

8. ACTIVIDADES DE MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD EN LA VÍA PÚBLICA

Este capítulo se enfoca en cinco temas que se han considerado para la definición del Plan de Inversiones y de los Costos de Explotación técnica y comercial, pero que por su relevancia es conveniente resaltarlos en forma específica:

- Actividades previstas para la gestión ambiental
- Actividades correspondientes a la seguridad en el trabajo
- Actividades relacionadas con la seguridad en la vía pública
- Actividades de responsabilidad social empresaria
- La situación de la invasión de las franjas de servidumbre de líneas de Alta Tensión

Para cada uno de los temas citados se describe la situación y las actividades relacionadas, indicando en los casos que corresponde si los costos de las actividades se han considerado dentro de los costos de explotación o del plan de inversiones.

8.1 GESTIÓN AMBIENTAL

Desde sus comienzos Edenor se comprometió fuertemente con la conservación y preservación del medio ambiente.

Para cumplir con dicho compromiso se fijaron los siguientes objetivos:

- Respeto estricto de la legislación vigente
- Monitoreo y vigilancia del sistema con hincapié en instalaciones con potenciales efectos ambientales
- Desarrollo de nuevas tecnologías ambientales

Cabe mencionar que, uno de los objetivos del plan ambiental de Edenor fue sustituir y eliminar la totalidad de transformadores cuyo contenido de líquido aislante fuera PCB y/o estuviera contaminado con PCB en proporciones por encima de las 50 ppm, de acuerdo a lo establecido por la ley N° 25670, objetivo alcanzado durante el año 2009, un año menos de lo solicitado.

Por otro lado, se fueron desarrollando los pasos conducentes para la implementación de un sistema de gestión acorde con la reglamentación internacional vigente.

Mantener a Edenor en el tope de las empresas de servicios con excelencia en la gestión ambiental, conlleva al logro de la certificación internacional ISO 14000 de su sistema. Las normas ISO 14000 (International Organization for Standardization), se constituyeron en la evolución natural de la norma británica BS7750, destinadas a uniformar el lenguaje internacional existente entre empresas, autoridades, clientes y proveedores acerca de la gestión ambiental.

Dentro de las acciones comprendidas en el Plan de gestión ambiental, se puede destacar el avance en los siguientes temas:

8.1.1 Mantenimiento de la Certificación bajo el sistema ISO 14001 (Gastos de Explotación)

Como se detalla anteriormente la certificación bajo el Estándar ISO 14001 se obtuvo en el año 1999 a través del organismo de certificación IRAM. En el año 2008 se realizó la integración de las normas ISO-IRAM9001; ISO-IRAM14001 y OSHAS18001 en un solo Sistema de Gestión Integrado, siendo obtenida la certificación del mismo, en octubre de 2008 por el organismo de certificación IRAM. Anualmente se efectúa la auditoría



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

correspondiente al Sistema de Gestión Integrado. En enero de 2015 se obtuvo la renovación de la certificación de las normas mencionadas por tres años más, manteniendo la continuidad de las políticas asumidas por la compañía en materia de Calidad, Medio Ambiente y Seguridad. Se continuará con la certificación mencionada.

8.1.2 Transformadores con PCB. (Gastos de Explotación)

Los transformadores que utilizaban PCB puro, fueron dispuestos para su eliminación final en el año 2001, cuando fueron trasladados a plantas de tratamiento especializadas.

Desde el año 2000 Edenor implementó, ejecutó y culminó un plan ambiental de eliminación de transformadores contaminados con PCB por encima de 50 ppm., dado que la Ley Nacional N° 25670 había impuesto a las empresas de distribución de energía eléctrica un plazo para la eliminación de PCB en sus transformadores que finalizaba en el año 2010.

Actualmente, a raíz que la reglamentación ambiental de la provincia de Buenos Aires, es más exigente que la nacional y dispuso que los equipos de transformación no posean una contaminación mayor a 2 ppm en el líquido aislante. Res. SPA 1118/03, Edenor mantiene un plan de declorinación de aceites de todos aquellos equipos que superen dicho límite.

8.1.3 Campos Electromagnéticos (Gastos de Explotación)

Con el advenimiento de la Res. SE N° 77/98, donde se especifica los parámetros ambientales que deben ser controlados en la distribución de energía eléctrica, las emisiones de campos eléctricos y magnéticos se encuentran entre los más significativos, debiendo la distribuidora mantener un plan de monitoreo que abarque la totalidad de las instalaciones, subestaciones, líneas AT, cables AT y centros de transformación. Conjuntamente con el monitoreo, la empresa se encuentra abocada en la obtención de servidumbre de todos los centros de transformación para lo cual se exige dentro de la documentación a presentar un estudio que contenga la medición de campos electromagnéticos de la instalación involucrada en una solicitud de servidumbre. Por otra parte, anualmente el organismo de control solicita fuera de toda programación, mediciones de campos electromagnéticos de instalaciones que ya fueron controladas con anterioridad sea por monitoreo o por solicitud de servidumbre.

Con el crecimiento de la demanda de electricidad, muchos centros de transformación (CT) superan los porcentajes de seguridad de potencia instalada, causando un incremento de las emisiones de campos electromagnéticos en el perímetro del CT que en algunos casos, si bien, no se superan los límites establecidos, por un criterio de extrapolación lineal que emplea el ENRE, exige la adecuación interna de los centros medidos con el objeto de reducir los resultados de medición. Durante el año 2015, se realizaron 36 controles de Subestaciones, cables y/o líneas de AT, 137 controles por solicitud de servidumbre y 70 controles a solicitud del ENRE. Debiendo realizar la adecuación de 8 cámaras que evidenciaban alto resultado de medición.

Se continuará con la gestión de mediciones y adecuaciones.

8.1.4 Control de la Gestión Ambiental en empresas contratistas (Gastos de Explotación)

En un intento de propagar los mismos valores que sostenemos para nuestra gestión, efectuamos controles a las empresas que trabajan como contratistas. Esto se realiza con el objetivo de que promuevan hacia el interior de las mismas, el cumplimiento de los más altos estándares ambientales y de seguridad.

Los representantes de medio ambiente de las distintas zonas de la empresa, realizan controles periódicos a las empresas contratistas. Estos se focalizan en lo relacionado al manejo y acopio de materiales y residuos en depósitos, como así también durante los trabajos de montaje de electroductos y subestaciones transformadoras.



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

Los mencionados controles se realizan continuamente desde el año 2000. Se prevé efectuar 24 controles anuales.

8.1.5 Capacitación en uso racional de la energía (Gastos de Explotación)

Fomentando la reducción del consumo interno de energía eléctrica, a partir del año 2003 se comenzó con el dictado de cursos sobre el uso eficiente de la electricidad para empleados de la empresa y se inició una campaña denominada "consejos Edenor". A su vez, desde ese mismo año se buscó fomentar el uso racional de energía en los clientes mediante campañas de comunicación por medios masivos (TV, radio, folletos), campañas externas y planes de capacitación a nuevos clientes.

Se continuará con las acciones mencionadas en la planificación Ambiental entregada oportunamente al ENRE.

8.1.6 Capacitación ambiental (Gastos de Explotación)

Se continuará con las acciones mencionadas en la Planificación Ambiental entregada oportunamente al ENRE.

8.1.7 Plan de homogeneización cromática - CABA (Gastos de Explotación)

El Ministerio de Ambiente y Espacio Público del Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires promulgó la Disposición N° 2676/2014 en la que establece la obligatoriedad de homogeneizar cromáticamente todos los elementos de infraestructura ubicados en la vía pública, considerando como tal los armarios, gabinetes y/o cajas de servicio de distribución.

Por dicha razón, Edenor se encuentra abocada a la tarea de pintar del color determinado, como así también de realizar el tratamiento anti vandálico obligatorio en dicha disposición.

8.1.8 Seguros ambientales (Gastos de Explotación)

En cumplimiento con el art. 22 de la Ley Nacional 25675-2002, Edenor contrato un seguro ambiental como requerimiento previo a la exportación de residuos Y10 con pcb, generados durante la limpieza del sector utilizado para la descontaminación. Por otro lado, en dos certificados de aptitud ambiental otorgado por la Agencia de Protección Ambiental de CABA, exige para la ejecución de obras de ampliación de electroductos la contratación de seguro ambiental de la obra, por considerar que la misma es de Impacto Ambiental Relevante.

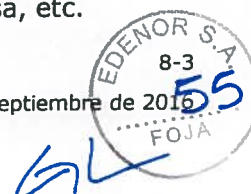
8.1.9 Programa de reciclado de Materiales y tratamiento de residuos

El reciclado de materiales está inmerso en todos los procesos de nuestra empresa, tanto en los operativos como en los administrativos, y forma parte del compromiso de Mejora Continua asumido por Edenor al implementar su Sistema de Gestión Ambiental, a la vez que busca alentar la formación de alianzas estratégicas entre las instituciones y empresas de los diversos sectores de nuestra sociedad.

Los procedimientos operativos establecidos por Edenor para la recolección de estos materiales persiguen la finalidad de asegurar la adecuada gestión de los mismos, ya sea a través del proceso de reciclado, recuperación y reutilización o, en su defecto, del proceso de disposición final segura del residuo, siendo el objetivo la preservación del medio ambiente.

Los residuos generados a partir de las actividades desarrolladas en Edenor se discriminan de la siguiente manera:

- Residuos Industriales especiales: aceites y materiales impregnados en aceite
- Residuos Industriales No especiales: chatarra, rezago, material inerte de descarte.
- Residuos domiciliarios: plásticos, desechos de comida, envases de gaseosa, etc.





8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

8.1.10 Residuos (Gastos de Explotación)

Según esta clasificación, cada tipo de residuo recibe un trato acorde a sus características distintivas. La forma de almacenamiento, las adecuadas condiciones que deben poseer los depósitos y el manejo de los recipientes y/o contenedores, es gestionado y controlado por los Responsables ambientales de cada Área de la Empresa.

Al mismo tiempo, la Subgerencia de Medio Ambiente realiza un seguimiento y monitoreo a través de controles temáticos sistemáticos. Si bien estas funciones están establecidas claramente, es responsabilidad de todo el personal de Edenor la correcta segregación y disposición de los residuos generados por su actividad.

La subgerencia de Medio Ambiente de Edenor, mantiene vigente las inscripciones de los diferentes depósitos de residuos peligrosos/especiales de la compañía ante las autoridades correspondientes de acuerdo a la jurisdicción e incumbencia (MMA de Nación; APA de CABA; OPDS de Buenos Aires, CEAMSE). Así mismo, gestiona dichos residuos con los diferentes operadores habilitados por las autoridades locales y elabora, presenta y archiva toda la documentación legal exigida (manifiestos, certificados de disposición final, tasa ambiental) por cada ámbito de aplicación. Los residuos generados en el ámbito de CABA son retirados y dispuestos por operadores que tienen autorización de ingreso a Prov. de Bs As o enviados a otras provincias en los que se encuentran habilitados (Sta. Fe, Córdoba, etc.).

Los residuos generados en provincia de Buenos Aires, son retirados por operadores habilitados por el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS) de la provincia.

Durante el año 2015, Edenor implementó el programa de gestión de residuos sólidos urbanos en cumplimiento con lo establecido por ley CABA N° 1854 ; con el objetivo principal de minimizar la generación de los residuos domiciliarios que se disponen en el CEAMSE.

El programa abarca los establecimientos de Edenor con personal permanente que se encuentren dentro del ejido de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Se continuará con esta gestión.

8.1.11 Reciclado, recuperación, reutilización (Gastos de Explotación)

Desde el año 2000 Edenor realiza su aporte al Programa de Reciclado de Papel de la Fundación del Hospital de Pediatría Prof. Dr. J. P. Garrahan, habiéndose sumado en 2008 al nuevo Programa de Reciclado de Tapitas Plásticas. Los fondos obtenidos por esta actividad son donados íntegramente por Edenor a la Fundación Garrahan. Esto significa que el dinero se aplica directamente en las siguientes actividades: el funcionamiento y sostén de Casa Garrahan, la compra de equipamiento médico de avanzada tecnología, la compra de insumos, la reparación de equipamiento de alta complejidad, la formación y capacitación de médicos y enfermeras, ayuda social para las familias de niños de bajos recursos, el mantenimiento y la ampliación edilicia.

Asimismo, a partir del año 2010, se estableció un procedimiento para eliminar la generación de residuos provenientes de los cartuchos de tóner y de tinta de impresoras. El mismo consiste en la contratación del equipamiento de impresión a un proveedor quien se encarga de almacenar y determinar la vida útil de los cartuchos de tóner. De este modo, aquellos cartuchos aptos para reciclar son ingresados nuevamente en el stock de recambio y los no aptos son dispuestos por dicho proveedor como residuos peligrosos.

Durante el año 2015, por citar un período reciente, se dispusieron para su reutilización 56 toneladas de papel y el 97% de los RINE (Residuos Industriales No Especiales).

Asimismo, se ha recuperado el 98% de los aceites residuales, superando al objetivo anual en un 18%.

Esta acción se continuará.



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

8.1.12 Adecuación de depósitos de residuos especiales (Plan de Inversiones)

El incremento de personal sucedido durante los años 2013/2015, implicó la adquisición y/o adecuación de predios necesarios para la ubicación de sectores de trabajo donde concentrar personal y materiales para la atención de la red y la clientela. Dichos predios se han acondicionado de acuerdo a la normativa ambiental vigente en la provincia de Buenos Aires (Res. OPDS N°592/02) para el almacenamiento y gestión de los denominados residuos especiales, encontrándose en ejecución la obra del sector Moreno como obra significativa quedando programada para el año 2017 la adecuación del depósito de AT en la subestación Morón.

8.1.13 Evaluaciones de Impacto Ambiental y Plan de Gestión Ambiental de Obras AT (Plan de Inversiones)

En las obras relacionadas con la actividad de la Empresa, tales como tendidos de electroductos, y ampliaciones y construcciones de nuevas subestaciones, se elaboran evaluaciones de impacto ambiental por medio de las cuales se eligen las alternativas menos agresivas al medio ambiente.

Desde el año 2008 se realizaron 26 evaluaciones de impacto ambiental relacionadas con la construcción de nuevas subestaciones, 12 relacionadas con la construcción de nuevas subestaciones, 10 con el tendido de electroductos y 4 con la ampliación de subestaciones. Asimismo se obtuvieron 15 certificados de habilitación ambiental para la ejecución de obras, correspondientes a evaluaciones de impacto ambiental presentadas.

Paralelamente, previo al inicio de obra tanto sea de subestaciones como de electroductos, se elabora un plan de gestión ambiental de la obra en cuestión para su presentación ante las autoridades locales, dicho requerimiento se encuentra establecido en el certificado ambiental otorgado.

8.1.14 Cables AT aislados con aceite OF (Plan de Inversiones)

El continuo crecimiento de la demanda eléctrica de los últimos años, requirió la construcción y montaje de nuevas Subestaciones transformadoras con sus correspondientes electroductos de AT para cubrir aquellas zonas donde su desarrollo demográfico hacían imprescindible dotarlas de infraestructura de manera inaplazable.

No obstante, Edenor no descuidó los aspectos ambientales e incluyó en su plan de inversiones el reemplazo de cables OF por cables del tipo seco, llevando desde el inicio de la concesión un interesante plan de reemplazo, el que ha consistido y consiste, en ir reemplazando los tramos más críticos de los electroductos en cable OF según las posibilidades operativas de sacarlos de servicio con la mínima afectación al suministro de energía a los clientes.

En este sentido, desde el año 1999 hasta el presente se han reemplazado los tramos más críticos de los cables Nro. 460, Nro. 661, Nro. 116, Nro. 453, Nro. 670, Nro. 464, Nro. 662, Nro. 114, Nro. 160, Nro. 158 y Nro. 159. Para el año 2017 se encuentra planificado el recambio de los electroductos 130, 131 y 115.

8.2 SEGURIDAD EN EL TRABAJO

Una constante preocupación de Edenor S.A. radica en mejorar los niveles de seguridad del personal propio, de nuestras empresas contratistas y la seguridad en la vía pública, por ello nos apoyamos en nuestro sistema de Gestión OHSAS 18.001 buscando la mejora continua.

EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



GV



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

8.2.1 Seguridad Industrial

En la actividad operativa de EDENOR, nuestra tarea es asegurar la integridad física del personal y capacitarlo, haciendo especial énfasis en el respeto de los procedimientos, la utilización de buenas prácticas y tecnologías seguras, el uso de los elementos de protección personal y de seguridad complementaria y la realización del seguimiento continuo de las prácticas de trabajo. Nuestro mayor desafío no es solo capacitar al personal y proveerle los elementos de trabajo necesarios, sino concientizarlos de la importancia de su utilización.

La relevancia que la seguridad tiene en nuestra compañía se refleja en el lugar prioritario que este valor ocupa dentro de la empresa. Nuestros valores están ordenados según importancia con el objetivo de facilitar la toma de decisiones a todos los empleados de la empresa.

8.2.2 Certificación de la Gestión bajo la Norma OHSAS 18.001 (Gastos de Explotación)

La gestión de Seguridad Industrial, se realiza como parte del Sistema de Gestión Integrado, y en lo específicamente relativo a la Seguridad, el sistema se encuentra certificado por la norma OHSAS 18001 desde el año 2005. Anualmente se efectúa la auditoría correspondiente al Sistema de Gestión Integrado. En enero de 2015 se obtuvo la renovación de la certificación de las normas mencionadas por tres años más, manteniendo la continuidad de las políticas asumidas por la compañía en materia de Calidad, Medio Ambiente y Seguridad.

En noviembre de 2015 se realizó, con éxito, la auditoría de mantenimiento.

Está planificado continuar con la certificación actual por lo tanto se ha pactado con el IRAM, para noviembre del 2016 las auditorías externas pertinentes a fin de mantener los certificados.

El plan de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional vigente tiene como uno de sus puntos más salientes la implementación del Sistema OHSAS 18.001 en las Gerencias de Distribución apuntando a lograr la inclusión de toda la empresa en el alcance de dicha norma internacional.

8.2.3 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

Dentro del Sistema de Gestión Integrado, EDENOR cuenta con un procedimiento documentado que permite establecer las pautas para la identificación de los peligros y evaluación de los riesgos de las tareas rutinarias y no rutinarias de la empresa, tanto las realizadas por personal propio y contratista, así como aquellas que puedan afectar a terceros. La actualización de esta matriz es dinámica y está en continua revisión, buscando adaptar las tareas y puestos de trabajo al personal de Edenor.

8.2.4 Programa de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional y Seguridad Pública.

La matriz de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos constituye la base para definir los objetivos y las metas actuales de la compañía, los cuales quedan plasmados en el Programa de Gestión de SySO y SVP. Entre los Objetivos del mismo se destacan:

- Reducción de Riesgos en Edificios e Instalaciones.
- Reducción de los riesgos moderados y significativos de las actividades de personal propio y contratista
- Reducción de accidentes y reclamos por seguridad en vía pública



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

- Difusión interna de las acciones llevadas a cabo dentro de la Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional y Vía Pública
- Información y Prevención de Enfermedades

Asimismo, con el propósito de maximizar la prevención, se definió el "Programa de Monitoreo de SySO y SVP". En él se establecen controles sobre aquellas tareas y operaciones que presentan riesgo significativo. El Monitoreo se estructura apuntando fundamentalmente al control in situ de las tareas del personal propio y contratista y a la ejecución de los simulacros de evacuación de edificios propios y de controles temáticos sobre el personal contratista.

8.2.5 Capacitación SySO

Durante los últimos años el Plan de Capacitación en Seguridad estuvo alineado a dos ejes fundamentales para nuestra actividad: Metodología de Trabajos en Altura, y en Riesgo Eléctrico. Actualmente ampliamos la base incluyendo otros temas como ser Rescate en Altura, Resucitación Cardio Pulmonar (RCP), Manejo de Autoelevadores, Seguridad Vial, Manejo manual de cargas, actuación ante emergencias, Concientización a Mandos Medios en Seguridad, etc.

Asimismo, se continúa realizando la sensibilización y difusión de la Política Integrada y Sistema de Gestión en cuanto al alcance de la Certificación OHSAS 18001.

8.2.6 Actualización de Especificaciones técnicas

Durante los últimos años se adecuaron las especificaciones técnicas de la vestimenta de nuestro personal, elevando los estándares de confort, calidad e imagen de los elementos de seguridad. En la indumentaria de trabajo, se ha modificado el diseño de la ropa para el personal que realiza tareas operativas, adoptando modificaciones en los materiales, la confección y el color de las prendas.

Llegando a implementar en todas las áreas operativas vestimentas acordes al riesgo específico, con telas ignífugas aptas para trabajos eléctricos resistentes a deflagraciones con el fin de proteger a nuestros empleados en caso de accidentes eléctricos.

Continuaremos revisando las especificaciones técnicas correspondientes para asegurar el cumplimiento de las reglamentaciones vigentes.

8.2.7 Índices de Accidentología

En los últimos dos años se ha verificado un incremento en los accidentes con baja médica debido, en gran parte, al ingreso de personal contratistas, que duplicó la mano de obra directa.

A través de las investigaciones de los accidentes y el análisis de la causa raíz de los mismos se toman las medidas preventivas y correctivas necesarias para cada caso, las mismas son analizadas con los responsables de cada área en los comités de seguridad que se realizan periódicamente.

Para el 2016 se implementaron "Talleres Multidisciplinarios de Investigación e Incidentes y Accidentes" para analizar con distintas ópticas los casos graves, reiterativos y/o donde no se puede determinar con facilidad la causa raíz del hecho. Estos talleres están generando una muy buena recepción por parte de toda la empresa, viéndose reflejado en una reducción de la Tasa de Frecuencia.

Continuaremos buscando nuevas acciones que nos permitan disminuir sensiblemente estas tasas.



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

8.2.8 Simulacros de Evacuación frente a Emergencias (Gastos de Explotación)

Se realizan en todos los edificios de la empresa que tienen personal permanente, simulacros de evacuación y de respuesta ante emergencias.

Estas prácticas permiten entrenar al personal en el rol a desempeñar ante situaciones de estas características.

Este proceso se planifica anualmente y se complementa con capacitaciones específicas de Primeros auxilios, Resucitación Cardio Pulmonar (RCP) y extinción de incendios con prácticas.

8.2.9 Hidroelevadores (Gastos de Explotación)

Se continúa con la certificación, a través de IRAM, de los hidroelevadores utilizados por la empresa, tanto para equipos aislados como normales.

8.2.10 Gestión con Empresas Contratistas (Gastos de Explotación)

A través de los controles temáticos, reuniones bimensuales, capacitaciones y monitoreo realizados a las empresas contratistas se continúa con el objetivo de alinear sus acciones con la visión estratégica de Edenor poniendo especial énfasis en el uso de los EPP y el cumplimiento de normas y procedimientos para la prevención de accidentes.

Para los próximos años se programaron más de 1000 Inspecciones de Seguridad anuales, a personal contratista a ser realizados tanto por personal propio como por las empresas contratadas para tal fin.

8.3 SEGURIDAD PÚBLICA

8.3.1 Gestión y Certificación (Gastos de Explotación)

En el año 2004, Edenor certificó el Sistema de Seguridad Pública según la Resolución 311/01.

Durante el año 2015 se realizó con éxito la Auditoría anual por parte del IRAM según Resolución ENRE 421/11 que entró en vigencia en 2012. En la misma se logró el mantenimiento de la certificación del Sistema de Seguridad Pública de la Compañía.

También se certifica anualmente, a través de IRAM, la aplicación de la Resolución ENRE Nro. 905/99 Planes de Emergencia.

Está planificado para Octubre del 2016 la Recertificación por parte del IRAM de la Resolución ENRE 421/11.

Se continuará efectuando la certificación anual.

8.3.2 Relaciones con Clientes y la Comunidad en general: (Gastos de Explotación)

Se continuará la difusión, en distintos medios de comunicación y en la web de la Compañía, de consejos dirigidos al público en general sobre temas de Seguridad Pública.

Se continuará con la campaña de difusión de estos consejos mediante dípticos enviados junto a las facturas de energía.

Continuarán los contactos con el público en general mediante el Programa Educativo "100 Libros para mi escuela" en el que se convoca a escuelas primarias del área de concesión de la Compañía a participar en un concurso de afiches y maquetas sobre distintos temas relacionados con la seguridad y la electricidad.

8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

Las escuelas que resultan ganadoras, se les entrega una biblioteca de más de cien libros cada una y a todos los alumnos anotadores con importantes consejos de seguridad y uso eficiente de la energía.

8.3.3 Capacitación en Seguridad Pública: (Gastos de Explotación)

Desde la implementación del Sistema de Seguridad Pública se viene realizando la capacitación al personal técnico ingresante sobre temas de Seguridad Pública.

En este aspecto es de destacar el esfuerzo que demanda llevar a cabo ésta Capacitación dado el masivo ingreso de personal que llevó prácticamente, en el término de estos tres últimos años, a duplicar la cantidad de personal operativo dentro de la compañía.

Además, en el denominado Programa de Jóvenes Ingenieros que Edenor desarrolla desde el año 2013, se dicta un módulo de toda una jornada, teórica y práctica, relacionado con aspectos de Seguridad Pública.

Para el año 2016 hay planificado un Programa de Jóvenes Profesionales.

Por otra parte, se ha implementado con éxito un programa de capacitación In Company sobre la temática de Vallado y Señalización en la vía Pública. Dicho programa continuará durante el 2017, y se repetirá periódicamente.

8.3.4 Adecuación de Distancias Antirreglamentarias en LAMT (Gastos de Explotación)

Se continuará el relevamiento específico de toda la Línea Aérea de Media Tensión para poder detectar, registrar y adecuar las distancias que se aparten de la normativa vigente según Resolución ENRE 444/2006.

Durante dicho plan de relevamiento se recorre un total de aproximadamente 6300 km de LAMT.

Las adecuaciones se priorizan en función del riesgo inminente.

8.3.5 Revisión y adecuación de las instalaciones por Seguridad Pública (Gastos de Explotación)

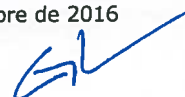
Cumpliendo con la Resoluciones ENRE 421/2011 y 497/2007, se llevan a cabo y de manera periódica la revisión de las siguientes instalaciones en aspectos de seguridad pública en general:

- Líneas Aéreas de Baja Tensión
- Línea Aérea de Media Tensión
- Línea Aérea de Alta Tensión
- Subestaciones AT/MT
- Cámaras
- Plataformas
- Cajas de Distribución (esquineras)
- Cajas de Distribución (buzones)
- Pilares y acometida de conexión
- Cajas de Toma
- Cajas de Medidor
- Postes, riendas y columnas



8-9

EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016





8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

Producto de éstas revisiones se desprenden las adecuaciones correspondientes

8.3.6 Cámaras ubicadas en interior de edificios (Gastos de Explotación)

Se realiza periódicamente la visita a edificios con el objetivo de verificar que todo aquel que tenga en su interior cámaras, se encuentren correctamente señalizadas con cartelería específica y que cada encargado de dichos edificios posea documentación con información de medidas de prevención y seguridad que deberá cumplir y hacer cumplir.

Estas acciones se realizan cumpliendo la Resolución ENRE 114/2005.

8.3.7 Adecuación de Cámaras ubicadas en interior de edificios (Gastos de Explotación)

También en el marco de la Resolución ENRE 114/2005, se está finalizando la adecuación de cámaras ubicadas en interior de edificios que no poseen ventilación con salida directa al exterior. Dicho plan finaliza en 2017.

En este aspecto la adecuación consiste en la colocación de un dispositivo cortafuego ubicado en todas las ventilaciones que posea la cámara. Este dispositivo y su mecanismo fueron aprobados oportunamente por el Ente Regulador.

Por otra parte, se está realizando la cobertura con pintura ignífuga de los cables BT salientes de los tableros BT.

8.3.8 Centros intemperies (Gastos de Explotación)

Se finalizó la adecuación de las condiciones de seguridad en todos los centros de transformación tipo intemperie ubicados en lugares abiertos según se establece en la Resolución ENRE 384/2006.

8.3.9 Revisión y adecuación de instalaciones próximas a escuelas (Gastos de Explotación)

En cumplimiento de la Nota ENRE 95458 se revisan de manera periódica y adecuan las instalaciones próximas a escuelas.

8.3.10 Revisión y adecuación de instalaciones en Plazas y Paseos (Gastos de Explotación)

De acuerdo al Expte. ENRE 19222/04 se revisan de manera periódica y adecuan las instalaciones ubicadas en plazas y paseos.

8.3.11 Adecuación de Subestaciones (Plan de Inversiones)

Se elaboró un Plan de adecuación de Subestaciones en aspectos de Seguridad Pública, de acuerdo a los informes resultantes de distintas auditorías realizadas a dichas instalaciones durante los años 2015 y 2016.

También se efectuará la adecuación de SE por observaciones de la SRT.

8.3.12 Cajas esquineras con fusibles LIRA (Plan de Inversiones)

Cumpliendo con la Resolución ENRE 451/2006, se están reemplazando por gabinetes tipo buzón, todas las cajas de distribución tipo esquineras que posean centro de conexión con fusibles tipo LIRA.



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

8.3.13 Adecuación de sistemas de detección y extinción de incendios en SSEE (Plan de Inversiones)

Se elaboró un plan de adecuación y/o instalación de sistemas de extinción de incendios en función de los estudios de carga de fuego que se están ejecutando para todas las subestaciones.

