
PRINCIPIOS TARIFARIOS BÁSICOS, LINEAMIENTOS Y PARÁMETROS PARA LA PROPUESTA DE NUEVO RÉGIMEN Y CUADRO TARIFARIO A SER DISCUTIDA EN EL ÁMBITO PARTICIPATIVO DE LAS AUDIENCIAS PÚBLICAS CONVOCADAS PARA LA REVISIÓN TARIFARIA ORDINARIA 2026-2031

Introducción

La Ley N° 524-A Marco Regulador de la Actividad Eléctrica Provincial, establece como uno de los objetivos para la política Provincial en materia de Distribución y Comercialización de Electricidad, el asegurar que las tarifas que se apliquen a los servicios de electricidad, sean justas y razonables.

Se fijan, además, como principios rectores, los de protección de los derechos de las personas usuarias, de preservación del medio ambiente, de aliento de inversiones para asegurar el suministro a largo plazo, así como los de promoción de la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios de electricidad.

El E.P.R.E., debe definir las bases para el cálculo de las tarifas de distribución, en la búsqueda de satisfacer los principios tarifarios de igualdad y no discriminación, protección de los intereses de las personas usuarias, mejor equidad distributiva, inclusión social y energética, con tarifas que reflejen costos justos y razonables, resultado de una gestión operativa eficaz y eficiente.

En el presente documento, se explicitan las pautas generales a seguir en las propuestas tarifarias a discutirse en las Audiencias Públicas de la Revisión Tarifaria Ordinaria correspondiente al quinquenio 2026-2031, abarcando:

- Las bases y definiciones a adoptar en los estudios de la demanda actual y prevista futura, así como para identificar los patrones de consumo diferenciados para los distintos grupos de personas usuarias con características distintivas en el conjunto de suministros a abastecer.
- Los costos que concurren a la conformación de las tarifas; en particular, los costos de operación y mantenimiento, asociados a diferentes grupos de suministros y niveles de tensión de la red.
- Las inversiones previstas para el quinquenio, para satisfacer la demanda eléctrica con los menores costos compatibles con la calidad del servicio.
- Los costos de conexión de nuevos suministros.
- Los modelos y estructuras tarifarias pretendidas.
- La tasa de costo de capital a considerarse en los modelos de cálculo de los ingresos requeridos.
- El estudio de sensibilidad de la estructura y cuadros tarifarios respecto de variantes en cuanto a los costos apropiados en la tarifa, y en la calidad asociada a la prestación.

En la elaboración de las propuestas tarifarias, debe tenerse en cuenta el proceso de transición energética en desarrollo a nivel nacional, que redefinirá un paradigma de planificación y operación reglado hace ya más de 30 años, en la presencia de sustantivos avances en las estructuras tecnológicas y mayor responsabilidad social en el consumo eficiente y la producción de electricidad desde fuentes más limpias y sostenibles.

El proceso de transición energética referido, requiere la implementación de políticas comprehensivas de las acciones de fomento a la eficiencia energética, la electrificación, la digitalización, la descarbonización, y la adopción generalizada de sistemas energéticos distribuidos.

Las propuestas elevadas al E.P.R.E. por las Distribuidoras, deben incluir, además de lo mencionado en el presente documento, todo otro elemento o cuestión que estas pretendan plantear, que hagan al cumplimiento de las pautas en la Ley Provincial N° 524-A, a la garantía de sus derechos como concesionarias, y fundamentalmente, a la garantía de cumplimiento irrestricto de los derechos de las personas usuarias.

Pautas y criterios de las propuestas a presentar.

Se detallan continuación, las pautas y criterios correspondientes para las distintas partes sustanciales de la propuesta que deberán elevar las Distribuidoras:

En relación a las campañas de medición y categorización de los suministros en grupos.

