208       | 1.920           | 1.400         | 4.800         |

- Las tarifas Generales se segmentarán con el mismo criterio, seguido en la campaña de medición.

|               | Población | Energía mensual |               |               |
|---------------|-----------|-----------------|---------------|---------------|
|               |           | Medio kWh-mes   | Desde kWh-mes | Hasta kWh-mes |
| G1>50<=350    | 5.772     | 180             | 50            | 350           |
| G2>350<=500   | 1.419     | 419             | 350           | 500           |
| G3>500<=1000  | 2.116     | 699             | 500           | 1.000         |
| G4>1000<=2000 | 1.147     | 1.388           | 1.000         | 2.000         |
| G5>2000       | 499       | 2.804           | 2.000         | 4.450         |

- Se deberá considerar la elaboración de una tarifa T2 con energización de la potencia contratada, la cual se realizará en base a una curva característica media de la categoría. La misma estará disponible para las medianas demandas que decidan no contratar potencia y cuyos registros de potencia máxima no comprendan la categoría superior inmediata siguiente.
- En el caso particular de las tarifas de Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte (PAFTT o peaje) para los Grandes Usuarios que acceden al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), deberán ser equivalentes a la tarifas que paguen los usuarios de la misma categoría abastecidos por la Distribuidora, excluyendo de la misma los componentes de costos de adquisición de energía y potencia, así como de transporte y los costos de comercialización asociados a las compras del MEM que correspondan.
- Se deberá contemplar la inserción de la categoría prosumidores (usuarios generadores) en el Cuadro Tarifario correspondiente, la que será aplicada una vez que la legislación provincial se encuentre reglamentada. A esos efectos se podrá justificar el uso de parámetros diferenciados que contemplen la intervención del prosumidor en los costos de redes y comerciales de la actividad.
- Se analizará un modelo tarifario que considere cargos fijos diferenciados por estratos de consumos en reemplazo del VAD energizado, este modelo de cargos por potencia versus el cargo por energía debería ser indiferente, en las condiciones de estudio, para el usuario final.

#### 4.2.8 Propuestas tarifarias

##### 4.2.8.1 Cuadro Tarifario de VAD energizado

La empresa Distribuidora deberá elaborar una propuesta de Cuadro Tarifario de VAD energizado en las categorías tarifarias T1 y T2, que la componen.

##### 4.2.8.2 Cuadro Tarifario con VAD constante

También la Distribuidora deberá presentar un Cuadro Tarifario de VAD constante independizado del consumo, esta propuesta se corresponde con las categorías T1, T2 y T3.

En la situación considerada como de punto de partida, las dos opciones mencionadas deberían ser indiferentes, generando los mismos producidos de VAD en los mismos períodos de tiempo.

#### **4.2.9 Mecanismo de Ajuste de Costos de Prestación del Servicio**

Los Costos de la Prestación del Servicio, que integran los Cuadros Tarifarios resultantes, serán revisados y ajustados en ocasión con la presentación trimestral de los cuadros tarifarios. Se podrán definir situaciones de borde para las cuales que admitan revisiones fuera de la periodicidad indicada.

El Costo de Distribución, los Costos Comerciales y los Precios de Referencia del Sistema Aislado Provincial, serán objeto del monitoreo. Para ello se deberá disponer de las funciones de costos de la actividad y seleccionar índices de variación de acceso público irrestricto, como es el caso de la información suministrada por el INDEC. No obstante, el Poder Concedente podrá reservarse el derecho de incluir algún indicador de origen provincial en reemplazo de alguno publicado por el INDEC o como indicador testigo de referencia.

#### **4.2.10 Otras Presentaciones**

##### **4.2.10.1 Calidad de servicio y CENS**

Teniendo en cuenta la creciente dependencia de la energía eléctrica en múltiples actividades en la rutina de las personas, la empresa distribuidora, sobre la base de su expertise de operar durante más de 25 años el área de distribución de la provincia de Jujuy, deberá recalcular el COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA (CENS) al 30 de septiembre de 2021, a partir de un conjunto de variables de base social (sanitarias, educativas, seguridad, etc) y productivas que puedan ser representativas del perjuicio ocasionado al usuario por la prestación deficiente del servicio.

A los efectos de la medición del Producto Técnico, se deberá analizar y determinar la cantidad óptima de equipos móviles en función del padrón de usuarios vigentes actualizando la tecnología y la resolución de los equipos de medición de calidad. Los equipos deberán quedar emplazados en los sitios estratégicos elegidos y ser capaces de remitir información en forma directa a la SUSEPU.

La selección de los sitios, será potestad de la SUSEPU y surgirá de los mismos estudios de flujo de carga para la determinación de las pérdidas de energía y potencia.