Este plan se diseñó en función de lo expresado en la ley 19587 y su decreto 351/79, en base a la Reglamentación AEA 95402 (2011), que es la reglamentación de referencia para Estaciones Transformadoras y está validada por la Resolución N°163/2013 del ENRE. Según la misma, se aplica el método de cálculo correspondiente (PURT) por IRAM 3528.

8.4 RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

8.4.1 Relaciones con Clientes y la Comunidad en general: (Gastos de Explotación)

Se continuará con la campaña de difusión de consejos de uso inteligente y de seguridad a través de folletos enviados junto a las facturas de energía. Además, seguirá vigente en la web de la Compañía, la propagación de información esencial sobre el uso inteligente de la energía, de seguridad, entre otros temas.

A todo esto se suma una nueva herramienta de comunicación audiovisual con los clientes en oficinas comerciales denominada Edenor TV. Mediante esta plataforma de cartelería digital se buscará promover el relacionamiento con los clientes a través de diversos contenidos sobre uso inteligente de la energía y seguridad, entre otros.

Continuará el desarrollo de los programas educativos, destinados a los chicos en edad escolar. Los objetivos puntuales de estas acciones serán:

- Fortalecer el vínculo con la comunidad.
- Promover una actitud responsable y comprometida hacia el consumo de energía.
- Darle valor a la energía en tanto recurso imprescindible para el desarrollo humano.
- Promover la curiosidad de los chicos en relación con el mundo que los rodea.

Se mantendrá el compromiso con diferentes entidades de bien público para la difusión de sus campañas en la web institucional.

Se continuará adhiriendo a los principios del Pacto Global-Naciones Unidas enviando los informes anuales de avance (COP). En tanto se continuarán editando los Reportes de Sustentabilidad encuadrados en ISO 26000 y Global Reporting Initiative (GRI). Ambos reportes continuarán estando disponibles en la página WEB de la compañía.

8.5 INVASIÓN FRANJAS DE SERVIDUMBRES DE ELECTRODUCTO EN LÍNEAS AT

8.5.1 Descripción de la situación

Hace más de quince años comenzaron a verificarse las primeras invasiones de los terrenos que se encuentran bajo las trazas de las líneas de Alta Tensión, esta situación se aceleró exponencialmente en los últimos diez años.

Las causas de este fenómeno obedecen a cuestiones de índole social, cultural, económicas y políticas y, precisamente por este entramado que le da origen y lo fomenta, es que es ampliamente conocido por las autoridades provinciales, municipales y regulatorias.

Lo cierto es que:

- Hay más de 65 km de vanos invadidos.



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

- Las invasiones ya ocupan un 8,14% de la red aérea de alta tensión. Hay que tener en cuenta que la cantidad total de kilómetros de líneas se incrementó en 25,2 km, respecto del año 2012 y seguirá incrementándose.
- En promedio, desde el año 2002, han sido invadidos 4,6 km de líneas por año.
- La cantidad de metros de vanos invadidos creció un 276 % en quince años.
- La cantidad de viviendas bajo las líneas aumentó un 484 % en trece años.
- Las invasiones han sido mucho más pronunciadas en los últimos siete años.
- Se han sumado 13 nuevas líneas invadidas a las 16 que lo estaban en 2009.

8.5.2 Consecuencias de la invasión de estos terrenos

A. LA OPERATIVIDAD DE LA RED RESULTA SEVERAMENTE LIMITADA.

Los asentamientos debajo de las líneas de alta tensión dificultan o en muchos casos hacen imposible el mantenimiento preventivo y correctivo de las líneas e instalaciones afectadas pudiendo afectar la Calidad de Servicio (nivel de interrupciones) y la Seguridad Pública.

B. LAS ACCIONES DE VANDALISMO AUMENTAN SENSIBLEMENTE.

Son muchas las razones que motivan estos hechos, lo cierto es que la proximidad de las personas con las LAAT posibilita que, sea por diversión o por generar las circunstancias propicias para delinquir, se arrojan zapatillas atadas y boleadoras de metal sobre las líneas, se utilicen los aisladores como tiro al blanco, etc.

C. NUEVA PROBLEMÁTICA. LAS CONSTRUCCIONES EN ALTURA.

Las construcciones comienzan a ganar altura, lo que trae como consecuencia una menor distancia de seguridad entre los conductores de las líneas de alta tensión y las viviendas ubicadas debajo de los mismos.

8.5.3 Las acciones adoptadas por la Compañía

A. OPERATIVAS

Se realizan periódicamente relevamientos sobre la línea de AT, cuando se detectaron invasiones se formalizaron actas de constatación ante escribano público por casos de nuevas invasiones, se efectuaron refuerzos del mantenimiento (recorridos y termografía más frecuentes, colocación de anti trepadores, etc.).

B. LEGALES

Se efectuaron y reiteraron denuncias penales y por "daño temido" (se han hecho presentaciones que no han tenido el resultado esperado).

C. INSTITUCIONALES

Se realizaron gestiones ante el gobierno provincial y ante el ENRE -en los términos del art. 56 inc. k) de la Ley 254.065-, también se cursaron notificaciones a los distintos municipios involucrados solicitando se libere la franja de servidumbre (proponiendo el traslado de los habitantes, por ejemplo, mediante utilización de algún plan de viviendas y con posterior empleo de la franja de servidumbre para espacio público para evitar nuevas intrusiones).

8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

D. SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL

Se elaboró y se implementó un procedimiento de actuación ante detección de invasiones. La elaboración del mismo por parte de la Gerencia de Asuntos Legales, ha buscado contemplar y darle curso de acción, a todas aquellas contingencias derivadas de las intrusiones.

8.5.4 Contexto Social

Las invasiones a servidumbres y en franjas de seguridad de LAAT constituyen un inconveniente que se ha ido incrementando en forma progresiva a lo largo de los últimos años. La expansión de asentamientos y barrios humildes debajo de la traza de las LAAT constituye un problema de tal complejidad que no puede abordarse únicamente desde el punto de vista de la seguridad pública, sino que tiene innegables aspectos sociales, culturales, económicos y políticos que limitan enormemente la capacidad de acción de la empresa.

Estas viviendas que se construyeron debajo de las líneas, en el marco de la situación de pobreza y vulnerabilidad social que lleva a estas familias a ocupar lugares riesgosos.

El crecimiento continuo y la consolidación de estos asentamientos durante años, demuestra y destaca las dificultades que tiene el Estado, en sus distintos niveles, para la planificación urbana en los barrios más pobres.

En este contexto, EDENOR adoptó una conducta proactiva, tratando de paliar las gestiones burocráticas, desaprensivas e indiferentes de los gobiernos municipales y provinciales.

Sin embargo, no podemos desconocer que la realidad social nos excede como Compañía y que la actividad propia de la empresa debe desarrollarse dentro de los límites lógicos de un riesgo que resulte aceptable para la sociedad, evitando toda situación de peligro innecesario que convierta en socialmente inaceptable ese riesgo.

8.5.5 Contexto Político: Relación con los Gobiernos Provincial, de la Ciudad Autónoma de Bs As y Municipales:

La mayoría de las líneas intrusadas, discurren por predios provinciales, municipales o nacionales. Ello sin duda implica que cualquier acción que la empresa intente asumir, debe involucrar la adopción de decisiones en el ámbito político en cuanto -al menos- al acompañamiento de las mismas.

Si bien a lo largo de todos estos años la compañía ha realizado múltiples propuestas y solicitudes y ha efectuado presentaciones ante las distintas autoridades regulatorias, provinciales y municipales, en ningún caso se obtuvo respuesta de parte de los destinatarios, ni de colaboradores y/o funcionarios de menor rango. Es más, en la mayoría de los casos, los envíos fueron devueltos sin notificar.

Las Autoridades Provinciales, de CABA y Municipales no han implementado acciones tendientes a resolver el problema aquí planteado, pese a los reiterados pedidos efectuados, a pesar de ser ellos quienes detentan el poder de policía que les compete y quienes deben adoptar las medidas sociales y asistenciales que sean necesarias para cesar la invasión y remediar la situación de peligro descripta.

Es necesario un mayor compromiso que el hasta ahora demostrado de parte de las Autoridades Provinciales, de CABA y Municipales para dar solución al tema.

8.5.6 Necesidad de Recursos

La decisión de trasladar la traza o de soterrar las líneas involucradas requeriría de una muy fuerte y alta inversión, que escapa a las posibilidades concretas de EDENOR, por otro lado, es importante tener en cuenta que las líneas se construyeron a norma y que en todos los casos son precedentes a las invasiones.



8. Actividades de medio ambiente y seguridad en la vía pública

Vale la pena aclarar que no necesariamente se puedan realizar estas acciones, ya que puede ser imposible realizar cambios de traza debido al grado de ocupación del terreno.

8.5.7 Conclusión

Resulta imperiosa la adopción de medidas integrales por parte del Estado Nacional, Provincial, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de los Municipios de la Provincia de Buenos Aires de carácter social tendientes a impedir el establecimiento de las personas en los terrenos situados bajo las LAAT. Asimismo, se eduque, se instruya y se concientice a la gente respecto de los riesgos que esto implica de modo de desalentar estas conductas y, finalmente se provean los fondos necesarios para el traslado de las personas que ya se encuentran habitando en estos terrenos o bien, para proceder al cambio de traza -al menos en los tramos que ello fuera técnica y económicamente viable- o al soterramiento de las líneas -si ello fuera técnica y económicamente posible-.

9. REQUERIMIENTO DE INGRESOS

La metodología aplicada para la determinación del requerimiento de ingresos para el periodo tarifario 2017-2021 se definió teniendo en cuenta los lineamientos establecidos por el ENRE en su Resolución N° 55/2016.

Si bien en la mencionada resolución sólo se desarrollan los aspectos relacionados con el cálculo de la base de capital por Flujo de Fondos y por VNR (Valor Nuevo de Reposición), el requerimiento de ingresos por costos propios de distribución (CPD) se calculó mediante una metodología basada en la lógica planteada en la definición de la base de capital por VNR. El ingreso requerido en concepto de CPD se determinó como la adición de los costos de explotación, la cuota de amortización, y la rentabilidad de la base de capital.

Se partió de la base de capital del año 2015, calculada como el VNR real depreciado, y se fueron incorporando progresivamente las inversiones necesarias para recuperar las condiciones de calidad de servicio que posibilitarán alcanzar la calidad objetivo definida por el ENRE al final del periodo tarifario. El requerimiento anual de ingresos resultante es el siguiente:

Tabla 9.1- Requerimiento de ingresos por CPD

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
VNR Real								
Remuneración requerida CPD	\$ MM	15.346		14.908	15.282	15.474	15.610	15.679
CPD medio requerido	\$/MWh	685		665	682	691	697	700

El ingreso requerido es diferente para cada uno de los años del periodo tarifario como consecuencia del incremento anual que verifica la base de capital por la incorporación de las inversiones por recuperación de la calidad de servicio, y la variación de los costos de explotación asociados. A efectos de determinar un valor único para el cálculo tarifario, se determinó el valor medio de requerimiento de ingresos para el periodo tarifario, calculado como la anualidad del Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos de los 5 años, utilizando la tasa WACC antes de impuestos (12,46% de acuerdo a lo establecido en la Resolución ENRE N° 494/2016). De esta manera surge un valor medio de requerimiento de ingresos para el periodo tarifario de \$ 15.346 millones, equivalente a un CPD medio de 685 \$/MWh.

Cabe destacar, que de acuerdo a lo que se establece en el Programa y Criterios para la Revisión Tarifaria Integral, la base de cálculo del requerimiento de ingresos es el año 2015. Por lo tanto, dado que todos los valores utilizados para su cálculo están expresados en moneda de diciembre de 2015, el ingreso de la presente propuesta debiera ser actualizado mediante el Mecanismo de Actualización de los CPD al mes de entrada en vigencia del nuevo periodo tarifario.

9.1 CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO DE INGRESOS EN CONCEPTO DE CPD

Se presentan a continuación la metodología, los parámetros tarifarios utilizados y los resultados obtenidos.

9.1.1 Metodología

El requerimiento de ingresos calculado por VNR incluye la amortización de la base de capital, su remuneración, y los costos de operación y mantenimiento, comerciales, y administrativos relacionados con su operación.

La metodología aplicada considera:



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016





9. Requerimiento de Ingresos

- incorporar progresivamente a la base de capital las inversiones necesarias para alcanzar la calidad objetivo, de acuerdo a lo que establecen los lineamientos de la Resolución ENRE N° 55/2016;
- obtener una cuota de amortización representativa de las necesidades de renovación de la red;
- rentabilizar el activo invertido para la prestación del servicio.

El requerimiento de ingresos se calcula separando las componentes amortización y rentabilidad. Tanto la amortización como la rentabilidad son constantes a lo largo del periodo tarifario, sólo que se calculan sobre bases de capital diferentes: VNR real de la totalidad de los bienes eléctricos y no eléctricos para la amortización, y VNR depreciado (de bienes eléctricos y no eléctricos) para determinar la rentabilidad del activo.

Se han considerado las inversiones incorporadas para la recuperación de la calidad de servicio a los efectos del cálculo de la rentabilidad y las amortizaciones con un año de postergación respecto al año de realización proyectado en el plan de inversiones.

Por su parte, los costos de explotación también van evolucionando a medida que se van incorporando las inversiones para alcanzar la calidad objetivo.

Finalmente, como consecuencia de la incorporación paulatina de la cuota de amortización y rentabilidad de las inversiones para alcanzar la calidad objetivo, y la evolución de los costos de explotación, se obtiene un requerimiento de ingresos anual diferente para cada uno de los años del periodo tarifario. El cálculo se realiza mediante la siguiente expresión:

$$IR_j = CA_n + CR_t + CIR_{(j-1)} + CEXP_{(j-1)}$$

Donde:

IR_j: ingreso anual requerido por la distribuidora en concepto de CPD en el año "j" (siendo "j" cada uno de los 5 años del periodo tarifario).

CA_n: cuota de amortización para una vida útil "n". El VNR total real del año base (valor nuevo de reposición de las instalaciones de acuerdo al nivel de demanda del año 2015) se divide por la vida útil regulatoria. El cálculo se hace por categoría de bienes: eléctricos y no eléctricos, y se utiliza la vida útil regulatoria promedio para cada una de las categorías mencionadas (42 años para bienes eléctricos y 20 años para bienes no eléctricos).

Para determinar el VNR eléctrico se partió del inventario físico a diciembre 2015 de las instalaciones existentes. Para el VNR no eléctrico se partió de los inventarios físicos de los activos no depreciados. Luego, las instalaciones fueron valorizadas al valor actual de mercado, considerando las diferentes tecnologías y calidad del equipamiento.

CR_t: cuota rentabilidad para una tasa "t". Es el producto entre el VNR depreciado del año base por la tasa WACC antes de impuestos definida por el ENRE en la Resolución N° 494/2016 (12,46%).

El VNR depreciado es el determinado en el apartado 5.2 del presente informe, y surge del VNR de las instalaciones eléctricas y no eléctricas.

El VNR utilizado es el determinado en el apartado 5.1 del presente informe, e incluye los bienes con edad cronológica inferior a su vida útil regulatoria, e instalaciones y elementos cuya edad cronológica supera la vida útil regulatoria. En este último caso, su inclusión en el VNR se debió a que se trata de activos que aún son utilizados para la prestación del servicio, y que, dadas sus condiciones de conservación y funcionamiento no se prevé su renovación durante este nuevo periodo tarifario.

9. Requerimiento de Ingresos

En el caso de las instalaciones y elementos cuya edad cronológica supera la vida útil regulatoria, se incorporaron al VNR depreciado con un valor residual de 10 años.

CIR_(j-1): cuota inversiones necesarias para alcanzar la calidad objetivo definida por el ENRE, acumuladas hasta el año anterior al del cálculo del requerimiento de ingresos ("j-1"). Incluye la amortización lineal del VNR de las mencionadas inversiones más la componente rentabilidad. Ambas, van variando año a año a medida que se van incorporando nuevas inversiones.

La amortización se calcula dividiendo el VNR de las inversiones para mejora de la calidad acumuladas a "j-1" por la vida útil regulatoria promedio de los bienes eléctricos.

La componente rentabilidad se determina aplicando la tasa WACC antes de impuestos definida por el ENRE sobre el VNR de las inversiones necesarias para alcanzar la calidad objetivo acumuladas hasta el año "j-1".

CEXP_(j-1): costos anuales de explotación técnicos, comerciales y administrativos necesarios para operar la red. Se tienen en cuenta los costos correspondientes a la red que se está remunerando en cada año ("j-1"). Los costos van variando durante el periodo tarifario como consecuencia de la incorporación de nuevas instalaciones para mejora de calidad, y por aumento en el nivel de eficiencia.

Finalmente, para determinar el CPD medio, se divide el ingreso requerido de cada año por la demanda base (demanda del año 2015, que queda invariable), obteniendo un valor anual diferente.

Para el cálculo del cuadro tarifario que se presenta en esta propuesta, se determinó un requerimiento de ingresos único, calculado como la anualidad del VPN de los requerimientos de ingresos de los 5 años del periodo tarifario utilizando la tasa WACC del 12,46% aprobada por el ENRE. El CPD medio que resulta de dividir este requerimiento de ingresos único por la demanda del 2015 es el valor que se corresponde con el cuadro tarifario de aplicación para el periodo tarifario.

El requerimiento de ingresos calculado por VNR, conforme se explicó en los párrafos anteriores, otorga de forma implícita el monto necesario para financiar las inversiones en renovación y expansión, y explícitamente las inversiones en recuperación, adaptando paulatinamente la red a las condiciones de calidad objetivo definidas para el periodo tarifario. Estas inversiones se van reconociendo en la base de capital, y remunerando en consecuencia, al año siguiente de su ejecución.

Desde un punto de vista conceptual, el VNR, como método para la determinación del ingreso requerido, se caracteriza por su estabilidad en el largo plazo, en las sucesivas fijaciones tarifarias. Por lo tanto, otorga las señales adecuadas para una operación económica y eficiente del servicio de distribución de energía eléctrica que se caracteriza por su maduración de largo plazo. Las inversiones que se realizan en la red requieren de financiación a plazos prolongados, y a menor volatilidad en el nivel de ingresos esperado, mejoran las posibilidades de financiamiento en relación a los montos y las tasas. Todo ello, también beneficia a los usuarios.

Por otra parte, en la metodología de VNR los componentes a determinar son básicamente dos: el VNR de la red para abastecer la demanda del año base, y los costos de explotación asociados a la operación de dicha red. En este caso particular de VNR, también debe definirse el VNR de las inversiones para alcanzar la calidad objetivo. La vida útil de los bienes suele estar definida en la contabilidad regulatoria, y la tasa de rentabilidad habitualmente es definida por el organismo regulador, o está determinada por ley. El CPD medio se determina utilizando la demanda del año base. En consecuencia, el requerimiento de ingresos definido a partir del VNR es muy robusto, ya que su determinación no depende



9. Requerimiento de Ingresos

de proyecciones de variables que no pueden ser controladas por la empresa, como ser el desarrollo que verificará el mercado que abastece.

9.1.2 Parámetros de cálculo

En la siguiente tabla se exponen los valores de los parámetros de cálculo del requerimiento de ingresos por la metodología VNR descrita en el punto anterior.

Tabla 9.2- Valores adoptados por los parámetros para el cálculo del requerimiento de ingresos

		Base 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
VNR RED REAL Total	MM \$		77,143					
VNR eléctrico	MM \$		73,551					
VNR no eléctrico	MM \$		3,592					
Vida útil regulatoria								
VNR Eléctrico	años		42					
VNR No Eléctrico	años		20					
VNR Depreciado	MM \$		38,026					
VNR Eléctrico	MM \$		35,769					
VNR No Eléctrico	MM \$		2,257					
VNR Inversiones para alcanzar la calidad de servicio objetivo	MM \$		1,528	3,897	6,035	7,728	8,659	9,377
Inversiones eléctricas	MM \$		1,528	2,368	2,138	1,694	931	718
Alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo	MM \$		1,528	2,368	2,138	1,694	931	718
WACC antes de impuestos	%		12.46%					
Costos de Explotación	MM \$		8,012	8,035	7,909	7,794	7,725	7,562
Costos de operación	MM \$		5,129	5,151	5,050	4,937	4,871	4,705
Gastos comerciales	MM \$		2,326	2,327	2,303	2,300	2,297	2,300
Impuestos y Tasas	MM \$		557	557	557	557	557	557

La metodología de cálculo y resultados del VNR Red Real y VNR Depreciado son presentadas en los apartados 5.1.1 "Base de capital como VNR de las instalaciones reales", y 5.1.2 "Determinación del Valor Depreciado Técnico (VDT)", de este informe. En cuanto a los costos de explotación, los criterios de cálculo, el modelo utilizado, y las proyecciones resultantes están explicitadas en el apartado 7, "Gastos de Explotación".

9.1.3 Resultados

El requerimiento de ingresos anual en concepto de CPD, producto de aplicar la fórmula del punto 9.1.1, el CPD medio resultante para cada año, y los valores de requerimiento de ingresos y CPD medios únicos para el periodo tarifario se exponen a continuación:

Tabla 9.3- Resultados – Requerimiento de ingresos por CPD y CPD medio

		Base 2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Requerimiento de Ingresos	MM \$	\$15,346		14,908	15,282	15,474	15,610	15,679
VNR total	MM \$			6,896	7,247	7,564	7,816	7,954
Cuota amortización	MM \$			1,967	2,024	2,074	2,115	2,137
Rentabilidad	MM \$			4,928	5,224	5,490	5,701	5,817
VNR Eléctrico	MM \$			6,208	6,208	6,208	6,208	6,208
Cuota amortización	MM \$			1,751	1,751	1,751	1,751	1,751
Rentabilidad	MM \$			4,457	4,457	4,457	4,457	4,457
VNR No Eléctrico	MM \$			461	461	461	461	461
Cuota amortización	MM \$			180	180	180	180	180
Rentabilidad	MM \$			281	281	281	281	281
VNR Inversiones Recuperación	MM \$			227	578	896	1,147	1,285
Cuota amortización	MM \$			36	93	144	184	206
Rentabilidad	MM \$			190	486	752	963	1,079
Costos de Explotación	MM \$			8,012	8,035	7,909	7,794	7,725
VAD Medio	\$/MWh		685	665	682	691	697	700

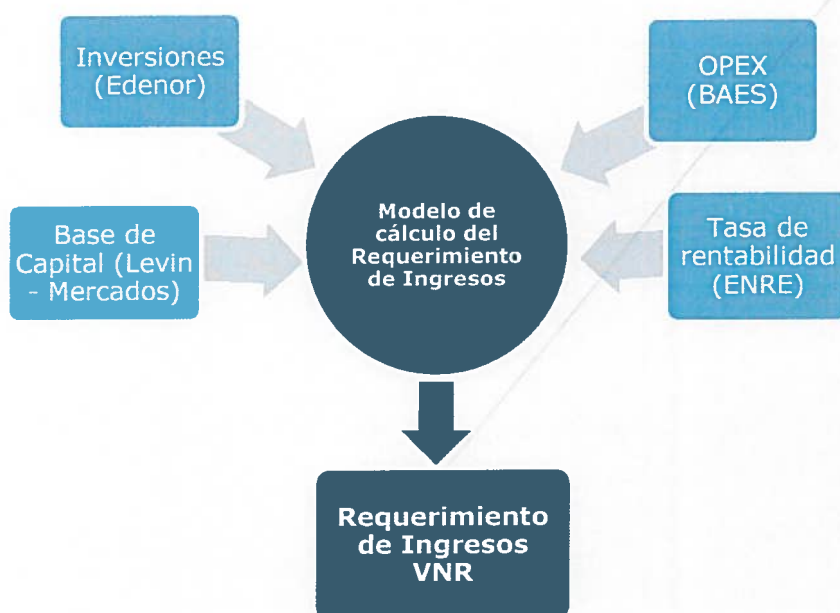
9. Requerimiento de Ingresos

A modo de aclaración, vale retomar lo ya explicado en el punto 9.1. En este sentido, las inversiones necesarias para alcanzar la calidad objetivo que se remuneran a año calendario vencido, por ejemplo, en el año 2021, son las acumuladas hasta el año 2020. En el caso de los costos de explotación, al tener en cuenta los costos correspondientes a la red que se está remunerando en cada año, en el 2021 se consideran los del año 2020.

9.2 MODELO PARA LA DETERMINACIÓN DEL REQUERIMIENTO DE INGRESOS

A los efectos de calcular el requerimiento de ingresos para el próximo periodo tarifario, se desarrolló un modelo económico financiero. En base a los datos y estimaciones aportados por otros modelos se calcula el ingreso para el periodo 2017-2021 utilizando la metodología del VNR descripta en el punto 9.1.

Figura 9-1 - Esquema del modelo de cálculo del requerimiento de ingresos



El modelo está organizado bajo diferentes segmentos temáticos conforme a los datos y/o cálculos que se realizan. A continuación se expone una descripción de los contenidos de cada componente del modelo:

Supuestos: Se presentan los supuestos y datos principales resumidos que se utilizan en el cálculo para la determinación del requerimiento de ingresos.

Resultados: Se exponen los resultados, es decir el ingreso requerido por CPD, y CPD medio.

VNR: En esta hoja se calcula el ingreso requerido aplicando la metodología de VNR descripta en el apartado 9.1.

Base VNR Real: Contiene la base de capital calculada por Levín - Mercados mediante la metodología VNR definida en la Resolución ENRE N° 55/2016.

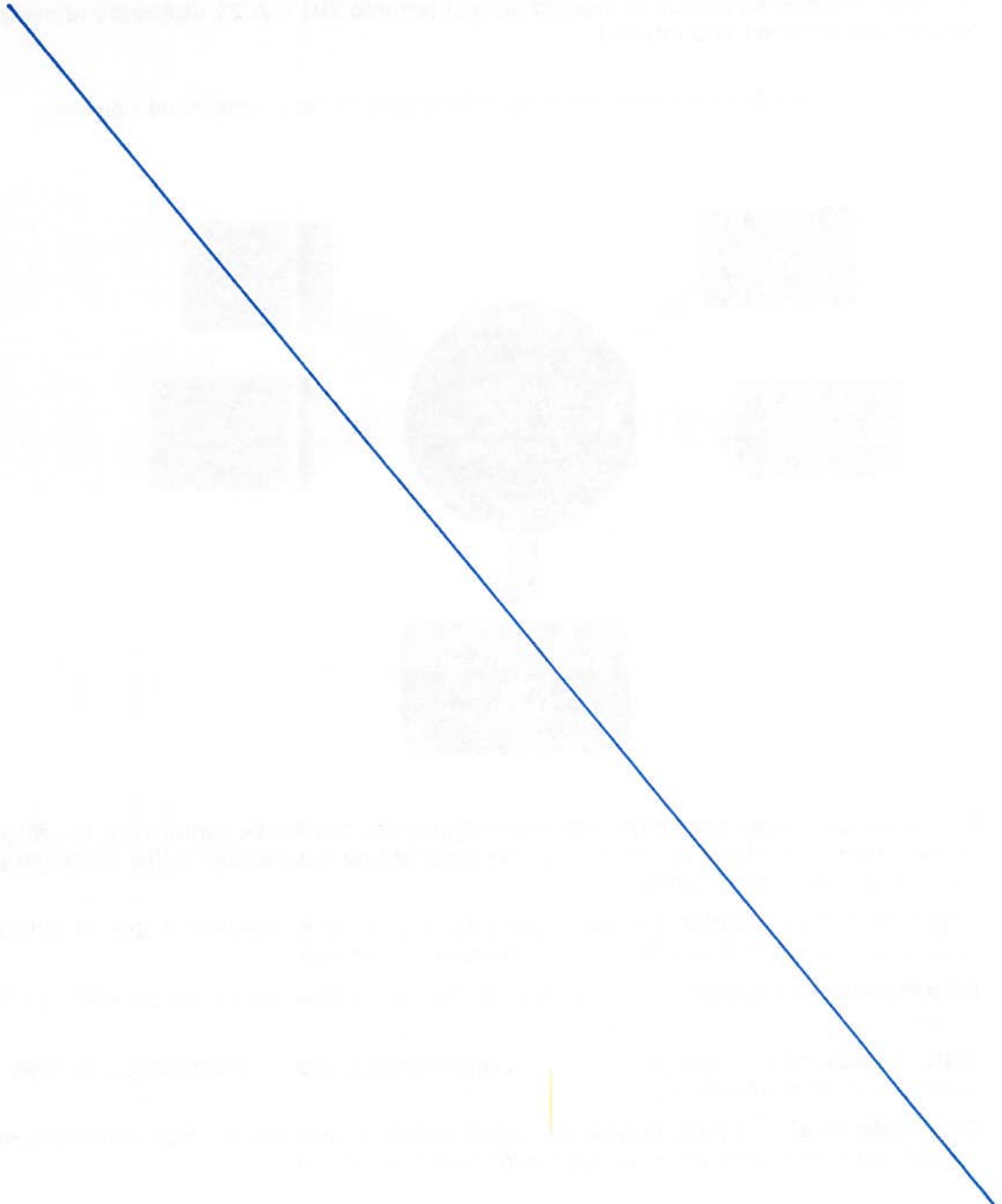




9. Requerimiento de Ingresos

Proyección Inversiones: Contiene la proyección de las inversiones para alcanzar la calidad objetivo, por expansión, renovación, y bienes no eléctricos para el periodo tarifario definidas por Edenor (apartado 6 del presente informe).

Proyección Costos: Contiene los datos de la estimación para el periodo tarifario de costos de explotación, administración, comerciales, y otros, que surgen del modelo de proyección de costos de BAES (apartado 7 del presente informe).