- El estudio de demanda eléctrica, debe ser realizado con un nivel adecuado de desagregación geográfica y temporal (analizando el impacto estacional en las mismas), y con clara identificación de grupos de personas usuarias con patrones de consumo diferenciados.
- El estudio debe contener y/o contemplar análisis exhaustivos en relación con:
 - Campañas de mediciones para apoyar y sustentar, con suficiente precisión, la identificación de patrones de consumo, sirviendo además como fundamento de los programas de gestión de la demanda.
 - Los resultados del estudio de las variables explicativas de la demanda con una exhaustiva fundamentación de las hipótesis asumidas y la evolución esperada de las mismas.
 - Las hipótesis macroeconómicas subyacentes en los estudios demanda, y las correspondientes correlaciones calculadas.
 - La identificación y discriminación de los incrementos de demanda asociados al crecimiento vegetativo, a crecimientos puntuales que exceden el crecimiento vegetativo, y a la demanda prevista futura.
 - La proyección de incremento del grado de electrificación (intensidad energética) por la existencia de requerimientos de suministros potenciales -bajo o en las proximidades de la red- requeridos en la actualidad; por ejemplo, demandas de movilidad eléctrica.
 - Una propuesta de franja de evolución de la proyección de la demanda, con una proyección de mínima y otra de máxima asociadas, y sus respectivas probabilidades estimadas de ocurrencia.
 - Una especificación concreta de los factores de carga promedio asumidos para cada grupo tarifario sin medición de potencia, detallando las hipótesis subyacentes que fundamentan la misma.
 - Clara especificación de los valores asociados a la demanda -potencia y energía- en todas las etapas de la red incluyendo la demanda en puestos de transformación media a baja tensión (MT/BT) existentes, y la asociada a nuevos puntos de carga que aparezcan como necesarios en el futuro. Deberá especificarse cuales son las hipótesis adoptadas en relación con los módulos de potencia máximos admisibles en estos puestos de transformación y las metodologías utilizadas para la captación de carga, las que deben incluir el criterio asociado a la caída de tensión máxima admisible o también la captación de carga resultante de la optimización considerando las pérdidas en las redes de baja tensión.
 - Caracterización exhaustiva de grupos de personas usuarias, y a partir de allí, la identificación de grupos con patrones de consumo diferenciados, considerando a los efectos de esta clasificación el distinto impacto que pueden tener esos grupos sobre los requerimientos de inversiones para obtener una aproximación razonable en el valor de los correspondientes costos de desarrollo, identificando además las situaciones en que se evidencien diferencias notorias en los costos de operación y mantenimiento.
 - Se deben describir con precisión los programas de gestión de demanda en ejecución o previstos en la Distribuidora, caracterizando los mismos en relación con su impacto sobre los patrones de consumo, sobre los factores de utilización de la capacidad instalada, y en la participación en la carga máxima de los grupos de usuarios asociados a patrones de consumo diferenciados. Por ende, además se debe realizar una estimación del impacto sobre los requerimientos de inversión, operación y mantenimiento.
 - Resulta de especial interés el análisis de las características de consumos diferenciadas para los siguientes grupos de personas usuarias; y consecuentemente, la pertinencia de discriminación tarifaria:
 - Grupos de suministros de “*Usuarios Generadores*” (Ley Provincial 1878-A).
 - Grupos de suministros de “*Beneficiarios de Tarifa Social*”.
 - Grupos de suministros con “*Gestión de Demanda*”.
 - Grupos de suministros de “*Movilidad Eléctrica*”.
 - Grupos de suministros con “*Almacenamiento de Energía*”.

En relación a los planes de inversión de referencia incorporados al cómputo tarifario.