##### **4.2.10.2 Reglamento de Suministro**

Teniendo en cuenta la digitalización de los procesos comerciales relacionados con la entrega de las facturas, las nuevas formas de cobranzas, las posibilidades que usuarios del sistema disperso puedan unificar facturas con los del sistema concentrado/aislado, se adaptará el reglamento a las nuevas condiciones. Las formas tradicionales de atención se mantendrán, a excepción de la obsolescencia comprobada de algún concepto establecido en Reglamento original. Se deberán contemplar alternativas relacionadas con la titularidad del servicio, a fin de flexibilizar el acceso al mismo.

##### **4.2.10.3 Régimen de Extensión de Redes**

El régimen de extensión de redes, se reanalizará con el objeto de identificar los factores para desagregar las obras de carácter obligatorio de aquellas que puedan requerir de inversión compensatoria por parte del usuario y/o el Estado. En ese sentido, la empresa distribuidora presentará un método que permita desagregar las obras de carácter obligatorio para la Distribuidora de aquellas que puedan requerir de inversión compensatoria por parte del usuario y/o el Estado. Todo esto en el marco de inversiones para expansión horizontal y que integra el VAD de la actividad.

En este punto, los ítems a analizar son:

- Condiciones de mínima para que una solicitud de servicio pueda ser considerada ampliación extraordinaria.
- Condiciones físicas económicas que deberán reunir una obra de ampliación que requiera una inversión complementaria.
- Definición del alcance técnico de un proyecto a cargo de un tercero, en cuanto las capacidades requeridas por el mismo y las exigidas a futuro por el sistema de distribución.

- Límites de responsabilidad de la Distribuidora en la inversión (hoy: SET de 100 KVA y 500 metros con respecto a la red próxima).
- Evaluación económica, método de VAN, tasa a utilizar, número de períodos, impuestos, costos, etc.

#### **4.2.10.4 Plan de Transición Energética al 2030**

Considerando que la Secretaría de Energía de la Nación dictó su resolución 1036 de fecha 29 de octubre de 2021, donde aprueba documento “Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030”, se deberá disponer de un conjunto de proyectos ejecutivos que permitan contribuir a esos objetivos. Estos proyectos, podrán ser de electromovilidad, almacenamiento, centrales hidroeléctricas, parques solares, uso racional de la energía y medición inteligente. La inclusión de estos proyectos en los planes de inversión será objeto del respectivo análisis costos beneficios, conforme a los criterios que decida el Poder Concedente.

#### **4.2.10.5 Sistema Aislado Provincial (SAP)**

Se deberá incluir un análisis para determinar el precio monómico de la energía del Sistema Aislado Provincial, considerando las diferentes tecnologías de generación aplicadas en cada una de las centrales que lo conforman.

A esos efectos y con la finalidad de determinar el precio, se simularán los despachos de seguridad de los parques térmicos y los ahorros de combustibles que podrían derivar de una instalación FV anexa.

Se deberá proponer un nuevo esquema de incorporación del costo del SAP al Cargo FOPEJ independiente de la estructura tarifaria.

## **5 SIMULACIONES DE LOS REQUERIMIENTOS DE INGRESOS**

### **5.1 Requerimientos de Ingresos en Estructura de Ventas testigo**

Con el Cuadro Tarifario calculado y el padrón de clientes vigente al 30 de Septiembre de 2021, se efectuarán las simulaciones que permitan determinar si los Requerimientos de Ingresos calculados son susceptibles de ser recuperados con las tarifas calculadas en la Estructura de Venta tomada como base de prueba. Sobre esa estructura de ventas se simularán diferentes escenarios y su incidencia en los costos de Distribución.

En esta ocasión también se simularán ingresos calculados con Cuadro Convencional con VAD energizados versus los ingresos con VAD fijo en forma de potencia. Para las condiciones de equilibrios ambos criterios deberían reflejar una indiferencia en los producidos.

### **5.2 Costos del Sistema Aislado Provincial (SAP)**

Se deberá incluir un Anexo con el análisis que muestre la simulación el estado de resultados del SAP, esto es ingresos por generación versus costos de generación considerando las diferentes tecnologías de generación aplicadas en cada una de las centrales que lo conforman.

## **6 MISCELANEAS**

### **6.1 Entregables durante el proceso que dure la RTI**

- Cronograma de trabajo que deberá cumplimentar la Distribuidora.
- Pedidos de información requeridos a la Distribuidora.
- Informes Mensuales de avance.

- Minutas de todas las reuniones técnicas vinculadas a la RTI, en las que participe la Distribuidora y el ENTE REGULADOR y/o representantes del Poder Concedente.

## **6.2 Plazo para la presentación del documento tarifario**

El plazo previsto para la prestación de los servicios es 150 días corridos a partir de la fecha de aprobación de los Términos de Referencia.