10. MECANISMO DE TRASLADO DE COSTOS. FÓRMULAS TARIFARIAS

En este capítulo se presenta la propuesta del Mecanismo de traslado de los precios de la energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a las tarifas de usuarios finales de la distribuidora, buscando una simplificación del régimen actual y a su vez dotarlo de mejoras en las señales de precios que reciban los clientes, para que así ellos adopten las decisiones en su consumo que consideren adecuadas.

También se definen las categorías y cargos tarifarios propuestos, basadas en las existentes en el Régimen Tarifario vigente, a los cuales se le han efectuados modificaciones basadas en las experiencias recogidas en los más de veinte años de aplicación del mismos tendientes a la mejora y complementariamente buscar optimizar las señales económicas que reciban tanto la compañía como sus clientes.

En este último sentido, en lo referente al uso racional y eficiencia energética, se proponen tarifas para usuarios con medidor autoadministrado, que permitirán a los usuarios que la utilicen aplicar criterios de consumo racional eficiente asociados a su disponibilidad a pagar, en forma más clara y eficiente que en con el sistema tradicional de facturación del consumo ya efectuado.

Se definen las categorías y cargos tarifarios propuestos, basadas en las existentes en el Régimen Tarifario vigente, con algunas modificaciones en los cargos a aplicar en cada categoría. Se propone una tarifa T1R MA y T1G MA (con medidor autoadministrado).

Además, se describen los precios de la potencia y la energía en el MEM que se transfieren, incluyendo costos de transporte y otros costos de abastecimiento de acuerdo a la normativa vigente, a las distintas categorías de usuarios definidas: tarifa residencial social con o sin ahorro, tarifa residencial con o sin ahorro, tarifa general, alumbrado público, tarifa 2 y tarifa 3 con demandas máximas de potencia inferiores e iguales y superiores a 300 kW.

En el caso que existan contratos suscriptos por CAMMESA con generadores que sean transferidos a los agentes distribuidores los mismos deben ser íntegramente incorporado en cada categoría de los clientes garantizando el completo pass through de los costos de los mismos.

Se presentan las fórmulas de los parámetros tarifarios para todas las categorías de las Tarifas 1, 2, 3 y las tarifas de peaje correspondientes, mostrando el mecanismo de traspaso de los costos de potencia y energía en el MEM, como así también la incorporación de los costos comerciales y de distribución.

Finalmente se presenta la estructura propuesta para los cargos de conexión y rehabilitación del servicio.

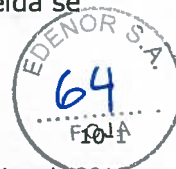
10.1 ESTRUCTURA TARIFARIA PROPUESTA

La estructura tarifaria propuesta es similar a la vigente, con algunas modificaciones en los límites de los cargos variables por energía consumida por bloques de consumo (residenciales y generales) y en los cargos por potencia de los usuarios de la Tarifa 3 de Grandes Consumos.

10.1.1 Tarifa T1 Residencial

Esta categoría se aplica a usuarios cuyo uso final sea residencial y cuya demanda máxima de potencia no supere los 10 kW.

Para esta categoría tarifaria la lectura será bimestral y la facturación mensual. Por lo tanto los cargos están determinados para un período mensual de 30,4 días. La energía leída se facturará proporcionalmente a cada período de facturación.



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Fijo único (CFR) mensual, en \$/mes, y tres bloques de energía con cargos variables distintos hasta completar la energía bimestral consumida:

- Cargo Variable 1 (CVR1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 650 kWh/bim inclusive.

El consumo de 650 kWh/bim corresponde al consumo promedio de la categoría R, es decir que todos los usuarios que consuman hasta el valor promedio de la categoría estarán en el primer bloque de consumo, con el menor costo de distribución comparativo.

- Cargo Variable 2 (CVR2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 650 kWh/bim hasta 1600 kWh/bim inclusive.

El consumo de 1600 kWh/bim corresponde al consumo, por encima del cual se registraron el 6% de las facturas emitidas en el año 2015, y a los consumos por encima de este valor se les aplicará el mayor costo de distribución comparativo como señal de uso racional de la energía.

A los consumos entre 650 y 1600 kWh/bim se les aplicará un costo de distribución intermedio.

- Cargo Variable 3 (CVR3) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 1600 kWh/bim.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumo definidos.

Por ejemplo, un consumo de 3 000 kWh/bim se facturará según se indica:

Facturación liquidación1 = $CFR1 + (CVR1 \times 325 + CVR2 \times 800 + CVR3 \times 375)$

Facturación liquidación2 = $CFR1 + (CVR1 \times 325 + CVR2 \times 800 + CVR3 \times 375)$

Para el caso de la Tarifa Residencial Social (T1 R Social) se considerará lo que determina la normativa vigente buscando la neutralidad de la aplicación de la misma para la distribuidora y otros usuarios

10.1.2 Tarifa T1 General

Esta categoría se aplica a usuarios cuyo uso final no sea residencial, con excepción de los casos de alumbrado público mencionados en el punto 10.1.3 siguiente (usos comerciales, industriales, servicios, oficiales, etc.) y cuya demanda máxima de potencia no supere los 10 kW.

Para esta categoría tarifaria la lectura será bimestral y la facturación mensual. Por lo tanto, los cargos están determinados para un período mensual de 30,4 días. La energía leída se facturará proporcionalmente a cada período.

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Fijo único (CFG) mensual, en \$/mes, y tres cargos variables distintos según la energía bimestral consumida:

- Cargo Variable 1 (CVG1) en \$/kWh: para aplicar a los consumos hasta 1000 kWh/bim inclusive.

El consumo de 1000 kWh/bim corresponde al consumo promedio de la categoría G, es decir que todos los usuarios que consuman hasta el valor promedio de la categoría estarán en el primer bloque de consumo, con el menor costo de distribución comparativo.

- Cargo Variable 2 (CVG2) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 1 000 kWh/bim hasta 4000 kWh/bim inclusive.

10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

El consumo de 4000 kWh/bim corresponde al consumo, por encima del cual se registraron el 4% de las facturas emitidas en el año 2015, y a los consumos por encima de este valor se les aplicará el mayor costo de distribución comparativo como señal de uso racional de la energía.

A los consumos entre 1000 y 4000 kWh/bim se les aplicará un costo de distribución intermedio.

- Cargo Variable 3 (CVG3) en \$/kWh: para aplicar a los consumos superiores a los 4000 kWh/bim.

La facturación por consumo de energía será acumulativa, aplicando los distintos cargos variables a los rangos de consumo definidos.

Por ejemplo, un consumo de 2 000 kWh/bim se facturará según se indica:

Facturación liquidación1= $CFG1 + (CVG1 \times 500 + CVG2 \times 500)$

Facturación liquidación2= $CFG1 + (CVG1 \times 500 + CVG2 \times 500)$

10.1.3 Tarifa T1 Alumbrado Público

Esta categoría tarifaria se aplica a los consumos de energía para alumbrado público de vías públicas (calles, avenidas, autopistas, paseos, etc.) en los casos en que las luminarias están directamente conectadas a la red de distribución y el consumo se calcula multiplicando las potencias instaladas por las horas de uso estimadas, o en los casos en que el consumo es medido y la demanda máxima por punto de medición es inferior a los 10 kW.

Se proponen las siguientes horas de uso por mes:

Enero:292 horas; Febrero:277 horas; Marzo:340 horas; Abril:363 horas; Mayo:404 horas; Junio:405 horas; Julio:412 horas; Agosto:389 horas; Septiembre:345 horas; Octubre:322 horas; Noviembre:283 horas; Diciembre:276 horas.

Los consumos de esta categoría se facturan mediante un Cargo Variable único (CVAP), en \$/kWh, que se aplica a la totalidad de la energía mensual consumida.

En los casos de consumos de alumbrado público medido con demandas máximas en los puntos de medición iguales o superiores a los 10 kW, se aplicará la Tarifa 2 y, en los casos de demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW, se aplicará la Tarifa 3.

10.1.4 TARIFA T1 MA

Esta categoría se aplicará a los consumos menores a 10 kW, que tengan instalado un medidor autoadministrado.

De acuerdo al uso final podrá ser T1R MA o T1G MA, con las mismas definiciones de uso de la T1R y G.

Por sus características no se facturará cargo fijo, con un cargo variable único.

T1R MA: CVRMA \$/kWh adquirido

T1G MA: CVGMA \$/kWh adquirido

10.1.5 Tarifa T2 y Peaje

Esta categoría tarifaria se aplica a los consumos de energía y potencia para cualquier uso final cuando la demanda máxima de potencia es igual o superior a los 10 kW e inferior a los 50 kW.

Para esta categoría tarifaria la lectura y la facturación serán mensuales.

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

- Un Cargo Fijo mensual (CFT2) en \$/mes.
- Cargo por Capacidad contratada (CCT2) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
En caso de que la potencia registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 50% sobre el exceso.
- Cargo por Potencia máxima registrada (CPT2) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación.
- Cargo Variable (CVT2) en \$/kWh: para aplicar a totalidad de la energía mensual consumida.

A los clientes de peaje cuya demanda máxima de potencia sea igual o superior a 30 kW e inferior a 50 kW, se aplicarán cargos similares y con los mismos criterios:

- Un Cargo Fijo mensual (CFP2) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCP2) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
En caso de que la potencia registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 50% sobre el exceso.
- Cargo por Potencia máxima registrada (CPP2) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación.
- Cargo Variable (CVP2) en \$/kWh: para aplicar a totalidad de la energía mensual consumida.

10.1.6 Tarifas T3 y Peaje AT, MT y BT

Esta categoría tarifaria se aplica a los consumos de energía y potencia para cualquier uso final cuando la demanda máxima de potencia es igual o superior a los 50 kW.

Los cargos tarifarios para los suministros de esta categoría se diferencian según el nivel de tensión de suministro:

- Suministros en Baja Tensión (BT): para tensión de suministro de 0,38 kV
- Suministros en Media Tensión (MT): para tensiones de suministro de 13,2 y 33 kV
- Suministros en Alta Tensión (AT): para tensiones de suministro de 132 y 220 kV

A. TARIFA 3 PARA SUMINISTROS EN BAJA TENSIÓN

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3B) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.
En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCT3B) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.
- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3B) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3BP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3BR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3BV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

B. TARIFA 3 PARA SUMINISTROS EN MEDIA TENSIÓN

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3M) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.

En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCT3M) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3M) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3MP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3MR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3MV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

C. TARIFA 3 PARA SUMINISTROS EN ALTA TENSIÓN

Para facturar los consumos de esta categoría tarifaria, se aplican los siguientes cargos:

- Un Cargo Fijo mensual (CFT3A) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCT3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.

En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCT3A) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPT3A) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVT3AP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVT3AR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVT3AV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

D. **TARIFAS DE PEAJE PARA CLIENTES CON DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA IGUAL O SUPERIOR A 50 KW**

A los clientes de peaje cuya demanda máxima de potencia sea igual o superior a 50 kW, se aplicarán cargos similares a los de la Tarifa 3 y con los mismos criterios de aplicación.

Tarifas de **peaje en Baja Tensión (BT)**:

- Un Cargo Fijo mensual (CFPB) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCPB) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.

En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCPB) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPPB) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVPBP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVPBR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVPBV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

Tarifas de **peaje en Media Tensión (MT)**:

- Un Cargo Fijo mensual (CFPM) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCPM) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.

En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCPM) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPPM) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVPMP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVPMR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVPMV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

Tarifas de **peaje en Alta Tensión (AT)**:

- Un Cargo Fijo mensual (CFPA) en \$/mes
- Cargo por Capacidad contratada (CCPA) en \$/kW-mes: para aplicar a la capacidad de suministro contratada.



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

En caso de que la potencia máxima registrada exceda la capacidad contratada se cobrará el exceso aplicando un recargo del 100% (o sea el exceso se factura aplicando el doble del CCPA) sobre el exceso registrado. Si el exceso supera el 50% de la capacidad de suministro contratada el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

- Cargo por Potencia máxima registrada en horario de punta (CPPPA) en \$/kW-mes: para aplicar a la potencia máxima registrada en el mes de facturación en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de punta (CVPAP) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de punta del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de resto (CVPAR) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de resto del MEM
- Cargo Variable por consumo de energía en horario de valle (CVPAV) en \$/kWh: para aplicar a la energía mensual consumida en el horario de valle del MEM

10.2 COSTOS DE COMPRA A TRASLADAR A TARIFAS

Conforme a lo establecido en la normativa se debe trasladar a los usuarios finales todos los costos de adquisición de energía y potencias en el MEM, entre los que se incluyen los costos de potencia, energía, cargos de transporte y gastos de CAMESA.

Adicionalmente, en el caso que existan contratos suscriptos por CAMESA con generadores que sean transferidos a los agentes distribuidores, los mismos deben ser íntegramente incorporado en cada categoría de los clientes garantizando el completo pass through de los costos de los mismos.

10.2.1 Precio de la potencia en el MEM

El precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas a usuarios finales corresponde al valor del \$POTREF establecido en las Programaciones Estacionales de CAMESA. O sea:

$$Ppot_t (\$/kW-mes) = \$POTREF_t (\$/kW-mes)$$

10.2.2 Costos de transporte en el MEM

Lo cargos de transporte en AT (cargo de conexión, Complementario y Cargo variable) y los cargos de la PAFTT (cargo conexión cargo complementario y Cargo variable) conforme a lo que informe CAMESA en cada Programación Estacional o por aproximación los efectivamente facturados serán acumulados y trasladado a la tarifa de los clientes agregado a los conceptos de cargo de potencia, considerando la siguiente expresión:

$$CT_t (\$/kW-mes) = CTMEM_t (\$/trimestre) / (\sum P_t) (kW-trimestre)$$

Donde:

CT_t (\$/kW-mes) es el sobre costo de la potencia por costos de transporte en el MEM para el trimestre "t".

$CTMEM$ (\$/trimestre) es el monto total de los costos de transporte en el MEM previstos para el trimestre "t".

$\sum P_t$ (kW-trimestre) es la suma de las potencias máximas de la distribuidora prevista comprar en el MEM para el trimestre "t".





10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

10.2.3 Costos adicionales de abastecimiento en el MEM

Los costos adicionales de abastecimiento en el MEM (CAMEM), diferentes de los precios estacionales de la potencia (\$POTREF), de la energía (PE) y a los Costos de Transporte en el MEM (CT), como gastos e inversiones de CAMMESA y otros existentes o a incorporarse se expresarán en forma de sobre costo de la energía según la siguiente expresión:

$$CEA_t (\$/kWh) = CAMEM_t (\$/trimestre) / E_t (kWh/trimestre)$$

Donde:

CEA_t (\$/kWh) es el sobre costo de la energía por costos adicionales de abastecimiento en el MEM para el trimestre "t".

$CAMEM$ (\$/trimestre) es el monto de los costos adicionales de abastecimiento en el MEM previstos para el trimestre "t".

E_t (kWh/trimestre) es la energía prevista comprar en el MEM para el trimestre "t".

10.2.4 Precio de la energía en el MEM

Los precios de la energía en el MEM dependen de las categorías y tipos de consumo, según se indica a continuación:

- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos inferiores a 150 kWh/mes: PETS<150
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos iguales o superiores a 150 kWh/mes con ahorro: PETSCA
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios con tarifa social con consumos iguales o superiores a 150 kWh/mes sin ahorro: PETSSA
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales con ahorro superior al 20%: PERCA20
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales con ahorro entre el 10% y el 20%: PERCA10
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios residenciales sin ahorro, generales, de alumbrado público, de Tarifa 2 y de Tarifa 3 y peaje con demanda máxima inferior a 300 kW: PET123
- Precio de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM para usuarios de Tarifa 3 y peaje con demanda máxima igual o superior a 300 kW: PET3

10.2.5 Costos de la potencia y la energía a trasladar a tarifas

El precio de la potencia a trasladar a las tarifas para usuarios finales se determinará adicionando al precio estacional de referencia de la potencia el sobre costo por costos de transporte en el MEM, según se indica en la fórmula general siguiente:

$$Ppot_t (\$/kW-mes) = \$POTREF_t (\$/kW-mes) + CT_t (\$/kW-mes)$$

Donde:

$Ppot_t$ (\$/-mes) es el costo de la potencia a transferir a tarifas en el trimestre "t".

$\$POTREF_t$ (\$/kW-mes) es el precio de referencia de la potencia en el MEM para el trimestre "t".



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

CT_t (\$/kW-mes) es el sobrecosto de la potencia por costos de transporte en el MEM para el trimestre "t".

Los precios de la energía se trasladarán a las tarifas para usuarios finales adicionando a los precios estacionales el sobrecosto por costos adicionales de abastecimiento en el MEM, determinado según se indica en el punto 3.2 anterior, y el Fondo Nacional para la Energía Eléctrica (FNEE) según se indica en la fórmula general siguiente:

$$CE_{n-t} (\$/kWh) = PE_{n-t} (\$/kWh) + CEA_t (\$/kWh) + FNEE (\$/kWh)$$

Donde:

CE_{n-t} (\$/kWh) es el costo de la energía a transferir a tarifas para la categoría tarifaria "n" y el trimestre "t".

PE_{n-t} (\$/kWh) es el precio estacional de la energía en el MEM para la categoría tarifaria "n" y el trimestre "t".

CEA_t (\$/kWh) es el sobrecosto de la energía por costos adicionales de abastecimiento en el MEM para el trimestre "t".

FNEE (\$/kWh) sobrecosto de energía correspondiente al Fondo Nacional de Energía Eléctrica

10.3 FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LAS CATEGORÍAS DE TARIFA 1

A continuación se presentan las fórmulas tarifarias para determinar los cargos tarifarios para las categorías de Tarifa 1 (demanda máxima inferior a los 10 kW), y la tarifa propuesta para usuarios con medidor autoadministrado.

10.3.1 Tarifa 1 Residencial

A continuación se presentan las fórmulas para determinar los cargos tarifarios de la Tarifa 1 residencial.

A. CARGO FIJO DE LA TARIFA 1 RESIDENCIAL

$$CFR (\$/mes) = CCR + CNXR$$

Donde:

CCR (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría residencial.

CNXR (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de la categoría residencial.

B. CARGOS VARIABLES DE LA TARIFA 1 RESIDENCIAL

$$CVR0 (\$/kWh) = 0 \quad \text{para los primeros 150 kWh consumidos por usuarios de la Tarifa Residencial Social}$$

$$CVR1 (\$/kWh) = (CERP \times \%pR + CERR \times \%rR + CERV \times \%vR) \times FPEB + (CDR1 + (Ppot + CT) \times FCoDR \times FPPB) / (730 \times FCR)$$

$$CVR2 (\$/kWh) = (CERP \times \%pR + CERR \times \%rR + CERV \times \%vR) \times FPEB + (CDR2 + (Ppot + CT) \times FCoDR \times FPPB) / (730 \times FCR)$$



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

$$\mathbf{CVR3} (\$/kWh) = (CERP \times \%pR + CERR \times \%rR + CERV \times \%vR) \times FPEB + (CDR3 + (Ppot + CT) \times FCoDR \times FPPB) / (730 \times FCR)$$

Donde:

CERP, CERR, CERV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría y tipo de usuario que corresponda: tarifa social y residencial con y sin ahorro.

%pR, %rR, %vR son las participaciones de consumo de energía de los usuarios típicos de la categoría R en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDR1, CDR2 y CDR3 (\$/kW-mes) son los costos de distribución para los usuarios típicos de las categorías R1, R2 y R3.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoDR es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría R y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCR es el factor de carga de los usuarios típicos de la categoría R.

10.3.2 Tarifa 1 Residencial con medidor autoadministrado

Para los usuarios con medidor autoadministrado la tarifa debe contemplar un cargo único por energía consumida, por lo que el costo del cargo fijo debe ser incorporado al cargo variable.

El cargo variable propuesto es el siguiente:

$$\mathbf{CVRMA} (\$/kWh) = (CCR + CNXR) / EPP + (CERP \times \%pR + CERR \times \%rR + CERV \times \%vR) \times FPEB + (CDR1 + (Ppot + CT) \times FCoDR \times FPPB) / (730 \times FCR)$$

Para los primeros 150 kWh mensuales adquiridos por usuarios de la Tarifa Residencial Social el cargo variable es el siguiente:

$$\mathbf{CVRMA0} (\$/kWh) = (CCR + CNXR + CNCSR) / EPP$$

Donde:

CCR (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría residencial.

CNXR (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de la categoría residencial.

EPP (kWh/mes) es la energía promedio mensual adquirida por el usuario típico con medidor prepago.

CERP, CERR, CERV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría y tipo de usuario que corresponda: tarifa social con ahorro o no social.



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

%pR, %rR, %vR son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría R en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDR1 (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de la categoría R1.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoDR es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría R y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCR es el factor de carga del usuario típico de la categoría R.

10.3.3 Tarifa 1 General

A continuación se presentan las fórmulas para determinar los cargos tarifarios de la Tarifa 1 general.

A. CARGO FIJO DE LA TARIFA 1 GENERAL

$$\text{CFG} (\$/\text{mes}) = \text{CCG} + \text{CNXG}$$

Donde:

CCG (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría general.

CNXG (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de la categoría general.

B. CARGOS VARIABLES DE LA TARIFA 1 GENERAL

$$\text{CVG1} (\$/\text{kWh}) = (\text{CEGP} \times \%pG + \text{CEGR} \times \%rG + \text{CEGV} \times \%vG) \times \text{FPEB} + (\text{CDG1} + (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoDG} \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCG})$$

$$\text{CVG2} (\$/\text{kWh}) = (\text{CEGP} \times \%pG + \text{CEGR} \times \%rG + \text{CEGV} \times \%vG) \times \text{FPEB} + (\text{CDG2} + (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoDG} \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCG})$$

$$\text{CVG3} (\$/\text{kWh}) = (\text{CEGP} \times \%pG + \text{CEGR} \times \%rG + \text{CEGV} \times \%vG) \times \text{FPEB} + (\text{CDG3} + (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoDG} \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCG})$$

Donde:

CEGP, CEGR, CEGV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios generales que corresponda con y sin ahorro.

%pG, %rG, %vG son las participaciones de consumo de energía de los usuarios típicos de la categoría G, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDG1, CDG2 y CDG3 (\$/kW-mes) son los costos de distribución para los usuarios típicos de las categorías G1, G2 y G3.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoDG es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría G y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCG es el factor de carga del usuario típico de la categorías G.

10.3.4 Tarifa 1 General con medidor autoadministrado

Para los usuarios con medidor autoadministrado la tarifa debe contemplar un cargo único por energía consumida, por lo que el costo del cargo fijo debe ser incorporado al cargo variable.

El cargo variable propuesto es el siguiente:

$$\text{CVGMA } (\$/\text{kWh}) = (\text{CCG} + \text{CNXG}) / \text{EPP} + (\text{CEGP} \times \%pG + \text{CEGR} \times \%rG + \text{CEGV} \times \%vG) \times \text{FPEB} + (\text{CDG1} + (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoDG} \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCG1})$$

Donde:

CCG (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de la categoría general.

CNXG (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de la categoría general.

EPP (kWh/mes) es la energía promedio mensual adquirida por el usuario típico con medidor prepago.

CEGP, CEGR, CEGV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios generales.

%pG, %rG, %vG son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría G en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDG1 (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de la categoría G1.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoDG es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría G y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCG1 es el factor de carga del usuario típico de la categoría G1.



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

10.3.5 Tarifa 1 Alumbrado Público

Para la Tarifa 1 a aplicar al consumo para el alumbrado público (T1AP) se considera solamente un cargo variable por energía consumida, que se determina con la siguiente fórmula:

$$\text{CVAP } (\$/\text{kWh}) = (\text{CEAP} \times \% \text{pAP} + \text{CEAR} \times \% \text{rAP} + \text{CEAV} \times \% \text{vAP}) \times \text{FPEB} + (\text{CDAP} + (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoDAP} \times \text{FPPB}) / (730 \times \text{FCAP})$$

Donde:

CEAP, CEAR, CEAV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de alumbrado público.

%pAP, %rAP y %vAP son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

CDAP (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de la categoría AP.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoDAP es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría AP y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCAP es el factor de carga del usuario típico de la categoría AP.

10.4 FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LA TARIFA 2 Y PEAJE

Para el caso de la Tarifa 2, usuarios con demanda máxima igual o superior a 10 kW y menor a 50 kW, y de los usuarios de peaje con demandas entre esos valores, se determinaron cuatro cargos para facturar los consumos de potencia y energía:

- Un cargo fijo mensual
- Un cargo por capacidad de suministro contratada
- Un cargo por potencia registrada
- Un cargo variable por energía consumida

10.4.1 Cargos tarifarios para usuarios de Tarifa 2

A. CARGO FIJO

$$\text{CFT2 } (\$/\text{mes}) = \text{CCMD} + \text{CNXMD}$$

Donde:

CCMD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de medianas demandas.

CNXMD (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de medianas demandas.

EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



GL



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

B. CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

$$\text{CCT2 (\$/kW-mes)} = \text{CDMD}$$

Donde:

CDMD (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de medianas demandas.

C. CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA

$$\text{CPT2 (\$/kW-mes)} = (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoD2} \times \text{FPPB}$$

Donde:

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD2 es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T2 y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

D. CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA

$$\text{CVT2 (\$/kWh)} = (\text{CEMP} \times \%pT2 + \text{CEMR} \times \%rT2 + \text{CEMV} \times \%vT2) \times \text{FPEB}$$

Donde:

CEMP, CEMR, CEMV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios de medianas demandas.

%pT2, %rT2 y %vT2 son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

10.4.2 Cargos tarifarios para usuarios de Peaje entre 30 y 50 kW

A. CARGO FIJO

$$\text{CFP2 (\$/mes)} = \text{CCMD} + \text{CNXMD}$$

Donde:

CCMD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de medianas demandas.

CNXMD (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de medianas demandas.

B. CARGO POR CAPACIDAD DE SUMINISTRO CONTRATADA

$$\text{CCP2 (\$/kW-mes)} = \text{CDMD}$$



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

Donde:

CDMD (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de medianas demandas.

C. CARGO POR POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA

$$\text{CPP2 } (\$/\text{kW-mes}) = (\text{CT} \times \text{FPPB} + \text{Ppot} \times (\text{FPPB} - 1)) \times \text{FCoD2}$$

Donde:

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD2 es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T2 y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

D. CARGO VARIABLE POR ENERGÍA CONSUMIDA

$$\text{CVT2 } (\$/\text{kWh}) = (\text{CEMP} \times \%pT2 + \text{CEMR} \times \%rT2 + \text{CEMV} \times \%vT2) \times (\text{FPEB} - 1)$$

Donde:

CEMP, CEMR, CEMV (\$/kWh) son los costos de la energía en los horarios de punta, resto y valle del MEM, para la categoría de usuarios de medianas demandas.

%pT2, %rT2 y %vT2 son las participaciones de consumo de energía del usuario típico de la categoría AP, en los horarios de punta, resto y valle del MEM.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

10.5 FÓRMULAS TARIFARIAS PARA LA TARIFA 3 Y PEAJE

A continuación se presentan las fórmulas tarifarias para determinar los cargos tarifarios para las categorías de Tarifa 3 (demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW), y a los usuarios de Peaje con demandas máximas iguales o superiores a los 50 kW.

Los 6 cargos definidos para esta Tarifa 3 son los siguientes:

- Un cargo fijo mensual
- Un cargo por capacidad de suministro contratada
- Un cargo por potencia registrada en horario de punta
- Un cargo variable por energía consumida en punta
- Un cargo variable por energía consumida en resto
- Un cargo variable por energía consumida en valle

Las tarifas para usuarios finales y para usuarios de peaje, si bien tienen la misma estructura de cargos, difieren sus valores y fórmulas de cálculo según la tensión en la que se efectúa el suministro: BT, MT y AT.





10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

10.5.1 Cargos tarifarios para usuarios de Tarifa 3

A. CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE TARIFA 3 EN BAJA TENSIÓN (T3BT)

i. Cargo Fijo

$$\mathbf{CFT3B} (\$/\text{mes}) = \text{CCGD} + \text{CNXGDB}$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDB (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Baja Tensión.

ii. Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\mathbf{CCT3B} (\$/\text{kW-mes}) = \text{CDGDB}$$

Donde:

CDGDB (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión.

iii. Cargo por Potencia máxima registrada en punta

$$\mathbf{CPPT3B} (\$/\text{kW-mes}) = (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoD3B} \times \text{FPPB}$$

Donde:

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3B es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 BT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

iv. Cargo Variable por energía consumida en punta

$$\mathbf{CVPT3B} (\$/\text{kWh}) = \text{CEGP} \times \text{FPEB}$$

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

v. *Cargo Variable por energía consumida en resto*

$$\mathbf{CVRT3B} (\$/kWh) = \text{CEGR} \times \text{FPEB}$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

vi. *Cargo Variable por energía consumida en valle*

$$\mathbf{CVVT3B} (\$/kWh) = \text{CEGV} \times \text{FPEB}$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

B. *CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE TARIFA 3 EN MEDIA TENSIÓN (T3MT)*

C. *CARGO FIJO*

$$\mathbf{CFT3M} (\$/mes) = \text{CCGD} + \text{CNXGDM}$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDM (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Media Tensión.

i. *Cargo por Capacidad de suministro contratada*

$$\mathbf{CCT3M} (\$/kW-mes) = \text{CDGDM}$$

Donde:

CDGDM (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Media Tensión.

ii. *Cargo por Potencia máxima registrada en punta*

$$\mathbf{CPPT3M} (\$/kW-mes) = (\text{Ppot} + \text{CT}) \times \text{FCoD3M} \times \text{FPPM}$$

Donde:

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3M es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 MT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPM es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en media tensión (MT).

iii. *Cargo Variable por energía consumida en punta*

$$\mathbf{CVPT3M} \text{ (\$/kWh)} = \mathbf{CEGP} \times \mathbf{FPEM}$$

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

iv. *Cargo Variable por energía consumida en resto*

$$\mathbf{CVRT3M} \text{ (\$/kWh)} = \mathbf{CEGR} \times \mathbf{FPEM}$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

v. *Cargo Variable por energía consumida en valle*

$$\mathbf{CVVT3M} \text{ (\$/kWh)} = \mathbf{CEGV} \times \mathbf{FPEM}$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

D. *CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE TARIFA 3 EN ALTA TENSIÓN (T3AT)*

i. *Cargo Fijo*

$$\mathbf{CFT3A} \text{ (\$/mes)} = \mathbf{CCGD} + \mathbf{CNXGDA}$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDA (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Alta Tensión.