- Los programas de inversión a elaborar deben satisfacer los siguientes criterios:
 - Debe contener una discriminación precisa de las obras/inversiones asociadas a cada segmento del sistema concesionado:
 - Externo/Abastecimiento,
 - Redes AT.
 - Estaciones Transformadoras AT/MT y MT/MT.
 - Redes MT.
 - Puestos de Transformación MT/BT, indicando las políticas de gerenciamiento óptimo del parque de transformadores.
 - Redes BT.
 - Equipamiento de medición, supervisión, control y protección. Infraestructura para perfeccionamiento de la gestión comercial y la reducción de pérdidas.
 - Debe contener además una discriminación con suficiente grado de aproximación que correlacione las obras e inversiones con:
 - Expansiones dentro del radio de 400 m. con ejecución de obras a cargo de la concesionaria sin aporte reembolsable por parte del usuario, estimando también aquellas que para ser captadas por la red requieren obras específicas de transformación MT/BT, o eventualmente MT/MT o AT/MT.
 - Expansiones fuera del radio mencionado precedentemente, con identificación de obras que den lugar a inversiones que requieran autorización del E.P.R.E.
 - Debe clasificar por separado las obras/inversiones asociadas al aseguramiento del abastecimiento para garantizar un nivel de confiabilidad y calidad acordes con los requerimientos del contrato de concesión, identificando entre ellas, obras menores, obras asociadas a zonas de demanda, a mejoramiento de la calidad, obras de seguridad y especiales, según la conceptualización de la normativa vigente, en relación con obras que tengan impacto directo en el abastecimiento del área concesionada. Si bien no se incluyen obras en el SADI, no identificables a partir de un estudio de expansión limitado al sistema de distribución, debe conceptualizarse sin embargo el aseguramiento del abastecimiento a partir de las redes troncales, todo en el marco de la obligación de garantía de abastecimiento prevista en el Contrato de Concesión.
 - Se deberá analizar la relación entre el nivel de inversiones a realizar y la disminución del nivel de pérdidas eléctricas y no técnicas del sistema de distribución.
 - Debe incluir análisis de sensibilidad del plan de obras / inversiones respecto de la demanda, y respecto de la calidad de la prestación del servicio.
 - Debe permitir discriminar con un buen grado de aproximación el conjunto de inversiones que es posible relacionar con cada grupo de suministros.
 - Los planes de obras propuestos, deben satisfacer requerimientos y tendencias en el nivel tecnológico, como también los requerimientos de carácter ambiental. Es conveniente describir variantes en el plan de inversiones, asociadas a distintos niveles tecnológicos de obras donde tales variantes de nivel y tipo de tecnología sean factibles.
- El programa de inversiones debe ser elaborado respetando los siguientes criterios metodológicos básicos:
 - El horizonte conceptual debe ser de 10 a 15 años.
 - Deberá estar enmarcado en alternativas de adopción gradual de acciones concretas de digitalización, descentralización y descarbonización.
 - El programa debe estar definido con suficiente precisión para los primeros 5 años.
 - Se deben utilizar metodologías de optimización que partan de la captación óptima de la demanda en BT.
 - El desarrollo con criterios de optimización del parque de transformación MT/BT, el desarrollo de la red y del conjunto de ETs AT/MT y MT/MT con modelos que minimicen las inversiones y las pérdidas, garantizando niveles de calidad de producto explícitos y con reservas asociadas para una calidad de servicio específica que deben incorporar modelos de optimización que en forma explícita incorporen análisis de flujos de potencia en distintos segmentos de la red, por lo menos hasta los puntos de captación de carga MT/BT.
 - Debe considerarse en estudio de evaluación de alternativas técnico / económicas, enfocado en las características de las demandas y la red de la Provincia de San Juan, la adecuación del valor límite del factor de potencia, y su impacto en la reducción de la caída de tensión y de pérdidas eléctricas, así como la ampliación de redundancia de capacidad de red, frente a la reducción o