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

ii. Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\mathbf{CCT3A} (\$/kW\text{-mes}) = \mathbf{CDGDA}$$

Donde:

CDGDA (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión.

iii. Cargo por Potencia máxima registrada en punta

$$\mathbf{CPPT3A} (\$/kW\text{-mes}) = (\mathbf{Ppot} + \mathbf{CT}) \times \mathbf{FCoD3A} \times \mathbf{FPPA}$$

Donde:

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3A es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 AT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPA es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en alta tensión (AT).

iv. Cargo Variable por energía consumida en punta

$$\mathbf{CVPT3A} (\$/kWh) = \mathbf{CEGP} \times \mathbf{FPEA}$$

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

v. Cargo Variable por energía consumida en resto

$$\mathbf{CVRT3A} (\$/kWh) = \mathbf{CEGR} \times \mathbf{FPEA}$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

vi. Cargo Variable por energía consumida en valle

$$\mathbf{CVVT3A} (\$/kWh) = \mathbf{CEGV} \times \mathbf{FPEA}$$

Donde:



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

10.5.2 Cargos tarifarios para usuarios de Peaje con potencia máxima igual o superior a 50 kW

A. CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE PEAJE EN BAJA TENSIÓN (PEBT)

i. Cargo Fijo

$$\text{CFPB (\$/mes)} = \text{CCGD} + \text{CNXGDB}$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDB (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Baja Tensión.

ii. Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\text{CCPB (\$/kW-mes)} = \text{CDGDB}$$

Donde:

CDGDB (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión.

iii. Cargo por Potencia máxima registrada en punta

$$\text{CPPPB (\$/kW-mes)} = (\text{CT} \times \text{FPPB} + \text{Ppot} \times (\text{FPPB} - 1)) \times \text{FCoD3B}$$

Donde:

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3B es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 BT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPB es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en baja tensión (BT).

FCPT3B es el factor de coincidencia de la demanda máxima en horario de punta del usuario típico de grandes demandas en Baja Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

iv. Cargo Variable por energía consumida en punta

$$\text{CVPPB (\$/kWh)} = \text{CEGP} \times (\text{FPEB} - 1)$$

10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

v. *Cargo Variable por energía consumida en resto*

$$\mathbf{CVRPB} (\$/kWh) = \text{CEGR} \times (\text{FPEB} - 1)$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

vi. *Cargo Variable por energía consumida en valle*

$$\mathbf{CVVPB} (\$/kWh) = \text{CEGV} \times (\text{FPEB} - 1)$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEB es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en baja tensión (BT).

B. *CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE PEAJE EN MEDIA TENSIÓN (PEMT)*

i. *Cargo Fijo*

$$\mathbf{CFPM} (\$/mes) = \text{CCGD} + \text{CNXGDM}$$

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDM (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Media Tensión.

ii. *Cargo por Capacidad de suministro contratada*

$$\mathbf{CCPM} (\$/kW-mes) = \text{CDGDM}$$

Donde:

CDGDM (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Media Tensión.

iii. *Cargo por Potencia máxima registrada en punta*

$$\mathbf{CPPPM} (\$/kW-mes) = (\text{CT} \times \text{FPPM} + \text{Ppot} \times (\text{FPPM} - 1)) \times \text{FCoD3M}$$



10-21

EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016





10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

Donde:

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3M es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 MT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPM es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en media tensión (MT).

FCPT3M es el factor de coincidencia de la demanda máxima en horario de punta del usuario típico de grandes demandas en Media Tensión con la demanda máxima de la distribuidora.

iv. Cargo Variable por energía consumida en punta

$$\mathbf{CVPPM} \text{ (\$/kWh)} = \text{CEGP} \times (\text{FPEM} - 1)$$

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

v. Cargo Variable por energía consumida en resto

$$\mathbf{CVRPM} \text{ (\$/kWh)} = \text{CEGR} \times (\text{FPEM} - 1)$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

vi. Cargo Variable por energía consumida en valle

$$\mathbf{CVVPM} \text{ (\$/kWh)} = \text{CEGV} \times (\text{FPEM} - 1)$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEM es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en media tensión (MT).

C. CARGOS TARIFARIOS PARA USUARIOS DE PEAJE EN ALTA TENSIÓN (PEAT)

i. Cargo Fijo

$$\mathbf{CFPA} \text{ (\$/mes)} = \text{CCGD} + \text{CNXGDA}$$

10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

Donde:

CCGD (\$/mes) es el costo comercial para los usuarios de grandes demandas.

CNXGDA (\$/mes) es el costo de la conexión de los usuarios de grandes demandas en Alta Tensión.

ii. Cargo por Capacidad de suministro contratada

$$\text{CCPA } (\$/\text{kW-mes}) = \text{CDGDA}$$

Donde:

CDGDA (\$/kW-mes) es el costo de distribución para el usuario típico de grandes demandas en Alta Tensión.

iii. Cargo por Potencia máxima registrada en punta

$$\text{CPPPA } (\$/\text{kW-mes}) = (\text{CT} \times \text{FPPA} + \text{Ppot} \times (\text{FPPA} - 1)) \times \text{FCoD3A}$$

Donde:

CT (\$/kW-mes) es el costo de transporte en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

Ppot (\$/kW-mes) es el precio de la potencia en el MEM a transferir a las tarifas de usuarios finales.

FCoD3A es el factor de coincidencia entre la demanda máxima de la categoría T3 AT y la demanda máxima de la distribuidora.

FPPA es el factor de expansión pérdidas de potencia para consumos en alta tensión (AT).

iv. Cargo Variable por energía consumida en punta

$$\text{CVPPA } (\$/\text{kWh}) = \text{CEGP} \times (\text{FPEA} - 1)$$

Donde:

CEGP es el costo de la energía en el horario de punta del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

v. Cargo Variable por energía consumida en resto

$$\text{CVRPA } (\$/\text{kWh}) = \text{CEGR} \times (\text{FPEA} - 1)$$

Donde:

CEGR es el costo de la energía en el horario de resto del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

vi. *Cargo Variable por energía consumida en valle*

$$\text{CVVPA } (\$/\text{kWh}) = \text{CEGV} \times (\text{FPEA} - 1)$$

Donde:

CEGV es el costo de la energía en el horario de valle del MEM, para la categoría de usuarios de grandes demandas.

FPEA es el factor de expansión pérdidas de energía para consumos en alta tensión (AT).

10.6 DERECHOS DE CONEXIÓN Y REHABILITACIÓN

10.6.1 Derechos de Conexión

Los derechos de conexión se aplicarán de acuerdo a la potencia solicitada y al tipo de conexión.

A. Conexiones para suministros con demanda máxima menor a 10 kW

- A1) Conexión aérea monofásica
- A2) Conexión aérea trifásica
- A3) Conexión subterránea monofásica
- A4) Conexión subterránea trifásica

B. Conexiones para suministros con demanda máxima igual o mayor a 10 kW y menor a 50 kW

- B1) Conexión aérea
- B2) Conexión subterránea

C. Conexiones para suministros con demanda máxima igual o mayor a 50 kW

- C1) Conexión aérea
- C2) Conexión subterránea

D. Conexiones colectivas simultáneas con servicios comunes

Se cobrará el derecho de conexión que corresponda a la potencia total solicitada (que incluirá el de los servicios comunes) más una colocación de medidor para cada uno de los suministros individuales.

- D1) Colocación de medidor monofásico (sólo para conexiones colectivas)
- D2) Colocación de medidor trifásico (sólo para conexiones colectivas)

10.6.2 Derechos de Rehabilitación

Los derechos de rehabilitación se determinarán de acuerdo a la tarifa del suministro

E. Derecho de rehabilitación para usuarios de Tarifa 1



10. Mecanismo de traslado de costos. Fórmulas tarifarias

F. Derecho de rehabilitación para usuarios de Tarifa 2

G. Derecho de rehabilitación para usuarios de Tarifa 3



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



11. CUADRO Y RÉGIMEN TARIFARIOS PROPUESTOS

A continuación se presentan la metodología e hipótesis utilizadas para efectuar el cálculo de los parámetros del cuadro tarifario, y los valores resultantes considerando los costos de distribución a precios de diciembre de 2015 y los precios de abastecimiento en el MEM fijados por la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 6/2016 del 25 de enero de 2016.

11.1 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS TARIFARIOS Y VALIDACIÓN DEL CUADRO TARIFARIO

La determinación de los cargos (cargos fijos, cargos variables por energía y cargos por potencia) se efectúa mediante expresiones de cálculo que agregan y asignan los distintos componentes de costos (costos de redes, costos de gestión comercial y costos de conexión).

Los cargos tarifarios definidos para cada categoría de usuarios se definieron en el **Capítulo 10** de este Informe, y los componentes básicos de costos se describen a continuación.

Los parámetros de costos que intervienen en el cálculo del cuadro tarifario son los costos comerciales, los factores de pérdidas de energía y potencia, los costos de distribución correspondientes a cada categoría tarifaria y los costos de transporte.

La determinación de los mismos se describe a continuación.

11.1.1 Costos de gestión comercial

Los costos de gestión comercial se determinan y asignan para cada una de las siguientes categorías tarifarias principales, para las que pueden diferenciarse las actividades y costos de gestión asociados:

1. Costos de gestión comercial para usuarios residenciales = **CCR** expresado en \$/usu-mes
2. Costos de gestión comercial para usuarios generales = **CCG** expresado en \$/usu-mes
3. Costos de gestión comercial para usuarios con tarifa T2 más peaje = **CCT2PE** expresado en \$/usu-mes
4. Costos de gestión comercial para usuarios con tarifa T3 más peaje en BT= **CCT3PEB** expresado en \$/usu-mes
5. Costos de gestión comercial para usuarios con tarifa T3 más peaje en MT= **CCT3PEM** expresado en \$/usu-mes
6. Costos de gestión comercial para usuarios con tarifa T3 más peaje en AT= **CCT3PEA** expresado en \$/usu-mes

Estos cargos comerciales por categoría tarifaria principal serán luego aplicados en los cargos fijos de las distintas categorías tarifarias.

Estos costos se expresan por usuario y por mes, y se determinan según la siguiente fórmula general:

$$CC_j = \frac{CGC_j}{NU_j \times 12}$$

Dónde:

$CC_j =$

Costo comercial de la categoría principal de usuarios "j", expresado en [\$/usuario-mes]. Las categorías principales de usuarios "j" son: R; G; T2PE; T3PEB; T3PEM; T3PEA.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

- $CGC_j =$ Costo de Gestión Comercial de la categoría principal de usuarios "j" determinados para el año base.
- $NU_j =$ Cantidad promedio de usuarios de cada categoría principal "j", para el año base.

11.1.2 Costos de conexión

Los costos de conexión se determinan y asignan para cada una de las siguientes categorías tarifarias principales, para las que pueden diferenciarse las actividades y costos de conexión asociados:

1. Costos de conexión para usuarios residenciales = **CCXR** expresado en \$/usu-mes
2. Costos de conexión para usuarios generales = **CCXG** expresado en \$/usu-mes
3. Costos de conexión comercial para usuarios con tarifa T2 más peaje = **CCXT2PE** expresado en \$/usu-mes
4. Costos de conexión para usuarios con tarifa T3 más peaje en BT= **CCXT3PEB** expresado en \$/usu-mes
5. Costos de conexión para usuarios con tarifa T3 más peaje en MT= **CCXT3PEM** expresado en \$/usu-mes
6. Costos de conexión para usuarios con tarifa T3 más peaje en AT= **CCXT3PEA** expresado en \$/usu-mes

Estos cargos de conexión por categoría tarifaria principal serán luego aplicados en los cargos fijos de las distintas categorías tarifarias.

Estos costos se expresan por usuario y por mes, y se determinan según la siguiente fórmula general:

$$CC_j = \frac{CCXT_j}{NU_j \times 12}$$

Dónde:

- $CCX_j =$ Costo de conexión de la categoría principal de usuarios "j", expresado en [\$/usuario-mes]. Las categorías principales de usuarios "j" son: R; G; T2PE; T3PEB; T3PEM; T3PEA.
- $CCXT_j =$ Costo de conexión total de la categoría principal de usuarios "j" determinados para el año base.
- $NU_j =$ Cantidad promedio de usuarios de cada categoría principal "j", para el año base.

11.1.3 Factores de pérdidas de energía y potencia

Los factores de expansión de pérdidas (FP) de potencia y energía para cada etapa o nivel de tensión "i" de la red de distribución se determinaron a partir de los valores aplicados en las fórmulas tarifarias vigentes (establecidas en el Contrato de Concesión de Edenor) considerando el sendero de pérdidas propuesto en el punto 11.4.3.

Los valores determinados para cada etapa son los siguientes:

Usuarios con suministros en Alta Tensión:

Factor de pérdidas de potencia = FPP_{AT}

Factor de pérdidas de energía = FPE_{AT}



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Usuarios con suministros en Media Tensión:

Factor de pérdidas de potencia = FPP_{MT}

Factor de pérdidas de energía = FPE_{MT}

Usuarios con suministros en Baja Tensión:

Factor de pérdidas de potencia = FPP_{BT}

Factor de pérdidas de energía = FPE_{BT}

Estos factores se van acumulando aguas abajo a medida que intervienen más etapas de la red de distribución en el suministro al usuario final, según se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 11.1- Criterio de aplicación de los factores de expansión de pérdidas

Nivel de suministro	Factores de expansión de pérdidas (FEP) para cada nivel de suministro	
	FPE (de energía)	FPP (de potencia)
AT	FPE_{AT}	FPP_{AT}
MT	$FPE_{AT} \times FPE_{MT}$	$FPP_{AT} \times FPP_{MT}$
BT	$FPE_{AT} \times FPE_{MT} \times FPE_{BT}$	$FPP_{AT} \times FPP_{MT} \times FPP_{BT}$

11.1.4 Costos de redes correspondientes a cada categoría tarifaria

Los costos de redes se determinan y asignan para cada una de etapas o niveles de tensión de la red de distribución, distinguiendo las instalaciones que alimentan usuarios para las que se consideran solamente las redes de AT, MT y BT.

Estos costos de redes por etapa serán luego aplicados en las tarifas por uso de redes de las distintas categorías tarifarias de acuerdo a las etapas que utilice cada una de ellas.

Estos costos se expresan por unidad de potencia, demandada y/o transferida a una etapa aguas debajo de la red, en cada etapa o nivel de tensión de la red de distribución.

Estas etapas de la red, o niveles de tensión, son los siguientes:

1. **Red de AT (etapa AT):** comprende todas las redes (líneas aéreas y cables subterráneos) de Alta Tensión (132 kV y 220 kV) y ET 220 kV/132 kV.
2. **Red de MT (etapa MT):** comprende las redes (líneas aéreas y cables subterráneos) de MT (ya sea 33 o 13,24 kV) y SSEE AT/MT.
3. **Red de BT (etapa BT):** comprende las subestaciones de transformación de MT/BT (ya sea 33/0,4 kV o 13,2/0,4 kV) que alimentan usuarios urbanos y las redes (líneas aéreas y cables subterráneos) de 0,4 kV que alimentan usuarios urbanos.

Para cada una de estas etapas de la red se determinan los costos de redes según la siguiente fórmula general:

$$CR_i = \frac{CRT_i}{Pot_i}$$

Dónde:

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

- $CR_i =$ costo de redes de la etapa o nivel de tensión "i" de la red de distribución, expresado en [\$/kW-mes]. Las etapas de la red "i" son: AT; MT; BT.
- $CRT_i =$ costo de redes total de la etapa o nivel de tensión "i" de la red de distribución, expresado en [\$/año]. Las etapas de la red "i" son: AT; MT; BT.
- $Pot_i =$ Potencia máxima simultánea demandada y/o transferida a una etapa aguas debajo de la red, en cada etapa o nivel de tensión "i" de la red de distribución, para el año base.

Estos CR representan los costos de capital y explotación de cada etapa de la red. Para determinar los costos de redes **totales** hasta cada nivel de suministro (**CRT**), es decir el acumulado de todas las etapas entre el punto de suministro al usuario y el ingreso a la red de la distribuidora se deben sumar los costos de redes de las etapas aguas arriba afectados por los respectivos factores de pérdidas de potencia, según se muestra en la presente tabla.

Tabla 11.2- Criterio de cálculo de los costos de redes por nivel de suministro

Nivel de suministro	Costo de redes total (CRT) en cada nivel de suministro
AT	$CRT_{AT} = CR_{AT}$
MT	$CRT_{MT} = CR_{AT} \times FPP_{AT} + CR_{MT}$
BT	$CRT_{BT} = CR_{AT} \times FPP_{AT} \times FPP_{MT} + CR_{MT} \times FPP_{MT} + CR_{BT}$

A partir de estos costos de redes totales acumulados desde cada nivel de tensión de suministro hasta el ingreso a la red de distribución, se determinan los costos de redes asignados a cada categoría tarifaria, para lo que se consideran los siguientes parámetros:

- El costo de redes correspondientes al nivel de suministro de la categoría tarifaria
- Los factores de asignación a los costos de redes por nivel de suministro a cada categoría tarifaria
- Para T1R y T1G, los factores de asignación a cada bloque de consumo.

Para la categoría tarifaria T1 R se definen tres bloques de consumo:

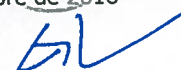
- Bloque 1 = consumos hasta 650 kWh/bim (T1 R1)
- Bloque 2 = consumos mayores a 650 kWh/bim y hasta 1600 kWh/bim (T1 R2)
- Bloque 3 = consumos mayores a 1600 kWh/bim (T1 R3)

Para la categoría tarifaria T1 G se definen las siguientes tres bandas de consumo:

- Banda 1 = consumos menores o iguales a 1000 kWh/bim (T1 G1)
- Banda 2 = consumos mayores a 1000 kWh/bim y menores o iguales a 4000 MWh/bim (T1 G2)
- Banda 3 = consumos mayores a 4000 kWh/bim

Los costos de redes para cada categoría tarifaria se determinan según las expresiones siguientes:

Tarifa 1 R (residencial). Costos de redes por bloque de consumo



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

$$CR_{R1} = CRT_{BT} \times FA_{R1}$$

$$CR_{R2} = CRT_{BT} \times FA_{R2}$$

$$CR_{R3} = CRT_{BT} \times FA_{R3}$$

Tarifa 1 G (general). Costos de redes por banda de consumo

$$CR_{G1} = CRT_{BT} \times FA_{G1}$$

$$CR_{G2} = CRT_{BT} \times FA_{G2}$$

$$CR_{G3} = CRT_{BT} \times FA_{G3}$$

Tarifa 1 AP (alumbrado público)

$$CR_{AP} = CRT_{BT} \times FA_{AP}$$

Tarifa 2 (medianas demandas)

$$CR_{2T2} = CRT_{BT} \times FA_{T2}$$

Tarifa 3 BT (grandes demandas baja tensión)

$$CR_{3BT} = CRT_{BT} \times FA_{3BT}$$

Tarifa 3 MT (grandes demandas media tensión)

$$CR_{3MT} = CRT_{MT} \times FA_{3MT}$$

Tarifa 3 AT (grandes demandas alta tensión)

$$CR_{3AT} = CRT_{AT} \times FA_{3AT}$$

Donde FA_i sin los factores de asignación de costos de redes correspondientes a cada categoría tarifaria "i" determinados mediante la campaña de medición.

11.1.5 Factores de asignación obtenidos de la campaña de medición

Los factores de asignación que se utilizan en la determinación de los parámetros tarifarios que se obtienen de la campaña de medición son los siguientes.

i. Factores de participación del consumo de energía por banda horaria

Son los factores que indican como se distribuye el consumo de energía en cada banda horaria para cada categoría tarifaria "i", o sea:

- Participación del consumo de energía en horas de pico de la categoría "i" = ap_i
- Participación del consumo de energía en horas de resto de la categoría "i" = ar_i
- Participación del consumo de energía en horas de valle de la categoría "i" = av_i

ii. Factores de coincidencia de la potencia máxima con el pico del sistema

Son los factores de coincidencia de la potencia máxima de cada categoría "i" con la potencia máxima del sistema de Edenor, que relacionan la potencia de la categoría tarifaria "i", coincidente con la máxima del sistema de Edenor, con la potencia máxima de cada categoría tarifaria "i".

El factor de simultaneidad correspondiente a cada categoría tarifaria "i" es: $FcoS_i$

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

iii. Factores de carga

Son los factores de carga, o sea la relación entre la energía mensual y el producto de la potencia máxima mensual por las horas del mes, correspondientes a las categorías "i" sin medición de potencia.

El factor de carga correspondiente a cada categoría tarifaria "i" es: FC_i

11.2 FACTORES DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE REDES A CADA CATEGORÍA TARIFARIA

Los factores de asignación de los costos de red en cada etapa de suministro (AT, MT y BT) a cada una de las categorías tarifarias se definieron de manera de moderar el impacto de la variación de costos en las categorías tarifarias residenciales, en especial las de menores consumos.

Además mediante estos factores se establecieron las señales de uso racional de la energía para las categorías de usuarios residenciales y comerciales, transfiriendo costos reducidos a los primeros bloques de consumo de estas categorías, y transfiriendo costos elevados para los bloques de mayor consumo.

Los valores adoptados se presentan a continuación.

Tabla 11.3- Factores de Asignación de Costos de Redes a las categorías tarifarias

Factores de asignación de costos de redes		
Factor asignación Costo R bloque 1	FAR1	0,37
Factor asignación Costo R bloque 2	FAR2	1,20
Factor asignación Costo R bloque 3	FAR3	3,00
Factor asignación Costo G bloque 1	FAG1	3,00
Factor asignación Costo G bloque 2	FAG2	7,00
Factor asignación Costo G bloque 3	FAG3	10,00
Factor asignación Costo AP	FAAP	1,05
Factor asignación Costo T2 + PE	FAT2PE	1,70
Factor asignación Costo T3 + PE BT	FAT3PEB	2,00
Factor asignación Costo T3 + PE MT	FAT3PEM	2,40
Factor asignación Costo T3 + PE AT	FAT3PEA	1,00

11.3 FACTORES DE CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

Los valores de los factores de caracterización de la carga que se utilizaron para asignar los costos de distribución y los costos de abastecimiento a los parámetros tarifarios de las distintas categorías se obtuvieron de las siguientes fuentes:

1. Los factores de carga (FC) y los factores de participación del consumo por banda horaria se adoptaron de la campaña de caracterización de la carga efectuada por Edenor durante el período diciembre de 2005 a septiembre de 2006 verificada por el ENRE.
2. Los factores de coincidencia con la demanda máxima de la distribuidora se estimaron a partir de mediciones posteriores (año 2015 y principios del año 2016).

Los valores resultantes se aplicaron a las ventas de energía y potencia registradas durante el año 2015, y se ajustaron los factores de manera de reproducir las compras de energía por banda horaria y la demanda máxima promedio de potencia realmente registradas.






11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Los factores de carga (FC) y los factores de participación del consumo para los horarios de pico y resto (%Ep y %Er) para las categorías tarifarias T1 R, T1 G y T 2, obtenidos de la campaña del año 2006 son los siguientes.

Tabla 11.4- Factores de Carga y de Porcentaje de consumo de energía por banda horaria

Campaña medición 2006						
TARIFA	FACTOR	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Promedio aplicado
T1R	FC	0,613	0,645	0,645	0,677	0,645
T1R	%Ep	0,302	0,291	0,287	0,278	0,290
T1R	%Er	0,491	0,496	0,482	0,487	0,489
T1G	FC	0,603	0,658	0,753		0,671
T1G	%Ep	0,231	0,242	0,246		0,240
T1G	%Er	0,649	0,612	0,582		0,614
T2	%Ep	0,238	0,216	0,231		0,228
T2	%Er	0,631	0,624	0,586		0,614

Por su parte los factores de coincidencia con la demanda máxima de la distribuidora (FCoD) para las categorías T1 R, T1 G, T 2, T3 BT, T3 MT y T3 AT, se estimaron a partir de mediciones posteriores efectuadas por Edenor durante los años 2015 y 2016 y procesadas por BAES. Los valores aplicados se muestran a continuación.

Tabla 11.5- Factores de Coincidencia con la demanda máxima de la distribuidora

Mediciones años 2015 y 2016		
TARIFA	FACTOR	FCoD aplicados
T1R	FCoD	0,844
T1G	FCoD	0,412
T2	FCoD	0,598
T3BT	FCoD	0,696
AP	FCoD	0,851
T3MT	FCoD	0,834
T3AT	FCoD	0,480

11.4 FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS PROPUESTOS

Tomando en cuenta el nivel de pérdidas totales de energía que se registran actualmente en Edenor, del orden del 16%, el análisis de las pérdidas se centró en el nivel de pérdidas que se consideró posible alcanzar durante el próximo período tarifario, para considerar ese nivel como una señal de eficiencia a aplicar durante todo el próximo período tarifario.

Inicialmente se efectuó un análisis de la evolución de algunos indicadores socioeconómicos en el área de concesión de Edenor y su relación con la morosidad y las pérdidas no técnicas registradas.

Luego de este análisis se desarrolló la estimación de las pérdidas totales (técnicas mas no técnicas) de energía óptimas, considerando las condiciones actuales del mercado atendido, es decir las que minimizan el costo total de las pérdidas residuales más el de las acciones requeridas para reducirlas.

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Una vez determinado ese nivel se determinaron los factores de expansión de pérdidas propuestos, que resultan en ese nivel determinado de pérdidas totales.

11.4.1 Relación entre la morosidad y las pérdidas no técnicas con la situación socioeconómica

La evolución de las pérdidas de la distribuidora no es independiente de la situación económica y social de la población para la cual presta el servicio.

Como se demuestra seguidamente, en los últimos años las pérdidas de energía totales de la empresa han seguido la evolución de las tasas de pobreza y desempleo del Conurbano, principal territorio de prestación de Edenor.

El Gobierno y otras instituciones proyectan que la actividad económica y la situación social mejoren en los próximos años de manera gradual, por lo que se estima que las pérdidas de energía no disminuyan abruptamente en el primer año luego de aplicadas las nuevas tarifas, sino también gradualmente.

En la siguiente figura, se puede observar la relación entre la tasa de pobreza del Conurbano y las pérdidas de energía totales de la distribuidora.

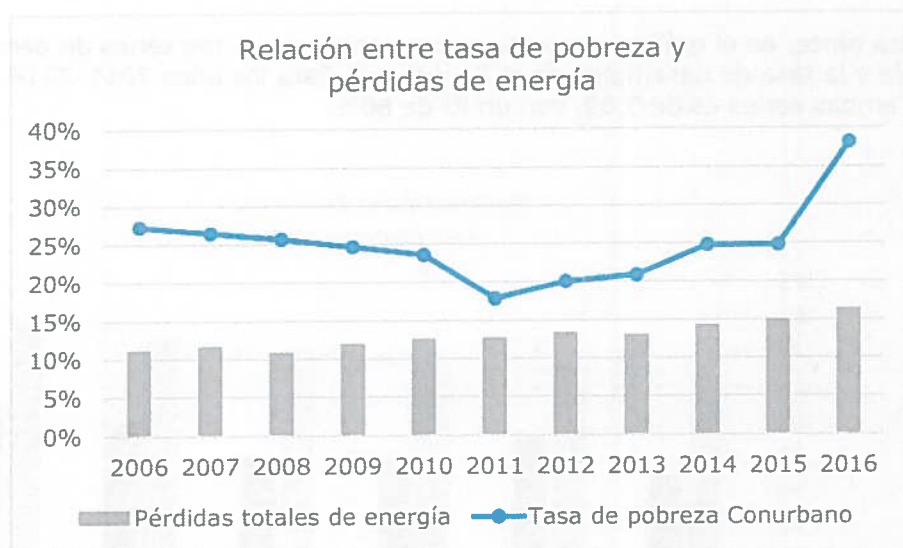


Figura 11.1-Relación entre tasa de pobreza y pérdidas de energía

En los últimos años se puede determinar la existencia de una correlación entre tasa de pobreza del Conurbano y las pérdidas totales de energía. La correlación de ambas series para los años 2010-2016 resultó ser de 0.89, con un R^2 de 79%.

El Conurbano Bonaerense cuenta en el corriente año con una tasa de pobreza del 38%¹¹ aproximada, el valor más alto desde 2004. Al igual que la pobreza, las pérdidas de energía en el 2016 son las más altas de la última década.

Si observamos detenidamente las tasas de crecimiento interanuales, es clara la relación entre las variables consideradas. Al aumentar el crecimiento de la pobreza, ha aumentado el crecimiento de las pérdidas:

¹¹ Fuente: Copes. Centro de Opinión Pública y Estudios Sociales, en base a Instituto Gino Germani.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

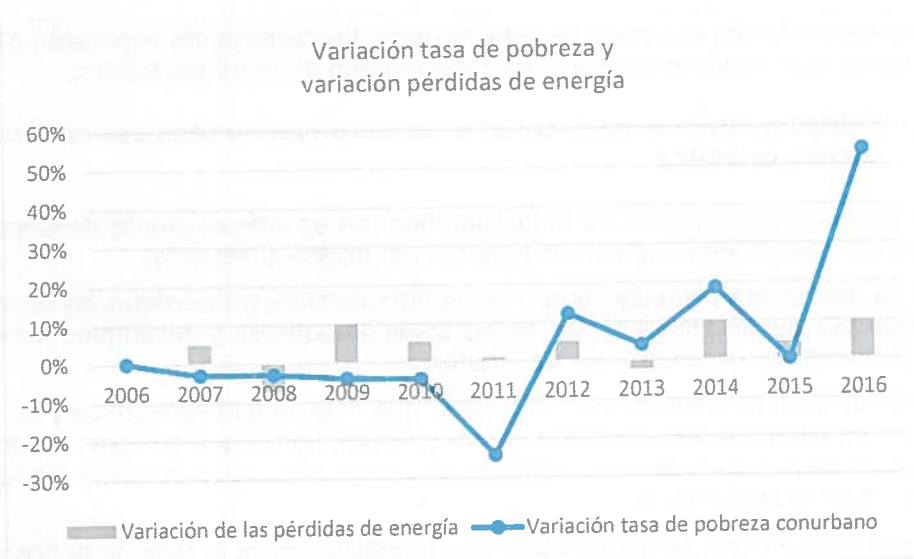


Figura 11.2-Variación de pobreza y variación de pérdidas de energía

Por otra parte, en el gráfico siguiente se pueden observar las series de pérdidas totales de energía y la tasa de desempleo en el Conurbano. Para los años 2011-2016 la correlación entre ambas series es de 0,89, con un R^2 de 80%.

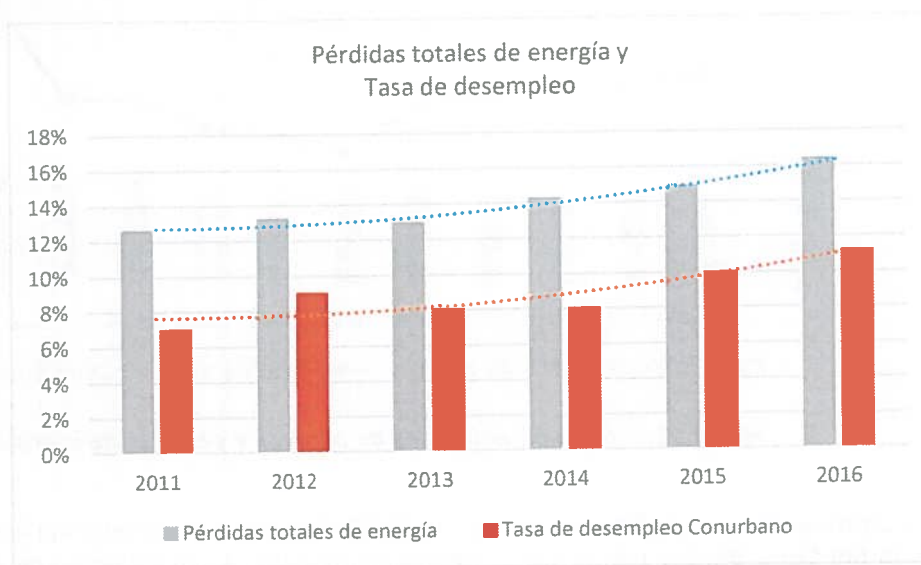


Figura 11.3-Evolución de pérdidas de energía y tasa de desempleo

El resultado anterior era esperable, ya que las series de tasas de desempleo y pobreza para el Conurbano para los años 2003-2016 poseen una correlación de 0.87 y un R^2 de 76%.

A esta situación se le agrega que los índices de empleo informal y de subempleo, son los más altos de la última década, lo que conlleva que los salarios de la población afectada sean precarios e inciertos.

80

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

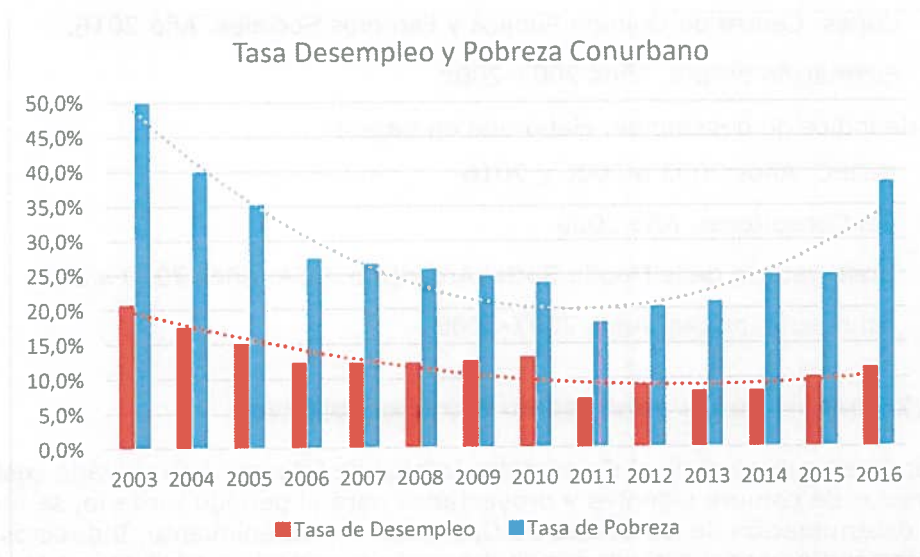


Figura 11.4-Evolución de la tasa de desempleo y pobreza en el conurbano

A. CONCLUSIONES

Si bien se espera que la situación social mejore en los próximos meses, se estima que llevará tiempo poder disminuir las pérdidas de energía y que las mismas disminuirán de manera gradual.

Tanto el actual Gobierno como consultoras privadas y organismos internacionales (como el FMI), pronostican mejoras graduales de la economía y de los aspectos sociales para los años 2017 a 2019: un aumento del PBI, una caída la inflación, del déficit y del desempleo. Esta proyección si bien es positiva, indica que los problemas se resolverán de manera paulatina.

Particularmente, las actualizaciones tarifarias en el Gran Buenos Aires y Capital Federal fueron postergadas durante muchos años y la población no se encuentra acostumbrada a que las mismas reflejen el valor real de la energía que consumen. Esta enorme distorsión de los precios relativos llevada a cabo de manera continuada durante más de una década, han instalado en la sociedad la idea de que las tarifas a pagar deben continuar siendo del orden de los valores actuales.

A esta situación se le adiciona el hecho de que la actualización tarifaria se dará en un contexto de muy alta inflación, profundos niveles de pobreza (especialmente en Conurbano) e índices altos de desempleo y empleo informal.

Dadas las condiciones sociales desfavorables, se espera que los niveles de pérdidas de energía no técnica sigan en aumento en el corriente año y que a pesar de realizar las acciones correspondientes, las mismas disminuyan de manera gradual al ritmo que la situación social mejore.

B. FUENTES

Serie de índice de pobreza, elaborada en base a:

- INDEC. Años 2003 a 2006
- SEL Consultores. Año 2009
- Observatorio de la Deuda Social Argentina. UCA. Años 2010 a 2015



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

- Copes. Centro de Opinión Pública y Estudios Sociales. Año 2016.
- Estimación propia. Años 2007-2008

Serie de índice de desempleo, elaborada en base a:

- INDEC. Años 2003 a 2006 y 2016
- Sel Consultores. Año 2009
- Observatorio de la Deuda Social Argentina. UCA. Años 2010 a 2015
- Estimación propia. Años 2007-2008

11.4.2 Análisis de las pérdidas no técnicas objetivo

Tomando en cuenta el nivel de pérdidas totales de Edenor, y su elevado costo considerando los precios de compra vigentes y proyectados para el período tarifario, se han considerado en la determinación de los Costos de Operación y Mantenimiento, Indirectos y de Explotación Comercial actividades de detección y control de pérdidas no técnicas con el objetivo de detectar y normalizar los consumos no registrados de energía, ya sea por alteraciones en los equipos de medición como por conexiones clandestinas directas a la red de distribución de la empresa.

Mediante las acciones de control y recuperación de pérdidas de energía previstas (inspecciones y normalizaciones de suministros alterados o clandestinos) en el dimensionamiento de la organización de la empresa modelo se considera factible lograr una reducción del nivel de pérdidas por hurto residual a un nivel del orden del 3,2 % del total de la energía ingresada a la red de distribución de la empresa a la finalización del período tarifario (año 2021).

Para la determinación del nivel de pérdidas comerciales o no técnicas de eficientes se ha procedido a determinar inicialmente la composición estimada de las pérdidas comerciales correspondientes al año base del estudio (2015), tomando en consideración la información aportada por la empresa, y la experiencia recogida al respecto por el consultor en otros países de Latinoamérica con similares composiciones socioeconómicas del mercado de distribución de energía eléctrica.

A. ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS PARA EL AÑO BASE

Para la determinación de las pérdidas no técnicas para el año base del estudio (2015) se efectuó inicialmente la agrupación de las distintas categorías de clientes en cuatro grupos, según su comportamiento estimado en relación al hurto de energía: clientes T1 R y T1 G en zonas de elevadas pérdidas no técnicas, resto de clientes T1 R y T1 G, clientes de medianas demandas (T2+peaje) y clientes de grandes demandas (T3+peaje), según se muestra en las tablas siguientes, donde también se presenta la energía total ingresada a la red, las pérdidas técnicas estimadas y las pérdidas no técnicas estimadas para el año base (2015).

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Tabla 11.6- Clientes y consumos totales de energía por categoría para el año 2015

Categoría tarifaria	Cantidad de clientes	Consumos totales MWh / año
T1R + Villas T1	2.454.008	10.115.715
T1G	321.122	1.879.442
AP		688.519
T2 + Peaje	33.823	1.831.468
T3 + Peaje	7.323	7.886.626
Total	2.816.276	22.401.770

Tabla 11.7- Clientes, consumos totales, consumos medios y pérdidas de energía para el año 2015

Categoría tarifaria		Cantidad de clientes	Consumos totales MWh / año	Consumos promedio MWh / cli-año
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	30%	832.539	3.598.547	4,3
T1 R y T1 G restantes	70%	1.942.591	8.396.610	4,3
AP			688.519	
T2 + Peaje		33.823	1.831.468	54,1
T3 + Peaje		7.323	7.886.626	1.077,0
TOTAL CLIENTES		2.816.276	22.401.770	
Energía ingresada a la red de distribución			26.321.589	
Pérdidas Técnicas estimadas		8,79%	2.313.668	
Pérdidas No Técnicas estimadas		6,10%	1.606.152	

Considerando esta agrupación se estimaron, a partir de la información recopilada en terreno y procesada y de hipótesis de cálculo, los clientes totales con irregularidades para todos los grupos establecidos.

Tabla 11.8- Estimación de casos de hurto y energía asociada por tipo de clientes para el año 2015

Tipo de cliente	Cantidad total de clientes	Total estimado de casos de Hurto al inicio del año
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	832.539	17,1% 142.364
T1 R y T1 G restantes	1.942.591	6,0% 116.555
Total T1	2.775.130	9,3% 258.919
T2 + Peaje	33.823	5,0% 1.691
T3 + Peaje	7.323	5,0% 366
TOTAL	2.816.276	260.976

Considerando que el año base no se efectuaron acciones de inspección para detección de clientes irregulares, ni de normalización de suministros alterados, se estimaron las pérdidas no técnicas asociadas a los clientes irregulares estimados anteriormente y los consumos anuales promedio por grupo de clientes, según se muestra en la tabla siguiente.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Tabla 11.9- Estimación del nivel de pérdidas por hurto por tipo de cliente para el año 2015

Tipo de cliente	Cantidad total de clientes	Total estimado de casos de Hurto al inicio del año	Inspecciones anuales (% de clientes)	Detecciones de Hurtos (% de inspecciones)	Consumos promedios [MWh/cit-año]	Hurto anual [MWh/año]
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	832.539	17,1% 142.364	0,0%	0	4,3	615.351
T1 R y T1 G restantes	1.942.591	6,0% 116.555	0,0%	0	4,3	503.795
Total T1	2.775.130	9,3% 258.919	0,0%	0		
T2 + Peaje	33.823	5,0% 1.691	0,0%	0	54,1	91.565
T3 + Peaje	7.323	5,0% 366	0,0%	0	1.077,0	394.170
TOTAL	2.816.276	260.976	0,0%	0		1.604.880

Pérdidas No Técnicas anual [MWh]	1.604.880
Energía ingresada a la red de distribución [MWh]	26.321.589
% de Hurto sobre Energía ingresada a distribución	6,10%

Según puede apreciarse las pérdidas no técnicas estimadas para el año 2015 (base) resultan del 6,10% de la energía ingresada a la red de distribución.

Por otra parte se estimaron las pérdidas técnicas totales para el mismo año 2015, las que resultaron en un 8,79% de la energía ingresada a la red de distribución en el mismo año 2015.

Por lo tanto las pérdidas totales resultante ascendieron al 14,89 % de la energía total ingresada a la red de distribución.

B. DETERMINACIÓN DEL NIVEL ÓPTIMO DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Para determinar el nivel óptimo de pérdidas no técnicas se efectuó un análisis de la evolución de las pérdidas en función de las acciones de inspección efectuadas, y los costos totales que surgen de la suma de los costos de las acciones más los costos de las pérdidas, para evaluar el escenario de mínimo costo total.

Las hipótesis adoptadas fueron las siguientes:

- Para un nivel determinado de inspecciones (porcentaje anual de inspecciones respecto de la cantidad de clientes) a los clientes de grandes demandas, T3, se consideró la mitad del porcentaje de inspecciones para clientes de medianas demandas, T2; y 0,19 del porcentaje de inspecciones para los clientes de pequeñas demandas residenciales y generales, T1 R y T1 G.
- Las inspecciones de los clientes de pequeñas demandas residenciales y generales, T1 R y T1 G se distribuyeron de manera que el porcentaje anual de inspecciones (respecto del total de clientes) en las zonas de altas pérdidas sea 2 veces el porcentaje anual de inspecciones a efectuar en las zonas normales.
- Se consideró que la efectividad de las inspecciones (o sea los casos en que se detectan irregularidades sobre los casos totales inspeccionados) es del 5% para los clientes de T3, del 10% para los clientes de T2 y del 15% para todos los clientes T1 R y T1 G, porcentaje distribuido en un 15% para los clientes T1 R y T1 G (el %% en zonas normales y el 26,7% en las zonas de altas pérdidas).

Para la determinación del nivel de pérdidas se estima para una determinada cantidad de inspecciones la cantidad de casos de hurto detectados, según se muestra en la tabla siguiente para una cantidad anual total, a modo de ejemplo, de 55 152 inspecciones.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Tabla 11.10- Estimación del nivel de pérdidas por hurto por tipo de cliente según las acciones de control

Tipo de cliente	Cantidad total de clientes	Total estimado de casos de Hurto al inicio del año	Inspecciones anuales (% de clientes)	Detecciones de Hurtos (% de inspecciones)
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	832.539	17,1% 142.364	2,9% 24.336	26,7% 6.490
T1 R y T1 G restantes	1.942.591	6,0% 116.555	1,5% 28.393	5,0% 1.420
Total T1	2.775.130	9,3% 258.919	1,9% 52.729	15,0% 7.910
T2 + Peaje	33.823	5,0% 1.691	5,0% 1.691	10,0% 169
T3 + Peaje	7.323	5,0% 366	10,0% 732	5,0% 37
TOTAL	2.816.276	260.976	2,0% 55.152	14,7% 8.116

A continuación, se determinaron los casos hurto no detectado restantes y la incorporación de casos de reincidencia y nuevos casos de hurto no existentes al inicio del período, para determinar el hurto residual persistente luego de efectuar las acciones.

Tabla 11.11- Estimación del nivel de hurto residual por tipo de cliente según las acciones de control

Tipo de cliente	Cantidad total de clientes	% reincidencia más nuevas alteraciones	Casos permanentes de Hurto	Hurto residual (permanente) [MWh/año]
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	832.539	1,3% 10.823	146.697	634.080
T1 R y T1 G restantes	1.942.591	0,1% 1.943	117.078	506.053
Total T1	2.775.130			
T2 + Peaje	33.823	0,1% 34	1.556	84.246
T3 + Peaje	7.323	0,1% 7	336	362.209
TOTAL	2.816.276	12.807	265.667	1.586.587

Para determinar los costos anuales de las acciones de inspección y normalización de las irregularidades detectadas, y el costo anual de las pérdidas no técnicas residuales, se utilizan los siguientes costos unitarios. Se consideró el precio monómico de compra considerando la eliminación total de subsidios.

Tabla 11.12- Costos unitarios de las acciones de control de pérdidas

Costo unitario de acciones [\$ / acción]	Inspección	Normalización
Residenciales y generales	929	1.742
Medianas Demandas	1.327	3.203
Grandes Demandas	3.096	4.803

	\$/MWh
Precio Monómico de compra	1.000

Para el ejemplo de cantidad de 55.152 acciones anuales planteadas, el cálculo de los costos de las acciones de inspección y normalización y de la energía de pérdidas se muestra en la tabla siguiente.



GL



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Tabla 11.13- Determinación del costo de las acciones de control de pérdidas y del costo de las pérdidas

Tipo de cliente	Cantidad inspecciones	Cantidad normaliz.	Costo Inspecciones [\$/acción]	Costo normaliz. [\$/acción]	Costo total acciones [miles \$]
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	24.336	6.490	929	1.742	33.923
T1 R y T1 G restantes	28.393	1.420	929	1.742	28.862
T2 + Peaje	1.691	169	1.327	3.203	2.786
T3 + Peaje	732	37	3.096	4.803	2.444
TOTAL	55.152	8.116			68.015

	Pérdidas no técnicas [MWh]	Pérdidas no técnicas [%]	Costo energía [\$/MWh]	Costo de pérdidas [miles \$]
Pérdidas No Técnicas	1.586.004	6,0%	1.000	1.586.004

Para determinar el nivel óptimo de acciones de control de pérdidas, como así también las pérdidas residuales que resultan del mismo se determinó el costo total de las acciones de control y de las pérdidas resultantes para distintas cantidades de acciones anuales, y los resultados obtenidos se muestran los siguientes gráficos.

Figura 11-5 - Costo total de control de pérdidas en función de la cantidad de acciones

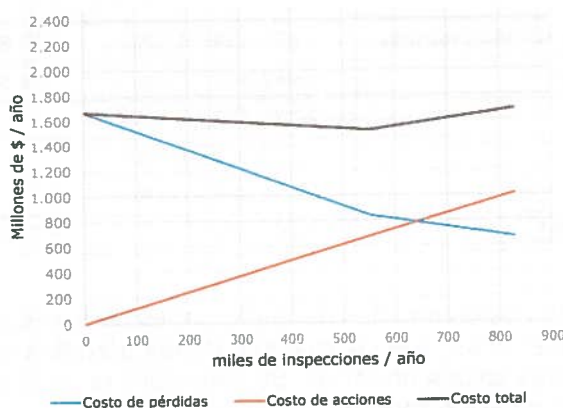
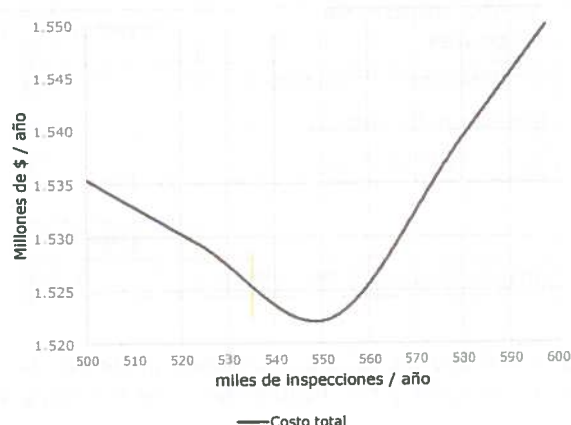


Figura 11-6 - Costo total de control de pérdidas en función de la cantidad de acciones (detalle)





11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Según puede observarse el nivel de costo total mínimo se logra para una cantidad total de 857.360 inspecciones, que resultan en 202.088 normalizaciones de suministros, según se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 11.14- Inspecciones y detección de hurtos de energía para el nivel óptimo de acciones

Tipo de cliente	Cantidad total de clientes	Total estimado de casos de Hurto al inicio del año	Inspecciones anuales (% de clientes)	Detecciones de Hurtos (% de inspecciones)
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	832.539	17,1% 142.364	29,2% 243.365	26,7% 64.898
T1 R y T1 G restantes	1.942.591	6,0% 116.555	14,6% 283.926	5,0% 14.196
Total T1	2.775.130	9,3% 258.919	19,0% 527.291	15,0% 79.094
T2 + Peaje	33.823	5,0% 1.691	50,0% 16.912	10,0% 1.691
T3 + Peaje	7.323	5,0% 366	100,0% 7.323	5,0% 366
TOTAL	2.816.276	260.976	19,6% 551.526	14,7% 81.151

Con este nivel de acciones de control de pérdidas, el nivel de hurto residual que resulta es el que se presenta a continuación.

Tabla 11.15- Pérdidas no técnicas residuales para el nivel óptimo de acciones de control

Tipo de cliente	Casos de Hurto no detectado	% reincidencia más nuevas alteraciones	Casos permanentes de Hurto	Hurto residual (permanente) [MWh/año]
T1 R y T1 G en zonas de altas pérdidas	77.466	1,3% 10.823	88.289	381.618
T1 R y T1 G restantes	102.359	0,1% 1.943	104.302	450.831
Total T1				
T2 + Peaje	0	0,1% 34	34	1.831
T3 + Peaje	0	0,1% 7	7	7.887
TOTAL	179.825	12.807	192.632	842.167
Pérdidas No Técnicas residuales [MWh]				842.167
Energía ingresada a la red de distr. [MWh]				26.321.589
% de Hurto sobre Energía ingresada a distrib.				3,20%

11.4.3 Factores de pérdidas propuestos

Como consecuencia del análisis efectuado, y considerando la reducción prevista de las pérdidas técnicas durante el período tarifario, resultante de la recuperación de los niveles de reserva operativa (reducción de la carga) en las instalaciones de AT, MT y BT a raíz de las inversiones proyectadas, y el nivel de pérdidas no técnicas residuales optimizadas determinadas anteriormente para el año final del período tarifario, 2021, los valores de pérdidas proyectadas se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 11.16- Valores de pérdidas técnicas, no técnicas y totales para el período 2017 a 2021

Evolución de Pérdidas	2017	2018	2019	2020	2021
Pérdidas técnicas	9,3%	9,2%	9,0%	8,9%	8,8%
Pérdidas no técnicas	6,0%	5,3%	4,7%	4,0%	3,2%
Pérdidas totales	15,3%	14,5%	13,7%	12,9%	12,0%



GL



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Para determinar los factores de pérdidas por nivel de tensión propuestos, que permiten reproducir un sendero de pérdidas reconocidas ajustado a la proyección de pérdidas prevista, pero partiendo de un valor del 15%, inferior al previsto para el año 2017, y del 12% en el año 2021 de la energía ingresada a la red, se efectuó un balance de energía durante todo el período tarifario y partiendo de los factores de expansión de pérdidas actuamente vigentes, se ajustaron los mismos, de manera de obtener el nivel de pérdidas totales objetivo para todo el período, según se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 11.17- Balances de energía para el período tarifario con un nivel total de pérdidas del 12%

Balances de Energía		2.017	2.018	2.019	2.020	2.021
Ingreso a Edenor	MWh	27.197.437	27.830.630	28.443.252	29.130.463	29.747.216
Pérdidas técnicas en AT	MWh	1.273.077	1.249.213	1.184.925	1.120.325	1.032.562
Ventas en AT	MWh	125.960	130.372	135.074	139.510	143.793
Ingreso a MT	MWh	25.798.401	26.451.045	27.123.253	27.870.627	28.570.861
Pérdidas técnicas en MT	MWh	1.556.632	1.545.883	1.498.885	1.452.255	1.383.188
Ventas en MT	MWh	6.065.791	6.278.278	6.504.711	6.718.329	6.924.551
Ingreso a BT	MWh	18.175.977	18.626.883	19.119.658	19.700.043	20.263.122
Pérdidas totales en BT	MWh	1.249.888	1.245.910	1.218.593	1.193.988	1.153.926
Ventas en BT	MWh	16.926.090	17.380.973	17.901.065	18.506.054	19.109.196
Pérdidas TOTALES	MWh	4.079.597	4.041.007	3.902.402	3.766.569	3.569.676
Pérdidas TOTALES	%	15,00%	14,52%	13,72%	12,93%	12,00%

Los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia que permiten reproducir el sendero de pérdidas de energía reconocidas por etapa de red, que son los propuestos para cada año del período tarifario se presentan a continuación.

Tabla 11.18- Factores de Expansión de Pérdidas de energía y potencia propuestos

Factores de pérdidas de energía por etapa de red					
	2017	2018	2019	2020	2021
FPE AT	1,049	1,047	1,043	1,040	1,036
FPE MT	1,064	1,062	1,058	1,055	1,051
FPE BT	1,074	1,072	1,068	1,065	1,060

Factores de pérdidas de potencia por etapa de red					
	2017	2018	2019	2020	2021
FPP AT	1,051	1,049	1,046	1,042	1,038
FPP MT	1,069	1,067	1,063	1,060	1,056
FPP BT	1,081	1,079	1,075	1,072	1,068

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

11.5 CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

El cuadro tarifario propuesto, considerando costos comerciales y de distribución con precios de diciembre de 2015, y costos de abastecimientos en el MEM establecidos por la Resolución del Ministerio de Energía y Minería N° 6/2016 del 25 de enero de 2016, se presenta a continuación (los límites de consumo de cada bloque están expresados en kWh/bimestre).

Se presentan a continuación los valores resultantes y el resumen de las principales hipótesis.