- incremento de inversiones, en la búsqueda del cumplimiento de las previsiones legales vigentes respecto de la asignación de costos a causantes.
- Se deberá precisar con adecuado nivel de detalle aquellas inversiones asociadas a la reducción de los niveles de pérdidas o la instrumentación de mejoras tecnológicas de automatización y administración remota de los recursos; en particular, aquellas destinadas al manejo descentralizado e inteligente de los recursos energéticos, incluyendo medidores inteligentes.
 - El plan de inversiones de referencia debe incluir una consideración explícita y separada de *“Inversiones en obras para la mejora de la Resiliencia del Sistema Interconectado Provincial”* (inversiones en resiliencia); esto es, inversiones destinadas a mejorar la capacidad del sistema para anticipar, resistir, absorber, adaptarse y recuperarse de eventos disruptivos, incluyendo específicamente los eventos de la naturaleza extremos de ocurrencia frecuente en la Provincia de San Juan: movimientos telúricos y tormentas de viento.
 - Las inversiones en resiliencia propuestas, deberán enfocarse a mejorar la capacidad del sistema para mantener su operación en sectores de abastecimiento considerado crítico durante eventos de la naturaleza extremos, así como para mejorar la respuesta de la red y la velocidad de restitución del servicio en tales condiciones.
 - Para las inversiones de resiliencia, adicionales a las que resulten necesarias para mantener la seguridad y calidad del abastecimiento contractual, se evaluará la pertinencia de su consideración en esquemas de amortización acelerada, o similares para la retribución de los costos de capital, sin que esta consideración exima a la Distribuidora del cumplimiento de las pautas de calidad establecidas en su Contrato de Concesión.
 - Las inversiones en resiliencia que se planteen, deberán permitir evitar las contingencias en el servicio o reducir los tiempos para la restitución del servicio en caso de eventos extremos de la naturaleza, debiendo acompañarse de los planes de contingencia respectivos que aseguren la disposición de los medios necesarios para el eficaz logro del objetivo pretendido.
 - Deberán plantearse escenarios de colaboración con otras Distribuidoras y proveedores para la definición de la red en estado de emergencia, orientado hacia la adopción de medidas conducentes a la reducción del tiempo de restitución del servicio en caso de catástrofe o evento extremo del clima, enmarcados en Planes de Contingencia debidamente fundamentados.

En relación con la determinación de los costos de operación, mantenimiento y comercialización.

- Se deberá poder identificar el nivel de costos incurridos por la empresa en la prestación del servicio, junto con una comparación con el nivel costos de una empresa eficiente operando en un mercado de características similares.
 - Funcionalmente y en relación con los costos en cuestión, se deberá definir un *“Modelo de Referencia Eficiente”*, entendiéndose por tal el de aquella Empresa que tiene la dotación de personal y niveles salariales convencionales, utiliza la tecnología más apropiada, y adopta los esquemas de organización, administración y gerenciamiento más convenientes respecto de las características estructurales del servicio y de los usuarios
 - Las pérdidas técnicas y no-técnicas a considerar deben resultar de valores estándares o de referencia, correspondientes a su gestión eficiente. Se deben presentar planes de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, con especificación de objetivos, plazos, y resultados esperados.
 - El reconocimiento del gasto comercial en las tarifas, debe corresponderse a una prestación eficiente de las actividades, para lograr que la persona usuaria reciba un servicio con calidad satisfactoria al mínimo costo compatible con la calidad del abastecimiento. A tal efecto, se deben estimar los recursos necesarios para prestar una atención comercial acorde a los requerimientos del mercado, y se los debe expresar como un monto por usuario atendido, teniendo en cuenta las características propias de cada grupo tarifario.
 - Se debe proponer alternativamente un programa para aceleramiento del incremento de la calidad del suministro (servicio y producto), proponiendo para el cubrimiento de los costos respectivos, una variante de reducción progresiva de los valores unitarios para valorización de las sanciones u otro esquema a proponer por las Distribuidoras.

En relación a la Determinación de la Base de Capital Inicial Quinquenio 2026-2031.