11.5.1 Valores resultantes

TARIFA 1 Residencial con ahorro > 20%			
Cargo Fijo residencial	CF_R	[\$/mes]	76
Cargo Variable hasta 650 kWh/bim - R1	CV_{R1}	[\$/kWh]	0,3532
Cargo Variable mayores a 650 kWh/bim hasta 1600 kWh/bim - R2	CV_{R2}	[\$/kWh]	0,5928
Cargo Variable mayores a 1600 kWh/bim - R3	CV_{R3}	[\$/kWh]	1,1124
TARIFA 1 Residencial con ahorro 10% > 20%			
Cargo Fijo residencial	CF_R	[\$/mes]	76
Cargo Variable hasta 650 kWh/bim - R1	CV_{R1}	[\$/kWh]	0,4132
Cargo Variable mayores a 650 kWh/bim hasta 1600 kWh/bim - R2	CV_{R2}	[\$/kWh]	0,6528
Cargo Variable mayores a 1600 kWh/bim - R3	CV_{R3}	[\$/kWh]	1,1724
TARIFA 1 Residencial sin ahorro			
Cargo Fijo residencial	CF_R	[\$/mes]	76
Cargo Variable hasta 650 kWh/bim - R1	CV_{R1}	[\$/kWh]	0,4971
Cargo Variable mayores a 650 kWh/bim hasta 1600 kWh/bim - R2	CV_{R2}	[\$/kWh]	0,7367
Cargo Variable mayores a 1600 kWh/bim - R3	CV_{R3}	[\$/kWh]	1,2563
TARIFA 1 Residencial Social con ahorro			
Cargo Fijo residencial social S	CF_S	[\$/mes]	76
Cargo variable S bloque 0 - E ≤ 300 kWh/bim	CV_{S0}	[\$/kWh]	-
Cargo variable S bloque 1 - 300 < E ≤ 650 kWh/bim	CV_{S1}	[\$/kWh]	0,1494
Cargo variable S bloque 2 - 650 < E ≤ 1600 kWh/bim	CV_{S2}	[\$/kWh]	0,3890
Cargo variable S bloque 3 - E > 1600 kWh/bim	CV_{S3}	[\$/kWh]	0,9086
TARIFA 1 General			
Cargo Fijo general	CF_G	[\$/mes]	181
Cargo variable G1 - E ≤ 1000 kWh/bim	CV_{G1}	[\$/kWh]	1,2204
Cargo variable G2 - 1000 < E ≤ 4000 kWh/bim	CV_{G2}	[\$/kWh]	2,3290
Cargo variable G3 - E < 4000 kWh/bim	CV_{G3}	[\$/kWh]	3,1604
TARIFA 1 Residencial MA			
Cargo variable hasta 150 kWh/mes (bloque 0)	CF_{RMA}	[\$/kWh]	0,3802
Cargo variable R MA con ahorro	CV_{RMAca}	[\$/kWh]	0,5297
TARIFA 1 General MA			
Cargo Variable G MA	CV_{GMA}	[\$/kWh]	1,8235
TARIFA 1 alumbrado público			
Cargo Variable AP	CV_{AP}	[\$/kWh]	0,8095



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

TARIFA 2

Cargo Fijo T2	CF_{T2}	[\$/kWh]	481
Cargo por capacidad de suministro contratada T2	CC_{T2}	[\$/kW-mes]	231
Cargo por potencia máxima registrada en pico T2	CP_{T2}	[\$/kW-mes]	1,32
Cargo Variable T2	CV_{T2}	[\$/kWh]	0,3870

TARIFA 3 en Baja Tensión P < 300 kW

Cargo Fijo T3 BT	CF_{T3B}	[\$/mes]	1.353
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 BT	CC_{T3B}	[\$/kW-mes]	272
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 BT	CP_{T3B}	[\$/kW-mes]	1,54
Cargo Variable en punta T3 BT	CVP_{T3B}	[\$/kWh]	0,392
Cargo Variable en resto T3 BT	CVR_{T3B}	[\$/kWh]	0,387
Cargo Variable en valle T3 BT	CVV_{T3B}	[\$/kWh]	0,381

TARIFA 3 en Baja Tensión P >= 300 kW

Cargo Fijo T3 BT	CF_{T3B}	[\$/mes]	1.353
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 BT	CC_{T3B}	[\$/kW-mes]	272
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 BT	CP_{T3B}	[\$/kW-mes]	1,54
Cargo Variable en punta T3 BT	CVP_{T3B}	[\$/kWh]	0,933
Cargo Variable en resto T3 BT	CVR_{T3B}	[\$/kWh]	0,928
Cargo Variable en valle T3 BT	CVV_{T3B}	[\$/kWh]	0,922

TARIFA 3 en Media Tensión P < 300 kW

Cargo Fijo T3 MT	CF_{T3M}	[\$/mes]	5.331
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 MT	CC_{T3M}	[\$/kW-mes]	135
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 MT	CP_{T3M}	[\$/kW-mes]	1,74
Cargo Variable en punta T3 MT	CVP_{T3M}	[\$/kWh]	0,365
Cargo Variable en resto T3 MT	CVR_{T3M}	[\$/kWh]	0,360
Cargo Variable en valle T3 MT	CVV_{T3M}	[\$/kWh]	0,355

TARIFA 3 en Media Tensión P >= 300 kW

Cargo Fijo T3 MT	CF_{T3M}	[\$/mes]	5.331
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 MT	CC_{T3M}	[\$/kW-mes]	135
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 MT	CP_{T3M}	[\$/kW-mes]	1,74
Cargo Variable en punta T3 MT	CVP_{T3M}	[\$/kWh]	0,869
Cargo Variable en resto T3 MT	CVR_{T3M}	[\$/kWh]	0,864
Cargo Variable en valle T3 MT	CVV_{T3M}	[\$/kWh]	0,859



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

TARIFA 3 en Alta Tensión P < 300 kW

Cargo Fijo T3 AT	CF_{T3A}	[\$/mes]	567.691
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 AT	CC_{T3A}	[\$/kW-mes]	17
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 AT	CP_{T3A}	[\$/kW-mes]	1,60
Cargo Variable en punta T3 AT	CVP_{T3A}	[\$/kWh]	0,343
Cargo Variable en resto T3 AT	CVR_{T3A}	[\$/kWh]	0,338
Cargo Variable en valle T3 AT	CVV_{T3A}	[\$/kWh]	0,333

TARIFA 3 en Alta Tensión P >= 300 kW

Cargo Fijo T3 AT	CF_{T3A}	[\$/mes]	567.691
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 AT	CC_{T3A}	[\$/kW-mes]	17
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 AT	CP_{T3A}	[\$/kW-mes]	1,60
Cargo Variable en punta T3 AT	CVP_{T3A}	[\$/kWh]	0,817
Cargo Variable en resto T3 AT	CVR_{T3A}	[\$/kWh]	0,812
Cargo Variable en valle T3 AT	CVV_{T3A}	[\$/kWh]	0,807

Costo Peaje P2

Cargo Fijo T2	CF_{P2}	[\$/kWh]	481
Cargo por capacidad de suministro contratada T2	CC_{P2}	[\$/kW-mes]	231
Cargo por potencia máxima registrada en pico T2	CP_{P2}	[\$/kW-mes]	0,35
Cargo Variable T2	CV_{T2}	[\$/kWh]	0,064

Costo Peaje P3 en Baja Tensión P < 300 kW

Cargo Fijo T3 BT	CF_{P3B}	[\$/mes]	1.353
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 BT	CC_{P3B}	[\$/kW-mes]	272
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 BT	CP_{P3B}	[\$/kW-mes]	0,41
Cargo Variable en punta T3 BT	CVP_{P3B}	[\$/kWh]	0,065
Cargo Variable en resto T3 BT	CVR_{P3B}	[\$/kWh]	0,064
Cargo Variable en valle T3 BT	CVV_{P3B}	[\$/kWh]	0,063

Costo Peaje P3 en Media Tensión P >= 300 kW

Cargo Fijo T3 MT	CF_{P3M}	[\$/mes]	5.331
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 MT	CC_{P3M}	[\$/kW-mes]	135
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 MT	CP_{P3M}	[\$/kW-mes]	0,36
Cargo Variable en punta T3 MT	CVP_{P3M}	[\$/kWh]	0,091
Cargo Variable en resto T3 MT	CVR_{P3M}	[\$/kWh]	0,090
Cargo Variable en valle T3 MT	CVV_{P3M}	[\$/kWh]	0,090

Costo Peaje P3 en Alta Tensión P >= 300 kW

Cargo Fijo T3 AT	CF_{P3A}	[\$/mes]	567.691
Cargo por capacidad de suministro contratada T3 AT	CC_{P3A}	[\$/kW-mes]	17
Cargo por potencia máxima registrada en pico T3 AT	CP_{P3A}	[\$/kW-mes]	0,24
Cargo Variable en punta T3 AT	CVP_{P3A}	[\$/kWh]	0,038
Cargo Variable en resto T3 AT	CVR_{P3A}	[\$/kWh]	0,038
Cargo Variable en valle T3 AT	CVV_{P3A}	[\$/kWh]	0,038



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

11.5.2 Principales hipótesis

Costos de abastecimiento

Precio de la potencia en el MEM

Precio de abastecimiento de potencia TR <= 300 kWh/bim	Ppo_t	[\$/kW-mes]	-
Precio de abastecimiento de potencia TR 300 < E <= 650 k'	Ppo_t	[\$/kW-mes]	1,50733
Precio de abastecimiento de potencia TR 650 < E <= 1000	Ppo_t	[\$/kW-mes]	1,53900
Precio de abastecimiento de potencia TR > 1000 kWh/bim	Ppo_t	[\$/kW-mes]	1,62422
Precio de abastecimiento de potencia Resto	Ppo_t	[\$/kW-mes]	1,62422

Costos de transporte en el MEM

Costos de Transporte R bloque 1	CT_{R1}	[\$/kW-mes]	0,07973
Costos de Transporte R bloque 2	CT_{R2}	[\$/kW-mes]	0,11140
Costos de Transporte R bloque 3	CT_{R3}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte G1	CT_{G1}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte G2	CT_{G2}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte G3	CT_{G3}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte AP	CT_{AP}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte T2	CT_{T2}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte T3 BT	CT_{T3B}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte T3 MT	CT_{T3M}	[\$/kW-mes]	0,19662
Costos de Transporte T3 AT	CT_{T3A}	[\$/kW-mes]	0,19662

GL



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Precio de la energía en el MEM

Tarifa Social con ahorro	Precio de energía en horas de pico	Pep_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,03139
	Precio de energía en horas de resto	Per_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,02709
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,02226
Tarifa Social sin ahorro	Precio de energía en horas de pico	Pep_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,32139
	Precio de energía en horas de resto	Per_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,31709
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,31226
Tarifa Residencial con ahorro > 20%	Precio de energía en horas de pico	Pep_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,20139
	Precio de energía en horas de resto	Per_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,19709
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,19226
Tarifa Residencial con ahorro 10% > 20%	Precio de energía en horas de pico	Pep_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,25139
	Precio de energía en horas de resto	Per_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,24709
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,24226
TR y TRS sin ahorro y restantes < 300 kW	Precio de energía en horas de pico	Pep_{s/a}	[\$/kWh]	0,32139
	Precio de energía en horas de resto	Per_{s/a}	[\$/kWh]	0,31709
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{s/a}	[\$/kWh]	0,31226
Tarifa 3 y Peaje >= 300 kW	Precio de energía en horas de pico	Pep_{T3}	[\$/kWh]	0,77302
	Precio de energía en horas de resto	Per_{T3}	[\$/kWh]	0,76872
	Precio de energía en horas de valle	Pev_{T3}	[\$/kWh]	0,76389



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016

GL



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Costo de la energía del Fondo Nacional de Energía Eléctrica

Fondo Nacional de Energía Eléctrica	FNEE	[\$/kWh]	0,00547
-------------------------------------	-------------	------------	---------

Costo de la Energía a trasladar a tarifas

Tarifa Social con ahorro	Costo de energía en horas de pico	CEP_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,03686
	Costo de energía en horas de resto	CER_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,03256
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{RS c/a}	[\$/kWh]	0,02773
Tarifa Social sin ahorro	Costo de energía en horas de pico	CEP_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,32686
	Costo de energía en horas de resto	CER_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,32256
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{RS s/a}	[\$/kWh]	0,31773
Tarifa Residencial con ahorro > 20%	Costo de energía en horas de pico	CEP_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,20686
	Costo de energía en horas de resto	CER_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,20256
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{R c/a >20%}	[\$/kWh]	0,19773
Tarifa Residencial con ahorro 10% > 20%	Costo de energía en horas de pico	CEP_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,25686
	Costo de energía en horas de resto	CER_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,25256
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{R c/a <20%}	[\$/kWh]	0,24773
TR1 y TRS sin ahorro y restantes < 300 kW	Costo de energía en horas de pico	CEP_{s/a}	[\$/kWh]	0,32686
	Costo de energía en horas de resto	CER_{s/a}	[\$/kWh]	0,32256
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{s/a}	[\$/kWh]	0,31773
Tarifa 3 y Peaje >= 300 kW	Costo de energía en horas de pico	CEP_{T3}	[\$/kWh]	0,77849
	Costo de energía en horas de resto	CER_{T3}	[\$/kWh]	0,77419
	Costo de energía en horas de valle	CEV_{T3}	[\$/kWh]	0,76936



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Costos de gestión comercial

Costo de gestión comercial residencial	CCR	[\$/mes]	64,9
Costo de gestión comercial general	CCG	[\$/mes]	123,9
Costo de gestión comercial T2	CC_{T2}	[\$/mes]	210,4
Costo de gestión comercial grandes demandas BT	CC_{3B}	[\$/mes]	292,8
Costo de gestión comercial grandes demandas MT	CC_{3M}	[\$/mes]	627,1
Costo de gestión comercial grandes demandas AT	CC_{3A}	[\$/mes]	1.375,7

Costos unitarios de conexión

Costo unitario de conexión residencial	CNX_R	[\$/usu.-mes]	11,2
Costo unitario de conexión general	CNX_G	[\$/usu.-mes]	57,0
Costo unitario de conexión T2	CNX_{T2}	[\$/usu.-mes]	270,8
Costo unitario de conexión T3 BT	CNX_{3B}	[\$/usu.-mes]	1.060,0
Costo unitario de conexión T3 MT	CNX_{3M}	[\$/usu.-mes]	4.704,0
Costo unitario de conexión T3 AT	CNX_{3A}	[\$/usu.-mes]	566.314,8

Costos de redes

Costos de redes por categoría

Costo de redes R bloque 1	CR_{R1}	[\$/kW-mes]	50,3
Costo de redes R bloque 2	CR_{R2}	[\$/kW-mes]	163,0
Costo de redes R bloque 3	CR_{R3}	[\$/kW-mes]	407,5
Costo de redes G1	CR_{G1}	[\$/kW-mes]	407,5
Costo de redes G2	CR_{G2}	[\$/kW-mes]	950,8
Costo de redes G3	CR_{G3}	[\$/kW-mes]	1.358,2
Costo de redes AP	CR_{AP}	[\$/kW-mes]	142,6
Costo de redes T2	CR_{T2PE}	[\$/kW-mes]	230,9
Costo de redes T3 BT	CR_{T3PEB}	[\$/kW-mes]	271,6
Costo de redes T3 MT	CR_{T3PEM}	[\$/kW-mes]	134,6
Costo de redes T3 AT	CR_{T3PEA}	[\$/kW-mes]	16,7



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Factores de pérdidas

Factores de pérdidas de potencia en cada etapa

Factor de pérdidas de potencia etapa AT	FPP_{E-AT}	1,0511
Factor de pérdidas de potencia etapa MT	FPP_{E-MT}	1,0691
Factor de pérdidas de potencia etapa BT	FPP_{E-BT}	1,0811

Factores de pérdidas de energía en cada etapa

Factor de pérdidas de energía etapa AT	FPE_{E-AT}	1,0491
Factor de pérdidas de energía etapa MT	FPE_{E-MT}	1,0642
Factor de pérdidas de energía etapa BT	FPE_{E-BT}	1,0738

Factores de pérdidas de potencia acumulados por etapa

Factor de pérdidas de potencia acumulados etapa AT	FPP_{AT}	1,0511
Factor de pérdidas de potencia acumulados etapa MT	FPP_{MT}	1,1238
Factor de pérdidas de potencia acumulados etapa BT	FPP_{BT}	1,2149

Factores de pérdidas de energía acumulados por etapa

Factor de pérdidas de energía acumulados etapa AT	FPE_{AT}	1,0491
Factor de pérdidas de energía acumulados etapa MT	FPE_{MT}	1,1165
Factor de pérdidas de energía acumulados etapa BT	FPE_{BT}	1,1989

Factores de caracterización de cada categoría Tarifaria

Factores de participación del consumo de energía por banda horaria

Residenciales	Part. consumo en horas de pico	ap_R	0,290
	Part. consumo en horas de resto	ar_R	0,489
	Part. consumo en horas de valle	av_R	0,222
Generales	Part. consumo en horas de pico	ap_G	0,240
	Part. consumo en horas de resto	ar_G	0,614
	Part. consumo en horas de valle	av_G	0,146
T2	Part. consumo en horas de pico	ap_{T2}	0,228
	Part. consumo en horas de resto	ar_{T2}	0,614
	Part. consumo en horas de valle	av_{T2}	0,158
AP	Part. consumo en horas de pico	ap_{AP}	0,356
	Part. consumo en horas de resto	ar_{AP}	0,110
	Part. consumo en horas de valle	av_{AP}	0,534

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Factores de coincidencia

Factor de coincidencia con la distribuidora - R	FCoD_R	0,84
Factor de coincidencia con la distribuidora - G	FCoD_G	0,41
Factor de coincidencia con la distribuidora - AP	FCoD_{AP}	1,00
Factor de coincidencia con la distribuidora - T2	FCoD_{2B}	0,60
Factor de coincidencia con la distribuidora - T3 BT	FCoD_{3B}	0,70
Factor de coincidencia con la distribuidora - T3 MT	FCoD_{3M}	0,85
Factor de coincidencia con la distribuidora - T3 AT	FCoD_{3A}	0,83

Factores de carga

Factor de carga R	FC_R	0,645
Factor de carga G	FC_G	0,671
Factor de carga AP	FC_{AP}	0,468
Consumo medio típico Tarifa Residencial MA	Em_{RMA} [kWh/mes]	200
Consumo medio típico Tarifa General MA	Em_{GMA} [kWh/mes]	300

11.6 COSTOS DE CONEXIÓN Y REHABILITACIÓN PROPUESTOS

Los costos de conexión y de rehabilitación del servicio propuestos para las distintas categorías tarifarias, determinadas a considerando los costos de mano de obra y de materiales menores requeridos en las distintas tareas, y expresados en valores de diciembre de 2015, son los siguientes.

Cargos de conexión para usuarios de T1 - P < 10 kW

	[\$ / conexión]
Conexión aérea monofásica T1	1.290
Conexión aérea trifásica T1	1.930
Conexión subterránea monofásica T1	3.220
Conexión subterránea trifásica T1	4.510

Cargos de conexión para usuarios de T2 - 10 kW <= P < 50 kW

	[\$ / conexión]
Conexión aérea T2	2.710
Conexión subterránea T2	7.730

Cargos de conexión para usuarios de T3 - P >= 50 kW

	[\$ / conexión]
Conexión aérea T3	6.440
Conexión subterránea T3	12.890

Cargos de colocación del medidor para conexiones colectivas

	[\$ / colocación]
Colocación de medidor monofásico	520
Colocación de medidor trifásico	770






11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Cargos de rehabilitación	
	[\$ / rehabilitación]
Rehabilitación de usuarios de T1	390
Rehabilitación de usuarios de T2	970
Rehabilitación de usuarios de T3	1.290

11.7 RÉGIMEN TARIFARIO PROPUESTO

Se clasifica a los usuarios, a los efectos de su ubicación en el Cuadro Tarifario, cuyo formato se adjunta a este documento, en las siguientes categorías:

- **Usuarios de pequeñas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima es inferior a 10 kW (kilovatios)
- **Usuarios de medianas demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos es igual o superior a 10 kW (kilovatios) e inferior a 50 kW (kilovatios)
- **Usuarios de grandes demandas:** Son aquellos cuya demanda máxima promedio de 15 minutos consecutivos, es de 50 kW (kilovatios) o más.

Tarifa 1: Pequeñas demandas

Inciso 1) La Tarifa Nro. 1 se aplica para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima no es superior a los 10 kW.

Inciso 2) Por la prestación de la energía eléctrica, con excepción de aquellas encuadradas en la Tarifa Nro. 1-A.P.y Tarifa Nro.1-M.A., el usuario pagará:

- a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía
- b) Uno o varios cargos variables en función de la energía consumida.

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a) y b) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 3) Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos fi) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2), según se indica a continuación:

- Cos fi < de 0,85 hasta 0,75: 10%
- Cos fi < de 0,75: 20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0,85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primer facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

En caso de medidores con medición de energía reactiva, una vez transcurridos los 60 días, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía y en todas las mediciones donde se siga comprobando tal anomalía, sin necesidad de comenzar un nuevo proceso de notificación.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Inciso 4) Si un usuario de Pequeñas Demandas con una medición instalada apta para Medianas Demandas registrase en tres o más períodos de facturación de esta categoría durante un año calendario una potencia igual o superior a 10kW, la Distribuidora tendrá derecho a encuadrar al usuario en Medianas Demandas, considerando 10kW como "capacidad de suministro" convenida.

Inciso 5) A los fines de su clasificación y aplicación tarifaria para los usuarios comprendidos en esta Tarifa, se definen los siguientes tipos de suministro:

Tarifa 1 R residencial

Se aplicará a los servicios prestados en los lugares enumerados a continuación:

- a) Casas o departamentos destinados exclusivamente para habitación
- b) Viviendas cuyos ocupantes desarrollen "trabajos a domicilio", siempre que en ellas no se atienda al público y que las potencias de los motores y/o artefactos afectados a dicha actividad no excedan de 0,50 kW cada uno y de 3 kW en conjunto.
- c) Escritorios u otros locales de carácter profesional, que formen parte de la vivienda que habite el usuario.

Tarifa 1 G general

Se aplicará a los usuarios de Pequeñas Demandas que no queden encuadrados en las clasificaciones de las Tarifas Nros. 1-R o 1-A.P.

Tarifa 1 AP alumbrado público

Se aplicará a los usuarios que utilizan el suministro para el Servicio Público de Señalamiento Luminoso, Iluminación y Alumbrado.

- a. Se aplicará para el Alumbrado Público de calles, avenidas, plazas, puentes, caminos y demás vías públicas, como así también para la energía eléctrica que se suministre para los sistemas de señalamiento luminoso para el tránsito.

Regirá además para la iluminación de fuentes ornamentales, monumentos de propiedad nacional, provincial o municipal y relojes visibles desde la vía pública instalados en iglesias o edificios gubernamentales, siempre que los consumos respectivos sean registrados con medidores independientes.

Regirá también para la iluminación de calles internas de barrios privados, clubes de campo y autopistas, siempre que las luminarias estén conectadas directamente a la red de distribución propiedad de la DISTRIBUIDORA. En caso que las luminarias estén conectadas a un circuito independiente y exclusivo para alumbrado, el consumo deberá ser registrado con un medidor y facturado en la tarifa correspondiente a la potencia conjunta demandada.

- b. Las condiciones de suministro para esta Tarifa son las que se definen a continuación:
LA DISTRIBUIDORA celebrará Convenios de Suministro de Energía Eléctrica con los Organismos o Entidades a cargo del Servicio de Alumbrado Público. Si no existiese medición de consumo, se realizará una estimación del mismo, en función de la cantidad de lámparas, del consumo por unidad, y las horas de funcionamiento de las mismas.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Salvo que el Convenio indique lo contrario, se establecen las siguientes horas de uso por mes:

Enero:292 horas; Febrero:277 horas; Marzo:340 horas; Abril:363 horas; Mayo:404 horas; Junio:405 horas; Julio:412 horas; Agosto:389 horas; Septiembre:345 horas; Octubre:322 horas; Noviembre:283 horas; Diciembre:276 horas.

La DISTRIBUIDORA podrá realizar censos periódicamente para verificar la conexión de nuevas luminarias a la red general. Si así fuera, el consumo correspondiente se facturará al Organismo o Entidad a cargo hasta el retiro de las mismas. Asimismo, en caso de detectar lámparas con sobre encendido, estas se facturarán como tal hasta que el Organismo o Entidad a cargo informe la reparación.

Si, debido a la instalación de nuevas luminarias por parte del Organismo o Entidad, la DISTRIBUIDORA debiera realizar una prolongación de las líneas existentes para la atención de este suministro eléctrico, las mismas serán facturadas agrupadas en un único punto de suministro en la tarifa correspondiente a la potencia conjunta demandada.

- c. El usuario pagará un cargo único por energía eléctrica consumida, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalculará según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Tarifa 1 MA medidor autoadministrado

Se aplicará a los suministros Uso Residencial o Uso General que tengan instalado un medidor autoadministrado.

- a. Las condiciones para la aplicación de esta modalidad serán las siguientes:

La Distribuidora determinará los suministros a los que se colocará el medidor autoadministrado.

Se deberá contar con la adhesión expresa a esta modalidad de facturación por parte del usuario.

El usuario comprará la energía en forma anticipada a su consumo en los puntos de venta habilitados para tal fin, las veces que considere necesario.

Si eventualmente se interrumpiera el suministro, por haberse agotado la energía comprada, al comprar energía nuevamente el suministro se rehabilitará inmediatamente, no correspondiendo el pago de la tasa de rehabilitación.

- b. El usuario R o G pagará un cargo único por energía eléctrica comprada, según se indica en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalculará según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO

Tarifa 2: Medianas demandas

Inciso 1) La Tarifa Nro. 2 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios de Medianas Demandas, cuya demanda máxima es igual o superior a 10 kW e inferior a 50 kW.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la "capacidad de suministro".

Se definen como "capacidad de suministro" la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega.

El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite a) del Inciso 4), durante un período de 12 meses



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite a) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la "capacidad de suministro" puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la "capacidad de suministro".

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la "capacidad de suministro", el usuario decide prescindir totalmente de la "capacidad de suministro", sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por "capacidad de suministro" que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última "capacidad de suministro" convenida.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar potencias superiores a las convenidas.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de "capacidad de suministro". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

- a) Un cargo fijo, haya o no consumo de energía.
- b) Un cargo variable por la potencia máxima registrada del mes.
- c) Un cargo por cada kW de "capacidad de suministro" convenida, cualquiera sea la tensión de suministro, haya o no consumo de energía.
- d) Un cargo variable por la energía consumida, sin discriminación horaria.
- e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 7).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados se indican en el Cuadro Tarifario Inicial (Subanexo 3), y se recalcularán según lo que se establece en el Subanexo 2 de este contrato, PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida, indicada en el punto c) y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión, LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 50 % de a la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Si la potencia máxima registrada, en tres o más períodos de facturación dentro de un año calendario, superara el valor de 49 kW, tope máximo de demanda para esta categoría de usuarios, LA DISTRIBUIDORA podrá recategorizar al usuario en la categoría Grandes Demandas, considerando 50kW como "capacidad de suministro" convenida.



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Inciso 7) Recargos por factor de potencia. Los cargos que anteceden, rigen para un factor de potencia inductivo (Cos fi) igual o superior a 0,85. LA DISTRIBUIDORA se reserva el derecho de verificar el factor de potencia; en el caso que el mismo fuese inferior a 0,85, está facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4), según se indica a continuación:

- Cos fi < de 0,85 hasta 0,75: 10%
- Cos fi < de 0,75: 20%

A tal efecto, LA DISTRIBUIDORA podrá, a su opción, efectuar mediciones instantáneas del factor de potencia con el régimen de funcionamiento y cargas normales de las instalaciones del consumidor, o establecer el valor medio del factor de potencia midiendo la energía reactiva suministrada en el período de facturación.

Si de las mediciones efectuadas surgiese que el factor de potencia es inferior a 0.85, LA DISTRIBUIDORA notificará al usuario tal circunstancia, otorgándole un plazo de sesenta (60) días para la normalización de dicho factor.

Si una vez transcurrido el plazo aún no se hubiese corregido la anomalía, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 4) a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía, y hasta tanto la misma no sea subsanada.

En caso de medidores con medición de energía reactiva, una vez transcurridos los 60 días, LA DISTRIBUIDORA estará facultada a aumentar los cargos indicados en el Inciso 2) a partir de la primera facturación que se emita con posterioridad a la comprobación de la anomalía y en todas las mediciones donde se siga comprobando tal anomalía, sin necesidad de comenzar un nuevo proceso de notificación.

Cuando el valor medio del factor de potencia fuese inferior a 0,60, LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el usuario adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

Tarifa 3: Grandes demandas

Inciso 1) La Tarifa Nro. 3 se aplicará para cualquier uso de la energía eléctrica a los usuarios cuya demanda máxima sea igual o superior a los 50 kW.

Inciso 2) Antes de iniciarse la prestación del servicio eléctrico, se convendrá con el usuario por escrito la "capacidad de suministro"

Se define como "capacidad de suministro" la potencia en kW, promedio de 15 minutos consecutivos, que LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del usuario en cada punto de entrega. El valor convenido será válido y aplicable, a los efectos de la facturación del cargo correspondiente, según el acápite c) del Inciso 4), durante un período de 12 meses consecutivos contados a partir de la fecha de habilitación del servicio y en lo sucesivo por ciclos de 12 meses.

Las facturaciones por tal concepto, serán consideradas cuotas sucesivas de una misma obligación.

Transcurrido el plazo de 12 meses consecutivos, la obligación de abonar el importe fijado en el acápite c) del Inciso 4), rige por todo el tiempo en que LA DISTRIBUIDORA brinde su servicio al usuario y hasta tanto este último no comunique por escrito a LA DISTRIBUIDORA su decisión de prescindir parcial o totalmente de la "capacidad de suministro" puesta a su disposición, o bien de solicitar un incremento de la "capacidad de suministro".

Si habiéndose cumplido el plazo de 12 meses consecutivos por el que se convino la "capacidad de suministro", el usuario decide prescindir totalmente de la "capacidad de suministro", sólo podrá pedir la reconexión del servicio si ha transcurrido como mínimo un año de habérselo dado de baja o, en su defecto, LA DISTRIBUIDORA tendrá derecho a exigir

11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

que el usuario se avenga a pagar -como máximo- al precio vigente en el momento del pedido de la reconexión, el importe del cargo por "capacidad de suministro" que se le hubiera facturado mientras el servicio estuvo desconectado, a razón de la última "capacidad de suministro" convenida.

Inciso 3) El usuario no podrá utilizar, ni LA DISTRIBUIDORA estará obligada a suministrar, potencias superiores a las convenidas, cuando ello implique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA.

Si el usuario necesitara una potencia mayor que la convenida de acuerdo con el Inciso 2), deberá solicitar a LA DISTRIBUIDORA un aumento de "capacidad de suministro". Acordado el aumento, la nueva capacidad de suministro reemplazará a la anterior a partir de la fecha en que ella sea puesta a disposición del usuario y será válida y aplicable a los efectos de la facturación, durante un período de 12 meses consecutivos y en lo sucesivo en ciclos de 12 meses.

Inciso 4) Por el servicio convenido para cada punto de entrega, el usuario pagará:

- a) Un cargo fijo por conexión haya o no consumo de energía de acuerdo al nivel de tensión correspondiente al suministro.
- b) Un cargo variable por la potencia máxima registrada en el mes en horas de punta de acuerdo al nivel de tensión correspondiente al suministro.
- c) Un cargo por cada kW de capacidad de suministro convenida en Baja, Media, o Alta Tensión, haya o no consumo de energía.

Se entiende por suministro en:

- Baja Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de 0,38 kV.
- Media Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de 13,2 kV y 33 kV.
- Alta Tensión, los suministros que se atiendan en tensiones de 132 kV y 220 kV.

- d) Un cargo por la energía eléctrica entregada en el nivel de tensión correspondiente al suministro, de acuerdo con el consumo registrado en cada uno de los horarios tarifarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes".

Los tramos horarios "en punta", "valle nocturno" y "horas restantes", serán coincidentes con los fijados por el Despacho Nacional de Cargas para el Mercado Eléctrico Mayorista.

- e) Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el inciso 6).

Los valores iniciales correspondientes a los cargos señalados en a), b) y c) y d) se indican en el Cuadro Tarifario Inicial, y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

Inciso 5) En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida indicada en el punto c) y sin perjuicio de lo que corresponda para evitar un nuevo exceso, en el período de facturación en que se haya producido la transgresión LA DISTRIBUIDORA facturará la potencia realmente registrada, más un recargo del 100% de la capacidad de suministro excedida respecto de la convenida. Si el exceso superara el 50% de la capacidad de suministro contratada, el recargo será del 200% sobre el exceso registrado.

Si LA DISTRIBUIDORA considerase perjudiciales las transgresiones del usuario a las capacidades de suministro establecidas, previa notificación, podrá suspenderle la prestación del servicio eléctrico.

Inciso 6) Los suministros estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

- a) Recargos:



11-32

EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico del 62% ($Tg\text{ fi} > 0,62$) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar la energía activa con un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la $Tg\text{ fi}$ con respecto al precitado valor básico. LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al ENTE la revisión del mencionado valor básico de la $tg\text{ fi}$ (0,62). Para ello deberá adjuntar a su solicitud los estudios técnicos, económicos y financieros que sustenten la misma, y aquellos que sean solicitados por el ENTE por considerarlos indispensables para la evaluación.

b) Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.

Otras disposiciones

Inciso 1) SERVICIO ELECTRICO DE RESERVA

En los suministros encuadrados en las Tarifas Nros. 2 y 3, LA DISTRIBUIDORA no estará obligada a prestar servicio eléctrico de reserva a usuarios que cuenten con fuente propia de energía, o reciban energía eléctrica de otro ente prestador del servicio público de electricidad o por otro punto de entrega. En caso que se decidiera efectuar dicho tipo de suministro, se convendrá de antemano con el solicitante las condiciones en que se efectuará la prestación.

Inciso 2) TARIFA POR EL SERVICIO DE PEAJE

La Distribuidora deberá permitir a los Grandes Usuarios ubicados en su zona de concesión que efectúen contratos con Generadores, el uso de sus instalaciones de Distribución, debiendo adecuarlas con el propósito de efectuar la correcta prestación del servicio.

Los Grandes Usuarios serán facturados (excepto el acápite f)) de acuerdo al Régimen Tarifario de la Tarifa N°3 (Grandes Demandas) con los valores indicados en el Cuadro Tarifario Inicial para la Tarifa por el Servicio de Peaje y se recalcularán según lo que se establece en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO.

El acápite f) queda redactado de la siguiente forma: Los suministros en corriente alterna estarán sujetos a recargos y penalidades por factor de potencia, según se establece a continuación:

- Recargos:

Cuando la energía reactiva consumida en un período horario de facturación supere el valor básico del 62% ($Tg\text{ fi} > 0,62$) de la energía activa consumida en el mismo período, LA DISTRIBUIDORA está facultada a facturar un recargo igual al 1,50% (uno con cincuenta por ciento) de la energía activa calculada de acuerdo a valores de la Tarifa N°3 (Grandes Demandas), por cada centésimo (0,01) o fracción mayor de cinco milésimos (0,005) de variación de la $Tg\text{ fi}$ con respecto al precitado valor básico.

- Penalidades:

Cuando el cociente entre la energía reactiva y la energía activa sea igual o superior a 1,34 (factor de potencia menor a 0,60), LA DISTRIBUIDORA, previa notificación, podrá suspender el servicio hasta tanto el usuario adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite del factor de potencia.

Los valores aquí establecidos se facturarán sin perjuicio de otros cargos que pudiera establecer la Autoridad de Aplicación.



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

De efectuarse contratos particulares por estos servicios la DISTRIBUIDORA deberá informar al ENTE, para su aprobación, las tarifas pactadas.

Inciso 3) APLICACION DE LOS CUADROS TARIFARIOS

El Cuadro Tarifario recalculado según lo establecido en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO, podrá ser inmediatamente aplicado para la facturación a los usuarios de LA DISTRIBUIDORA.

Cuando se actualice el Cuadro Tarifario por los motivos detallados en el PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DEL CUADRO TARIFARIO, las tarifas nuevas y anteriores serán aplicadas en forma ponderada, teniendo en cuenta los días de vigencia de las mismas, dentro del período de facturación.

La primer facturación posterior a la implementación del presente cuadro tarifario se realizará a factura completa debido a la imposibilidad de ponderar estructuras tarifarias diferentes.

LA DISTRIBUIDORA deberá dar amplia difusión a los nuevos valores tarifarios y su fecha de vigencia, para conocimiento de los usuarios.

A su vez, elevará en forma inmediata el nuevo Cuadro Tarifario al ENTE para su aprobación, adjuntando para ello la información necesaria para su análisis.

El ENTE, dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles se expedirá sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, le será comunicado en forma inmediata a LA DISTRIBUIDORA, quien deberá efectuar dentro de un plazo no mayor de CINCO (5) días hábiles la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, efectuar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

Inciso 5) FACTURACION

Las facturaciones a usuarios de Tarifa Nro. 1-Pequeñas Demandas uso Residencial y General, se efectuarán con una periodicidad mensual con períodos de lectura bimestral, ponderando el consumo entre los dos períodos de facturación; mientras que las de tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas demandas - Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en forma mensual.

Si LA DISTRIBUIDORA lo estima conveniente, podrá elevar a consideración del ENTE una propuesta de modificación de los períodos de facturación, explicitando las razones que avalan tales cambios.

Si la Distribuidora lo estima conveniente podrá elevar a consideración del ENTE modalidades de facturación o servicio diferentes a las establecidas para atender a condiciones especiales, explicitando las razones que avalan tales cambios

Sin perjuicio de ello, LA DISTRIBUIDORA y el usuario podrán acordar períodos de facturación distintos a los aquí especificados.

Inciso 6) Todo consumidor a quien se le haya suspendido el suministro de energía eléctrica por falta de pago del servicio en el plazo establecido por las disposiciones vigentes, deberá pagar previamente a la rehabilitación del servicio, además de la deuda que dio lugar a la interrupción del suministro, calculada de acuerdo con las normas vigentes, la Tasa de Rehabilitación.

Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo y dependerán de la categoría tarifaria a la cual pertenece el usuario.

Inciso 7) Previo a la conexión de sus instalaciones o a la puesta a disposición de un aumento de potencia que implique un cambio de categoría tarifaria los usuarios deberán abonar a LA DISTRIBUIDORA el importe que corresponda en concepto de Tasa de Conexión Domiciliaria;



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Los valores correspondientes serán indicados en el Cuadro Tarifario respectivo y dependerán de la potencia total solicitada para el suministro y el tipo de conexión.

En el caso de suministros colectivos con conexiones agrupadas simultáneas (como ser edificios de propiedad horizontal) que posean servicios comunes se cobrará la tasa de conexión que corresponda a la potencia total (que incluirá el de los servicios comunes) más una colocación de medidor por cada uno de los suministros individuales.

Inciso 4) Cuando se solicite la conexión de un nuevo usuario en una zona donde no existan instalaciones de distribución, o bien se requiera la ampliación de un suministro existente, para el que deban realizarse modificaciones sustanciales sobre las redes preexistentes y que signifiquen inversiones relevantes, LA DISTRIBUIDORA podrá solicitar al usuario una contribución especial reembolsable, siempre que cuente con la aprobación específica del ENTE, para cada caso particular. Para ello, LA DISTRIBUIDORA deberá presentar al ENTE toda la información técnica y económica necesaria que permita la correspondiente evaluación, como así también la mecánica prevista para el reembolso al usuario.

FORMATO DEL CUADRO TARIFARIO APLICAR POR EDENOR S.A.

	Unidad	Importe
Tarifa Nro. 1 - (Pequeñas Demandas)		
T1- R. (Pequeñas Demandas Uso Residencial)		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / mes	
Cargo Variable T1 R1 por energía consumida hasta 650 kWh/bim	\$ / kWh	
Cargo Variable T1 R2 por energía consumida excedente de 650 kWh/bimestre hasta 1000 kWh/bimestre	\$ / kWh	
Cargo Variable T1 R3 por energía consumida excedente de 1000 kWh/bimestre	\$ / kWh	
T 1-G. (Pequeñas Demandas Uso General)		
Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / mes	
Cargo Variable T1 G1 por energía consumida hasta 1000 kWh/bim	\$ / kWh	
Cargo Variable T1 G2 por energía consumida excedente de 1000 kWh/bimestre hasta 4000 kWh/bimestre	\$ / kWh	
Cargo Variable T1 G3 por energía consumida excedente de 4000 kWh/bimestre	\$ / kWh	
T 1-A.P. (Alumbrado Público)		
Cargo variable por energía:	\$ / kWh	
T1-MA (Medidor autoadministrado)		
T1R: Cargo variable por energía:	\$ / kWh	
T1G: Cargo variable por energía:	\$ / kWh	

Tarifa Nro. 2 - (Medianas Demandas)



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / mes
Cargo variable por potencia máxima registrada:	\$ / kW-mes
Cargo por capacidad de suministro convenida:	\$ / kW-mes
Cargo variable por consumo de energía:	\$ / kWh

Tarifa Nro. 3 - (Grandes Demandas)

Cargo fijo (haya o no consumo):	
En Baja Tensión	\$ / mes
En Media Tensión	\$ / mes
En Alta Tensión	\$ / mes
Cargo variable por Potencia máxima registrada en horas de punta:	
En Baja Tensión	\$ / kW-mes
En Media Tensión	\$ / kW-mes
En Alta Tensión	\$ / kW-mes
Cargo por capacidad de suministro convenida:	
En Baja Tensión	\$ / kW-mes
En Media Tensión	\$ / kW-mes
En Alta Tensión	\$ / kW-mes
Cargo variable por consumo de energía:	
En Baja Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh
En Media Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh
En Alta Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía

Reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa % 1,50

Tarifa por el Servicio de Peaje

Peaje en T2 entre 30 y 49 kW



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016

62



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Cargo fijo (haya o no consumo):	\$ / mes
Cargo variable por potencia máxima registrada:	\$ / kW-mes
Cargo por capacidad de suministro convenida:	\$ / kW-mes
Cargo variable por consumo de energía:	\$ / kWh

Peaje para suministros iguales o mayores a 50 kW

Cargo fijo (haya o no consumo):	
En Baja Tensión	\$ / mes
En Media Tensión	\$ / mes
En Alta Tensión	\$ / mes
Cargo variable por Potencia máxima registrada en horas de punta:	
En Baja Tensión	\$ / kW-mes
En Media Tensión	\$ / kW-mes
En Alta Tensión	\$ / kW-mes
Cargo por capacidad de suministro convenida:	
En Baja Tensión	\$ / kW-mes
En Media Tensión	\$ / kW-mes
En Alta Tensión	\$ / kW-mes
Cargo variable por consumo de energía:	
En Baja Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh
En Media Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh
En Alta Tensión:	
Período horas restantes	\$ / kWh
Período horas de valle nocturno	\$ / kWh
Período horas de punta	\$ / kWh

Por la energía reactiva

Recargo por cada centésimo de Tg fi mayor de 0,62 por la energía
Reactiva en exceso del 62%, aplicado sobre el total de la energía activa % 1,50

TASA DE REHABILITACION

Por cada servicio interrumpido por falta de pago:



11. Cuadro y Régimen Tarifarios propuestos

Tarifa N° 1- R, G y A.P.	\$
Tarifa N° 2	\$
Tarifa N° 3 y Peaje	\$

CONEXIONES DOMICILIARIAS

a) Conexiones para suministros menores a 10Kw

- A1) Conexión aérea monofásica
- A2) Conexión aérea trifásica
- A3) Conexión subterránea monofásica
- A4) Conexión subterránea trifásica

b) Conexiones para suministros entre 10 y 49 kW

- B1) Conexión aérea
- B2) Conexión subterránea

c) Conexiones a partir de 50 kW

- C1) Conexión aérea
- C2) Conexión subterránea

d) Conexiones colectivas agrupadas simultáneas con servicios comunes

Se cobrará el derecho de conexión que corresponda a la potencia total solicitada, que incluirá el de los servicios comunes, más una colocación de medidor para cada uno de los suministros individuales.

- D1) Colocación de medidor monofásico (sólo para conexiones colectivas)
- D2) Colocación de medidor trifásico (sólo para conexiones colectivas)



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



12. METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE COSTOS Y ACTUALIZACIÓN DE LA TARIFA

Se expone a continuación la propuesta metodológica de actualización de los Costos Propios de Distribución (CPD).

12.1 MECANISMO DE ACTUALIZACIÓN DEL COSTO PROPIO DE DISTRIBUCIÓN

El mecanismo de actualización de los CPD tiene por objeto mantener el valor de los ingresos de la distribuidora constantes en términos reales durante el periodo tarifario. A estos efectos, se propone la aplicación de una fórmula polinómica de índices y precios representativos de la evolución de los distintos componentes de los CPD. Los ponderadores de dicha fórmula surgen de considerar la participación proyectada de cada rubro que compone el CPD, agrupándolos en función al índice o precio que mejor se ajusta a la evolución real de cada ítem. Los índices contemplados son índices elaborados por el INDEC, y los precios que se consideran se obtienen de información estadística oficial.

La fórmula de actualización de los CPD, costos de conexión y servicio de rehabilitación utiliza las variaciones de los índices y precios representativos ocurridas 2 meses antes a la entrada en vigencia del ajuste, para compararlos con el valor base. Por lo tanto, ajusta en forma ex - post, reconociendo la variación de los precios relativos con posterioridad a su acontecimiento. En esta forma reconoce el impacto del aumento de costos una vez que fueron afrontados por la empresa.

Teniendo en cuenta el contexto macroeconómico de la Argentina actual de inflación elevada, con una tendencia a la baja que se manifiesta en forma moderada, se propone disminuir el periodo de ajuste actualmente vigente a 3 meses a efectos de aminorar el impacto negativo sobre el ingreso de la compañía. Adicionalmente, se estima conveniente incorporar un término que proyecte la inflación para el trimestre en curso en base a lo ocurrido en el trimestre inmediatamente anterior.

En cuanto a la aplicación del ajuste de los CPD, costos de conexión y servicio de rehabilitación, y las tarifas en general, se considera conveniente volver a aplicar el Subanexo 1 - Capítulo 4, Inciso 4), "Aplicación de los Cuadros Tarifarios" del Contrato de Concesión de Edenor. Los nuevos CPD, costos de conexión y cargos por el servicio de rehabilitación surgidos de la aplicación de la fórmula de ajuste se aplicarían en forma automática. El procedimiento descrito en el Contrato de Concesión prevé que el cuadro tarifario recalculado puede ser inmediatamente aplicado para la facturación. A su vez, Edenor debe elevar en forma inmediata el nuevo cuadro tarifario al ENRE para su aprobación, quien dentro de un plazo no mayor a 5 días hábiles debe expedirse sobre el particular. En caso de no aprobarse el nuevo cuadro tarifario, una vez comunicada Edenor, ésta tiene que efectuar, dentro de un plazo no mayor de 5 días hábiles, la rectificación que el ENTE le indique, debiendo a su vez, realizar la refacturación correspondiente, emitiendo las notas de crédito o débito que correspondan.

12.2 DETERMINACIÓN DE LA FÓRMULA DE AJUSTE

En esta sección se explica la metodología empleada para definir la fórmula de ajuste propuesta.

A. ÍNDICES DE AJUSTE

En primer lugar, se analizó cada uno de los conceptos que componen los CPD y se evaluó cuál era el índice o precio cuya variación mejor se ajusta a su evolución real. Específicamente, se asignaron uno o varios índices y/o precios para cada ítem de los costos de explotación de operación y mantenimiento, comerciales, y administrativos, las inversiones, el impuesto a las ganancias, el capital de trabajo y demás conceptos.

12. Metodología de actualización de costos y actualización de la tarifa

Finalmente, se determinaron los ponderadores de los índices y/o precios definidos para cada rubro.

Se partió de la premisa de construir una fórmula de ajuste simple para su aplicación y con una acotada cantidad de índices y precios de fácil accesibilidad.

En función a los índices y precios asignados se consideró el índice agregado que contiene los índices específicos asignados.

Los índices y precios a utilizar en la fórmula de ajuste son:

- **IPC:** Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC.
- **IPIM-pmee:** Índice de Precios Internos al por Mayor – Productos Nacionales - Manufacturados y Energía Eléctrica elaborado por el INDEC.
- **ICC:** Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires elaborado por el INDEC.
- **IS-spr:** Índice Salarial – Sector Privado Registrado elaborado por el INDEC.
- **TC:** Tipo de cambio de referencia – Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense.
- **TM:** Tarifa media de Edenor.

En la siguiente tabla se puede visualizar la asignación de índices y precios a los distintos conceptos.

Tabla 12.1- Índices y precios asignados a los diferentes rubros

	ÍNDICES PROPUESTOS
Costos de Explotación	
Costo del Personal Propio	ISspr
Costo de Materiales y Vehículos	IPC / IPIMpmee / TC
Costo de Servicios contratados	IPC / ISspr / ICC / TM
Gastos de administración varios (Mantenimiento de equipos y muebles, Papelería y Útiles de Oficina, Correo, Servicios Públicos, Seguros, Otros)	IPC
Seguridad en la Vía Pública	ICC
Impuestos	IPC / TM
Edificios	IPC / ISspr / TC
Viáticos y Reembolsos	IPC
Relaciones Institucionales	IPC
Comunicaciones	IPC
Informática	IPC / ISspr / TC
Otros Costos Administrativos	IPC / ISspr / TC
Inversiones	
Inversiones Eléctricas	IPC / ICC / TC
Inversiones No Eléctricas	IPC / ISspr / ICC / TC
Impuesto a las ganancias, Capital de trabajo, otros	
Impuesto a las ganancias, Capital de trabajo, otros	TM / IPC / TC

B. DEFINICIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LOS ÍNDICES DE AJUSTE

Para determinar la incidencia de los índices y precios en la fórmula de ajuste, se calculó el Valor Presente Neto (VPN) de cada uno de los ítems que componen el CPD utilizando las



12. Metodología de actualización de costos y actualización de la tarifa

proyecciones para el periodo tarifario. En el caso de las inversiones, se consideró el plan de inversiones total, que incluye las inversiones para alcanzar la calidad objetivo, las de expansión, las de renovación y las inversiones no eléctricas.

Posteriormente, al VPN de cada ítem se lo multiplicó por el porcentaje de participación de los índices y/o precios que explican su evolución en el tiempo, definidos de acuerdo a lo explicado en el punto A. Luego, se totalizó para cada componente del CPD (costos, inversiones, e impuesto a las ganancias, capital de trabajo y otros conceptos) el VPN de cada índice y precio, y se calculó la participación que cada uno tiene en el total de dicho componente. El resultado obtenido se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 12.2- Participación de cada índice / precio por componente del CPD

	TOTAL	ÍNDICES: PARTICIPACIÓN EN CADA COMPONENTE DEL CPD					
		IPC	IPIM: Productos manufacturados y energía eléctrica	IS: Sector privado registrado	ICC	TC	TM
COSTOS	100.00%	14.74%	3.58%	59.18%	7.36%	4.82%	10.32%
INVERSIONES	100.00%	12.88%	22.47%	35.37%	14.22%	15.05%	0.00%
IMPUESTO A LAS GANANCIAS, CAPITAL DE TRABAJO, Y OTROS	100.00%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%	25.00%	65.00%

Finalmente se calculó la incidencia que los costos de explotación, las inversiones, y el impuesto a las ganancias, capital de trabajo y otros conceptos tienen en el requerimiento de ingreso. Este cálculo también se realizó a partir de los VPN.

Para obtener la fórmula de ajuste, se realizó un promedio ponderado de la participación de cada índice o precio en su respectivo componente del CPD, donde el ponderador es la incidencia de cada componente del CPD en el requerimiento de ingresos. La determinación de las participaciones de los componentes del CPD en el requerimiento de ingresos parte del importe total de costos estimados para el periodo tarifario, el plan de inversiones, calculando el componente impuesto a las ganancias, capital de trabajo y otros conceptos como diferencia entre el ingreso estimado y los costos más las inversiones.

Tabla 12.3- Ponderadores de la fórmula del MAC

	INCIDENCIA EN EL VAD	ÍNDICES: PARTICIPACIÓN PONDERADA					
		IPC	IPIM: Productos manufacturados y energía eléctrica	IS: Sector privado registrado	ICC	TC	TM
TOTAL COSTOS	51,57%	7,60%	1,85%	30,52%	3,80%	2,49%	5,32%
TOTAL INVERSIONES	33,37%	4,30%	7,50%	11,80%	4,75%	5,02%	0,00%
TOTAL IMPUESTO A LAS GANANCIAS, CAPITAL DE TRABAJO, Y OTROS	15,06%	1,51%	0,00%	0,00%	0,00%	3,76%	9,79%
PARTICIPACIÓN DE CADA ÍNDICE EN LA FÓRMULA DE AJUSTE DEL CPD	100,00%	β	δ	ε	γ	φ	μ
		13,40%	9,35%	42,32%	8,54%	11,27%	15,11%

C. FÓRMULA DE AJUSTE

El Mecanismo de Actualización del CPD que se propone puede expresarse mediante la siguiente fórmula:

$$MAC_t = \beta * \Delta IPC_t + \delta * \Delta IPIM\text{-}pmee_t + \epsilon * \Delta IS\text{-}spr_t + \gamma * \Delta ICC_t + \phi * \Delta TC_t + \mu * \Delta TM_t$$

Donde:

MAC_t: Mecanismo de Actualización del CPD correspondiente al mes "m", siendo "m" el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

β: coeficiente ponderador de la variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,1340.



12. Metodología de actualización de costos y actualización de la tarifa

Δ IPC_t: variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m", siendo "m" el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta \text{IPC}_t = \text{IPC}_t / \text{IPC}_0$$

Siendo:

IPC_t: Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

IPC₀: Índice de Precios al Consumidor Nivel General elaborado por el INDEC correspondiente al mes de diciembre de 2015.

δ: coeficiente ponderador de la variación del Índice de Precios Internos al por Mayor - Productos Nacionales - Manufacturados y Energía Eléctrica elaborado por el INDEC. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,0935.

Δ IPIM-pmee_t: variación del Índice de Precios Internos al por Mayor - Productos Nacionales - Manufacturados y Energía Eléctrica elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m", siendo "m" el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta \text{IPIM-pmee}_t = \text{IPIM-pmee}_t / \text{IPIM-pmee}_0$$

Siendo:

IPIM-pmee_t: Índice de Precios Internos al por Mayor - Productos Nacionales - Manufacturados y Energía Eléctrica elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

IPIM-pmee₀: Índice de Precios Internos al por Mayor - Productos Nacionales - Manufacturados y Energía Eléctrica elaborado por el INDEC correspondiente al mes de diciembre de 2015.

ε: coeficiente ponderador de la variación del Índice Salarial - Sector Privado Registrado elaborado por el INDEC. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,4232.

Δ IS-spr_t: variación del Índice Salarial - Sector Privado Registrado elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta \text{IS-spr}_t = \text{IS-spr}_t / \text{IS-spr}_0$$

Siendo:

IS-spr_t: Índice Salarial - Sector Privado Registrado elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

IS-spr₀: Índice Salarial - Sector Privado Registrado elaborado por el INDEC correspondiente al mes de diciembre de 2015.

γ: coeficiente ponderador de la variación del Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires elaborado por el INDEC. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,0854.

Δ ICC_t: variación del Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta \text{ICC}_t = \text{ICC}_t / \text{ICC}_0$$



EDENOR S.A. - 5 de Septiembre de 2016



12. Metodología de actualización de costos y actualización de la tarifa

Siendo:

ICC_t : Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires elaborado por el INDEC correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

ICC_0 : Índice del Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires elaborado por el INDEC correspondiente al mes de diciembre de 2015.

Φ : coeficiente ponderador de la variación del promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,1127.

ΔTC_t : variación del promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta TC_t = TC_t / TC_0$$

Siendo:

TC_t : promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

TC_0 : promedio diario del tipo de cambio de referencia – Comunicación A 3500 del Banco Central de la República Argentina, expresado en Pesos por Dólar Estadounidense correspondiente al mes de diciembre de 2015.

μ : coeficiente ponderador de la variación de la tarifa media de Edenor. Su valor para el periodo tarifario 2017-2021 es 0,1511.

ΔTM_t : variación de la tarifa media de Edenor correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses), calculada mediante la siguiente expresión:

$$\Delta TM_t = TM_t / TM_0$$

Siendo:

TM_t : tarifa media de Edenor correspondiente al mes "m-2", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses). La tarifa media se calculará aplicando el cuadro tarifario del mes "m-2" a las ventas de energía y potencia del año 2015. Si en la presente revisión tarifaria las categorías tarifarias aprobadas fueran diferentes a las vigentes al 2015, se adaptará la estructura de ventas del 2015 al nuevo cuadro tarifario.

TM_0 : tarifa media de Edenor correspondiente al mes de diciembre de 2015. La tarifa media se calculará aplicando el cuadro tarifario vigente a diciembre 2015 a las ventas de energía y potencia de ese mismo año. Si en la presente revisión tarifaria las categorías tarifarias aprobadas fueran diferentes a las vigentes al 2015, se adaptará la estructura de ventas del 2015 al nuevo cuadro tarifario. Además, se recalculará el cuadro tarifario de diciembre 2015 aplicando los precios de la energía, potencia, cargos de transporte, gastos de CAMESA, y todo otro concepto transferido a la tarifa de diciembre 2015 como pass-through, y los parámetros tarifarios que se aprueben para el presente periodo tarifario, expresados a precios de diciembre 2015.

D. CÁLCULO DEL CPD RESULTANTE

Los CPD ajustados de cada uno de los parámetros tarifarios, los cargos por conexión, y el servicio de rehabilitación, serán los que surjan de multiplicar los CPD, cargos por conexión,

12. Metodología de actualización de costos y actualización de la tarifa

y el servicio de rehabilitación iniciales por el resultado obtenido mediante la fórmula del Mecanismo de Actualización del CPD, y la proyección de inflación estimada para el periodo.

La fórmula propuesta contempla el ajuste de los CPD, cargos por conexión, y el servicio de rehabilitación por la inflación proyectada en el trimestre anterior vs. la inflación efectivamente verificada en forma ex - post.

La expresión matemática a utilizar es la siguiente:

$$\text{CPD}_{i,j,t} = \text{CPD}_{i,j,0} * (\text{MAC}_t / \text{MAC}_{\text{Proy}_{t-1}}) * \text{MAC}_{\text{Proy}_t}$$

Siendo:

$$\text{MAC}_{\text{Proy}_t} = \{1 + [0,5 * (\text{MAC}_t / \text{MAC}_{t-1} - 1)]\}$$

Donde:

CPD_{i,j,t}: Costo Propio de Distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación que se aplicará a partir del mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

CPD_{i,j,0}: Costo Propio de Distribución del parámetro tarifario i, de la tarifa j, o el costo de conexión o el servicio de rehabilitación definido para el mes base (diciembre 2015) conforme a lo establecido en los lineamientos para la presente revisión tarifaria emitidos por el ENRE mediante Resolución ENRE N° 55/2016.

MAC_t: Mecanismo de Actualización del CPD correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses).

MAC_{t-1}: Mecanismo de Actualización del CPD correspondiente al mes "n", donde "n" es el primer mes del periodo "t-1" (periodo de 3 meses inmediatamente anterior al periodo en curso).

MAC_{Proy}: Mecanismo de Actualización del CPD Proyectado correspondiente al mes "m", donde "m" es el primer mes del periodo "t" (periodo de 3 meses). Se determina como el 50% de la variación sufrida por el MAC entre los periodos "t" y "t-1", donde "t" es el periodo de 3 meses en curso y "t-1" el periodo trimestral inmediatamente anterior.

MAC_{Proy}_{t-1}: Mecanismo de Actualización del CPD Proyectado correspondiente al mes "n", donde "n" es el primer mes del periodo "t-1" (periodo de 3 meses). Se determina como el 50% de la variación sufrida por el MAC entre los periodos "t-1" y "t-2", donde "t-1" es el periodo de 3 meses inmediatamente anterior al periodo en curso, y "t-2" el periodo trimestral que precede a "t-1".

Dado que todos los valores de los CPD, costos de conexión, y servicio de rehabilitación de esta propuesta tarifaria están expresados en moneda de diciembre de 2015, deberían ajustarse mediante el Mecanismo de Actualización del CPD, a los efectos de su incorporación al cálculo tarifario en el primer cuadro tarifario que se emita para el nuevo periodo tarifario.



12-6

EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016





13. FACTOR DE EFICIENCIA Y MECANISMOS DE INCENTIVO AL URE

En este capítulo se presenta la incorporación de la eficiencia en la consideración de costos de gestión comercial y de operación y mantenimiento decrecientes, y los mecanismos de incentivo al uso racional de la energía (URE) considerados en el diseño de las tarifas propuestas.

13.1 FACTOR DE EFICIENCIA

Para identificar el factor de eficiencia considerado en la determinación de la propuesta tarifaria para el período 2017 a 2021 se analizó la evolución de los costos de explotación anuales totales durante el período tarifario, según se muestra en la tabla siguiente donde se muestran en millones de pesos anuales.

Tabla 13.1- Evolución de los costos totales de explotación

Costos de explotación totales		2017	2018	2019	2020	2021
Costos de explotación totales	millones \$ / año	8.035	7.909	7.794	7.725	7.562

Según se observa los costos de explotación totales se reducen durante el período tarifario un 5,9% lo que representa una eficiencia anual promedio del 1,5%.

Se determinó además la evolución de los costos de explotación unitarios, expresados por clientes, por energía vendida y por longitud total de las redes AT, MT y BT.

Los valores de clientes y de ventas considerados, corresponden a los del año base 2015, mientras que la longitud total de la red considera la evolución de la red del año base, incorporando las inversiones requeridas para alcanzar la calidad objetivo.

Los valores resultantes se presentan a continuación.