- La determinación de la Base de Capital es de fundamental importancia en la determinación tarifaria, representando el capital inmovilizado por la Distribuidora, a partir del cual se calcula el costo de capital

a retribuir por la tarifa que pagan las personas Usuarías, y por lo tanto, la propuesta de la Distribuidora debe respetar los siguientes principios:

- Se deberán incorporar a la Base de Capital definida en el quinquenio anterior, solamente inversiones útiles y utilizadas para la prestación del servicio concesionado, y que se ajusten a principios de eficiencia.
- La Distribuidora debe presentar estudios y análisis que fundamenten la totalidad de los montos que se pretenden incluir en la Base de Capital, remitiendo la información detallada y ordenada a fin de permitir una correcta validación de la misma.
- Deberán fundamentarse adecuadamente las inversiones consideradas para integrar en la Base de Capital, justificando, extensivamente y en forma documentada, su diferenciación respecto de costos de operación y mantenimiento, reflejados en forma diferenciada en la determinación tarifaria.
- Se deben presentar estudios sustentados que determinen y concluyan si la Base de Capital pretendida supera el límite del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una red eficiente adaptada a la prestación del servicio público, que incorpore las nuevas tecnologías existentes del Valor Nuevo de Reemplazo, teniendo en cuenta lo establecido en anteriores Revisiones Tarifarias.

En relación al análisis tarifario y financiero.

- Para garantizar tarifas justas y razonables, que satisfagan los principios de equidad, reflejando costos en el contexto de gestión económica y eficiente, evitando subsidios cruzados, y tendiendo a la sustentabilidad económico – financiera de la prestación, este análisis debe contemplar con suficiente grado de detalle la consideración e incorporación los siguientes aspectos
 - Los modelos tarifarios acordes con los grupos de personas usuarias con patrones de consumo identificados.
 - Categorías tarifarias que promedien en forma más adecuada los grupos tarifarios.
 - La correlación existente entre categorías tarifarias y costos apropiados respectivos (consideración de los costos comerciales, O&M, inversiones, amortizaciones, capital).
 - Se deben considerar a los efectos de las tarifas, el Costo de Capital correspondiente al cumplimiento de las pautas legales y contractuales vigentes.
 - Al efectuar la definición de nuevas categorías tarifarias, se deberá cuantificar el impacto sobre los niveles tarifarios que resultarán para las personas usuarias, precisando planes graduales de instrumentación en caso de ser pertinente.
 - Se deberá poder identificar las componentes principales del ingreso tarifario de la Distribuidora, y su asignación entre categorías tarifarias.
 - Se deberá presentar la estructura de los costos asociados a la conexión de nuevos suministros, con la desagregación pretendida.
 - El análisis deberá incluir el impacto en los ingresos y egresos de la Distribuidora de la instrumentación de categorías tarifarias con contratación de potencia menores a los actualmente vigentes, así como categorías con gestión de demanda o tarifas con discriminación horaria.
 - Debe particularizarse el análisis de categorías tarifarias con cargos fijos de asignación ponderativa superior a los cargos variables; en particular, en aquellos grupos de suministros en los que costos fijos se encuentren energizados.
 - Se deberá detallar y fundamentar la propuesta metodológica y alternativas para fijación de la Base de Capital Regulatoria.
 - Se deben definir cuadros / regímenes tarifarios alternativos (categorías y modelos tarifarios), realizando análisis comparativos con la estructura actual, destacando las modificaciones relativas. En la comparación se debe evidenciar el ingreso por Valor Agregado de Distribución (VAD) tarifario total, y los componentes Pass Through asociados en cada caso.
 - Debe incluirse un informe de análisis de sensibilidad de los ingresos requeridos, y cuadros tarifarios resultantes a diferentes calidades del suministro y a distintos enfoques para apropiación de costos de obras vinculadas al abastecimiento.
 - Deberán presentarse las alternativas de financiación de deuda por la distribuidora, con un desarrollo conceptual que permita establecer el cumplimiento de las obligaciones de la Concesionaria como sociedad inversora, y no meramente como agente “gerenciador”.