Tabla 13.2- Evolución de los costos unitarios de explotación

Costos de explotación totales unitarios		2017	2018	2019	2020	2021
Costos unitarios por cliente	\$ / cliente-año	2.833	2.789	2.748	2.724	2.666
Costos unitarios sobre ventas	\$ / MWh-año	359	353	348	345	338
Costos unitarios por longitud de red	\$ / km-año	152.528	149.427	146.538	144.544	140.819

En este caso la reducción de costos unitarios que se registra para el caso de los costos por cliente y por ventas de energía es la misma que para los costos totales, ya que los valores de clientes y energía se mantienen constantes durante el período. Sin embargo, los costos unitarios por km de red total se reducen a un ritmo superior, del 7,7% para el período o un valor promedio anual del 2,0%, debido a que se incorporan durante el período tarifario las redes requeridas para alcanzar los objetivos de calidad.

13.2 MECANISMOS EN EL DISEÑO TARIFARIO PARA INCENTIVAR EL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

En el diseño de las tarifas T1 residencial y general en tres bloques de consumo acumulativos se consideró el incremento de los costos de distribución, y por lo tanto de la tarifa media, en forma creciente y progresiva con el consumo, de manera de transmitir una señal de costos marginales crecientes con el incremento del consumo.

13. Factor de Eficiencia y mecanismos de incentivo al URE

El efecto de estas señales se muestra en los siguientes gráficos para la categoría residencial social con ahorro y la categoría general.

Figura 13-1 – Evolución de la facturación con el consumo para la categoría T1 R social con ahorro

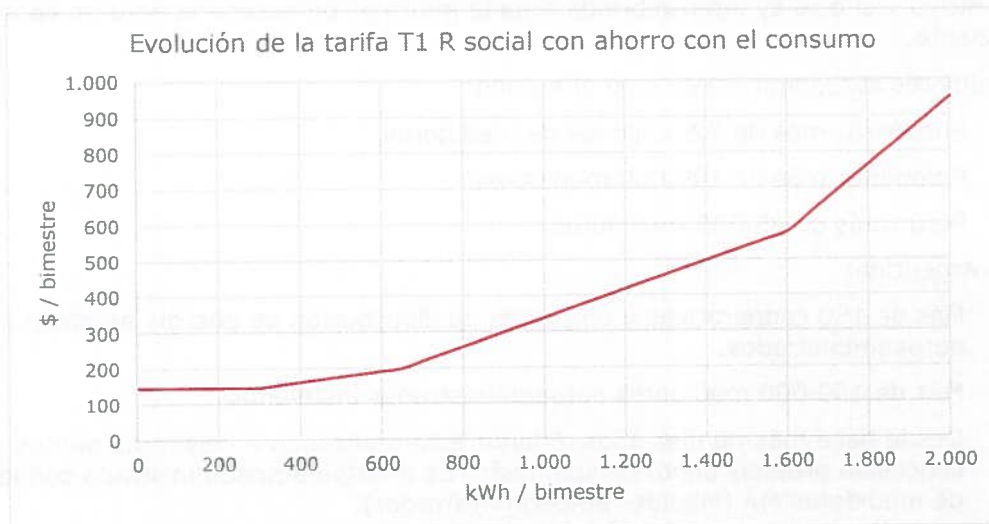
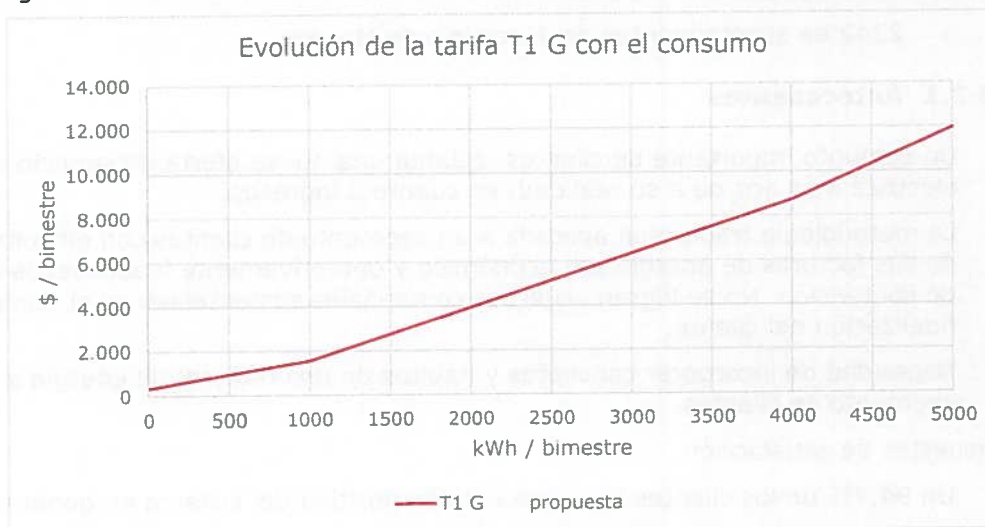


Figura 13-2 – Evolución de la facturación con el consumo para la categoría T1 general



13.3 EL MEDIDOR AUTOADMINISTRADO COMO SISTEMA PARA INCENTIVAR EL USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

El servicio Autoadministrado de electricidad es una alternativa comercial sólidamente afianzada en el mercado eléctrico nacional y mundial.

Está orientado a clientes con dificultades para afrontar sus consumos de energía y nuevos clientes provenientes de planes de viviendas o asentamientos a normalizar, ya que les permite controlar los gastos mediante compras acordes con la disponibilidad económica del momento.

A su vez, debido a la información que provee al usuario sobre la energía que este está consumiendo, le permite tomar decisiones para practicar un uso más racional y eficiente de la energía.



13. Factor de Eficiencia y mecanismos de incentivo al URE

La operatoria consiste en realizar compras parciales de energía en los puntos habilitados de venta.

El medidor autoadministrado utilizado es bicuerpo, unidad de medición ubicada fuera de la vivienda y teclado/display interno. Esto facilita la inspección sin necesidad de ingresar al domicilio y el display interno brinda toda la información necesaria para un consumo eficiente.

Medidores autoadministrados en el mundo:

- Sudáfrica: más de 7,5 millones de medidores.
- Colombia: más de 100.000 medidores
- Perú: más de 35.000 medidores

En Argentina:

- Más de 150 cooperativas y empresas de distribución de energía emplean medidores autoadministrados.
- Más de 150.000 medidores autoadministrados instalados
- Desde hace más de diez años, Edenor está realizando en distintos puntos del área de concesión pruebas piloto de suministro de energía autoadministrada con la utilización de medidores MA (Medidor autoadministrador):
 - 79 familias de Escobar
 - 4579 de Merlo
 - 2242 en asentamientos del Municipio de Moreno.

13.3.1 Antecedentes

- Un conjunto importante de clientes reclama una nueva oferta de servicio de energía eléctrica más acorde a su realidad, en cuanto a ingresos.
- La metodología tradicional aplicada a un segmento de clientes con dificultades de pago de sus facturas de energía son económica y operativamente inadecuadas como método de contención. No se logran acuerdos comerciales sustentables en el tiempo, ni la fidelización del cliente.
- Necesidad de incorporar conceptos y hábitos de uso racional de energía a cierto segmento de clientes.

Encuestas de satisfacción

- Un 94,7% de los clientes tuvo una opinión positiva del sistema en general
- El 88% de los clientes ve positivamente la compra fraccionada de energía
- A un 92% de los clientes el sistema le ayudó a mejorar la economía de su hogar
- El 96% de los clientes tiene voluntad de continuar con el sistema a mediano y largo plazo
- El 53.9% opina que su consumo se optimizó a partir del uso del medidor autoadministrado

13.3.2 Marco Social

La experiencia en Edenor demuestra ser una solución sustentable dado que la respuesta de los clientes indica claramente que se sienten adecuadamente contenidos por la propuesta.

En la prueba piloto no se registraron pedidos de retorno a la facturación bimestral, registrándose las siguientes ventajas en la implementación de este sistema:

13. Factor de Eficiencia y mecanismos de incentivo al URE

- Mayor inclusión social pues les brinda a las familias una acreditación de domicilio.
- Evita situaciones de tensión frente a los equipos de trabajo al eliminar las suspensiones.
- Incorpora la auto reconexión del servicio por falta de crédito sin costos para el cliente.
- Fidelización. La percepción del cliente es que la empresa distribuidora se esfuerza en la búsqueda de nuevos acuerdos que cubran sus reales posibilidades. La relación empresa cliente resulta fortalecida.
- Se logra el objetivo de facilitar el acceso y la permanencia de mayor cantidad de familias al uso de la energía eléctrica.
- Es una excelente herramienta para instrumentar subsidios directos al consumo o tarifas sociales

13.3.3 Beneficios del MA relacionados con el uso racional de la energía

- Los clientes incorporan una mayor conciencia del uso racional de la energía.
- El cliente ve en tiempo real cuál es su consumo de energía y percibe qué artefactos consumen más electricidad.
- Existe una reducción de la demanda por cliente de aproximadamente 12% al 30 % debido al mejor uso de la energía.

13.3.4 Beneficios generales del MA

- Los horarios de atención para compras de energía son amplios.
- El uso de esta tecnología es muy fácil e intuitiva.
- Se reducen las quejas de la clientela.
- Le evita al cliente la concurrencia reiterada a las oficinas comerciales.
- Elimina los procesos de lectura, emisión y distribución de facturas, aunque aumentan los costos de cobranza debido al menor valor unitario por compra.
- Minimiza la morosidad y las pérdidas no técnicas

Teniendo en cuenta los resultados positivos de estas pruebas, se propone extender la oferta de la modalidad de suministro de energía autoadministrada a toda el área de concesión, a efectos de alcanzar entre otros los siguientes objetivos:

- Permanencia de los clientes
- Disminución de los consumos debido al uso eficiente
- Disminución de la morosidad
- Disminución del fraude eléctrico

13.3.5 Regulación propuesta para la venta de energía autoadministrada

- a) El costo de la tecnología y la instalación de los medidores y sistemas de venta no representa cargo alguno para el cliente. La selección de los usuarios a proponer para la venta de energía autoadministrada se hará en función de su historial de morosidad y/o problemática de pago y serán seleccionados por la Distribuidora. En el caso que un usuario no seleccionado, solicite un medidor MA, deberá esperar la aprobación/rechazo de la Distribuidora y en el caso de aprobación abonar por el mismo la diferencia del costo Material y Manos de Obra entre el medidor MA y un medidor convencional.





13. Factor de Eficiencia y mecanismos de incentivo al URE

- b) Se deberá contar con la adhesión expresa a esta modalidad de facturación por parte del usuario.
- c) La tarifa a aplicar será la propuesta en el Cuadro Tarifario, con un único cargo variable. Deberá computarse en \$/KWh y con 3 decimales, tal como se expresan los cargos variables de las categorías T1R.
- d) Los comprobantes que se emitan por los consumos deberán contener: número de comprobante, datos Indicativos de la Distribuidora y del usuario, número de cuenta, número de medidor, fecha y hora de la transacción, identificación de la tarifa, unidades de energía comprada con identificación del o de los escalones correspondientes a la compra, valores del costo variable por escalón de consumo, impuestos, tasas, contribuciones, tasa de alumbrado público y bonificaciones si correspondieran.
- e) Los usuarios deberán tener un fácil acceso a la compra de energía autoadministrada en establecimientos habilitados en las proximidades de sus domicilios.
- f) La Distribuidora deberá contar con personal especialmente capacitado para solucionar las faltas de suministro de estos usuarios.
- g) Las bonificaciones por calidad de servicio serán acreditadas automáticamente en la compra posterior a la imposición de los cargos.
- h) La clase de los medidores autoadministrados será igual o mejor que la de los medidores utilizados en este segmento tarifario.
- i) No serán de aplicación a estos suministros los siguientes puntos del Reglamento de Suministros de Energía Eléctrica para los Servicios Prestados por Edenor:
Art.2º inciso b), "Facturas"; Art.5º inciso b), "Facturas Impagas"; Art.5º inciso c), "Depósito de Garantía"; Art.8º, "Rehabilitación del Servicio".

13.3.6 Plan de incorporación de medidores autoadministrados 2017-2021

Edenor ha incluido en su Plan de Inversión la instalación de 250.000 medidores autoadministrados en los próximos 5 años.

Este Plan está dirigido a instalar este tipo de medidores a los siguientes grupos de clientes:

- Clientes activos con mal hábito de pago y de bajo nivel socioeconómico.
- Clientes inactivos al que se les haya realizado el corte de suministro por falta de pago y de bajo nivel socioeconómico.
- Viviendas con conexión directa (clandestinos) que nunca fueron clientes.
- Nuevos asentamientos que están con conexión directa.
- Normalización de barrios urbanizables que cuentan con medidor comunitario (Acuerdo Marco)

Para llevar adelante este plan la Distribuidora contará con un grupo de asistentes sociales que realizarán la inducción necesaria, en la cual se le explicará al cliente las ventajas y características del sistema y se procederá a la firma del contrato de suministro.

Es de fundamental importancia la participación de las municipalidades, entes gubernamentales y de las organizaciones intermedias, para la difusión, en forma conjunta con Edenor, del plan de instalación de medidores autoadministrados; a efectos de lograr la aceptación por parte de los clientes

Asimismo se trabajará intensamente para lograr la cantidad de puesto de ventas de energía necesarios para lograr que los clientes cuenten siempre con locales en las cercanías de su domicilio y con un horario de atención amplio.



13. Factor de Eficiencia y mecanismos de incentivo al URE

13.3.7 Tarifa propuesta para el Medidor Autoadministrado

Dada la particularidad de venta de energía para este tipo de medidores es que se incorpora dentro de la Estructura Tarifaria una tarifa especial para este tipo de medición que cuenta únicamente con un cargo variable.

Es importante tener en cuenta que, dado que solo se conoce la energía comprada por el cliente y no la consumida, para un cierto período dado, no es posible realizar una comparación consumos entre distintos períodos, por la cual no se puede trabajar con un régimen de premios o castigos por ahorro o mayor consumo.



EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



14. MODIFICACIONES PROPUESTAS AL RÉGIMEN DE CALIDAD

Durante los últimos 15 años Edenor ha visto un deterioro en sus ingresos tarifarios ocasionado por diversos motivos, entre los que se puede mencionar el congelamiento tarifario al momento de la crisis económica, el incumplimiento –a pesar del tiempo transcurrido- de la revisión tarifaria integral acordada en el Acta de Acuerdo celebrada en Septiembre de 2005 y ratificada en Diciembre de 2006, así como a la demora en la aplicación del mecanismo de monitoreo de costos y la falta de reconocimiento de los reales mayores costos. Esta situación, y la falta de un horizonte claro hasta donde podía continuar la falta de reconocimiento de una tarifa justa y razonable –tal lo previsto en el marco regulatorio-, ha imposibilitado a EDENOR realizar las inversiones necesarias que permitan brindar una calidad de servicio acorde con los niveles alcanzados con anterioridad.

Por tal motivo, los indicadores de calidad de servicio y producto se han visto deteriorados requiriéndose de una serie de inversiones de nivel extraordinario para recuperar niveles razonables de calidad, acordes con las expectativas de los usuarios.

En tal sentido, las exigencias que se establezcan debieran estar asociadas a las reales posibilidades de las redes actuales, en función a su tecnología, topología y estado actual y los niveles de calidad que se podrían alcanzar con las inversiones y acciones de mantenimiento que se consideren en las tarifas, así como en las reales posibilidades de concretar tales acciones. Una exigencia mayor a las reales posibilidades de la red no redundaría en una mejora de calidad de servicio, sino en una utopía de imposible cumplimiento. El aumento del nivel de penalizaciones producto de la mayor exigencia que la posible, conduciría a escenarios de funcionamiento no sustentable.

Cabe mencionar también que para la definición de los niveles de calidad de servicio y producto posibles de alcanzar al final del periodo tarifario y el sendero para lograrlo, debe tenerse en cuenta la capacidad de ejecución y financiamiento de las inversiones por parte de la empresa.

En función de lo expuesto en los párrafos precedentes se propone lo siguiente:

1. Definir las exigencias de calidad de servicio teniendo en cuenta las posibilidades reales del tipo de redes en cada área
2. Definir áreas de "iso – calidad", en función del tipo de red que las abastece y la densidad de la demanda, asignando mejoras específicas para cada una
3. Definir el sendero de mejora de la calidad y el valor al final del periodo teniendo en cuenta la capacidad de ejecución y financiamiento de las inversiones de la empresa
4. Adecuar los límites de calidad de producto técnico a lo establecido en la normativa Nacional e Internacional
5. Causales de despenalización de Interrupciones.
6. Calidad de Servicio Comercial
7. Seguridad Pública

A continuación se desarrolla cada una de las propuestas anteriores.

14.1 DEFINIR LAS EXIGENCIAS DE CALIDAD DE SERVICIO TENIENDO EN CUENTA LAS POSIBILIDADES REALES DEL TIPO DE REDES EN CADA ÁREA

En el esquema actual los límites fijados por la Res. 463/16 que fija los Parámetros de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica no toman en cuenta el tipo de red que abastece a los usuarios, que es distinta en función al tipo de mercado que abastecen. Las redes que surgen como económicamente adaptadas a la demanda en las diversas áreas donde la empresa presta el servicio son distintas en su tecnología y longitud media

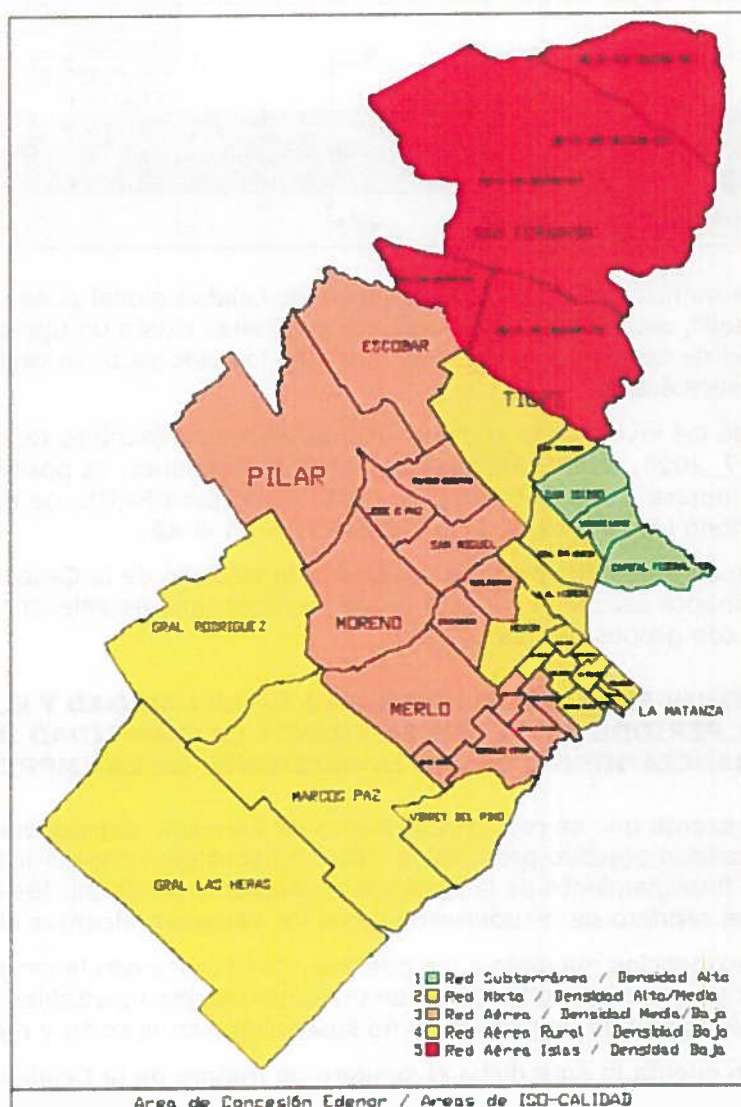
14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

traduciéndose en distintas posibilidades de calidad de servicio, aun aplicando criterios de mantenimiento equivalentes.

En cuanto a la Calidad de Servicio, esta propuesta tiene como objetivo principal que los usuarios tengan un nivel de continuidad en el servicio en concordancia con un esquema de áreas de "iso-calidad", que quedan determinadas con base en el tipo de red que los abastece y la densidad de demanda, respetando estándares de calidad por área dentro de un sendero de mejora a establecer. Dicho sendero tiene como objetivo alcanzar la Calidad Media de Referencia (CMR) establecida según el Acta Acuerdo del 2005 en un período de 8 años (2017-2024).

14.2 DEFINIR ÁREAS DE "ISO - CALIDAD", EN FUNCIÓN DEL TIPO DE RED QUE LAS ABASTECE Y LA DENSIDAD DE LA DEMANDA, ASIGNANDO MEJORAS ESPECÍFICAS PARA CADA UNA

Sobre la base de la topología de las redes en las diversas áreas en donde EDENOR presta el servicio, y los resultados actuales de calidad de servicio se han definido las siguientes áreas de "iso-calidad" según el siguiente plano geográfico:



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016

14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Áreas ISO-CALIDAD	Clientes	%	Densidad (Clientes/km ²)	Partido	Localidad
[1]	828.138	29,2%	5.675	CAPITAL FEDERAL SAN ISIDRO VICENTE LÓPEZ	Todas
[2]	891.734	31,4%	2.430	3 DE FEBRERO GRAL SAN MARTIN MORON SAN FERNANDO TIGRE LA MATANZA (Norte)	Todas 9
[3]	1.023.698	36,0%	755	HURLINGHAM ITUZAINGO JOSE C PAZ MALVINAS ARGENTINAS MERLO MORENO PILAR SAN MIGUEL LA MATANZA (Centro) ESCOBAR (Continente)	Todas 5 6
[4]	89.225	3,1%	52	GRAL LAS HERAS MARCOS PAZ GRAL RODRIGUEZ LA MATANZA	Todas 1
[5]	1.807	6,3%	1.807	SAN FERNANDO TIGRE ESCOBAR	1 1 1
Totales	2.840.752	100%			21 163

Corresponde mencionarse que una exigencia de calidad global puede desglosarse por áreas de "iso-calidad", asumiendo que en cada una de ellas existe un tipo de red preponderante y una densidad de demanda que son las que fijan los valores de la calidad resultante diferencial entre áreas.

Considerando las inversiones en instalaciones eléctricas factibles de realizar durante el periodo 2017_2024, a partir de asegurar su financiamiento, es posible establecer un sendero de mejora por área tanto para SAIFI como para SAIDI, de modo tal de alcanzar al final del período los valores de CMR establecidos en el AA.

Esta división en áreas nos permite corroborar la relación de la Calidad en función del tipo de red predominante asociada. De esta forma, sería posible establecer límites por tipo de red coincidente con grupos de "iso-calidad".

14.3 DEFINIR EL SENDERO DE MEJORA DE LA CALIDAD Y EL VALOR AL FINAL DEL PERIODO TENIENDO EN CUENTA LA CAPACIDAD DE EJECUCIÓN Y FINANCIAMIENTO DE LAS INVERSIONES DE LA EMPRESA

Teniendo presente que se requerirán niveles de inversión extraordinarios para alcanzar los niveles de calidad objetivo propuestos, resulta necesario considerar las posibilidades de ejecución y financiamiento de la empresa al momento de definir los niveles de exigencia tanto para el sendero de recuperación como los valores a alcanzar al final del periodo.

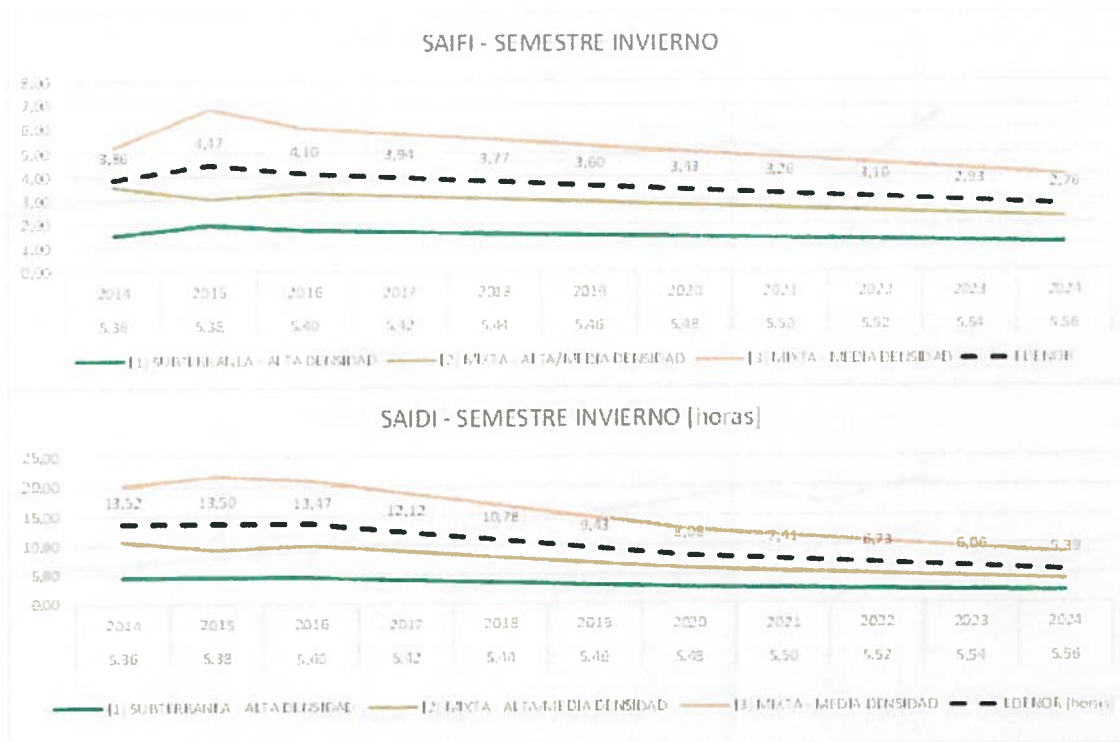
Niveles de exigencias mayores a los posibles, no acordes con la capacidad de la empresa de ejecutar las inversiones, redundarán en incumplimientos inevitables y se traducirán en penalidades resultando una situación no sustentable en el corto y mediano plazo.

Teniendo en cuenta lo ante dicho el sendero de mejora de la Calidad de Servicio propuesto es el siguiente:

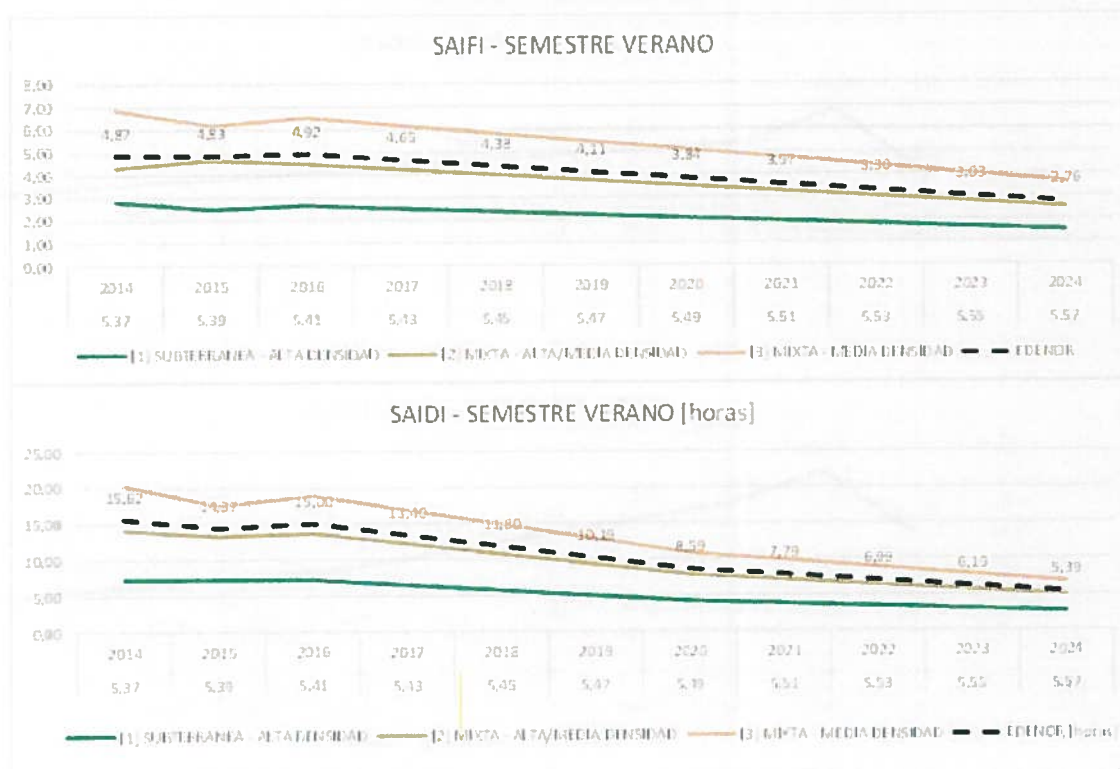
Áreas subterráneas y mixtas de densidad alta y media:

14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

SAIFI/SAIDI - Invierno



SAIFI/SAIDI - Verano



Áreas rurales e islas densidad baja:





14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

SAIFI/SAIDI - Invierno

SAIFI - SEMESTRE INVIERNO



SAIDI - SEMESTRE INVIERNO [horas]



SAIFI/SAIDI - Verano:

SAIFI - SEMESTRE VERANO



SAIDI - SEMESTRE VERANO [horas]



EO1



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

14.4 ADECUAR LOS LÍMITES DE CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO A LO ESTABLECIDO EN LA NORMATIVA NACIONAL E INTERNACIONAL

14.4.1 Niveles de apartamiento de la tensión admisibles

La determinación de los límites de tensión admisible en las redes de BT se debe realizar teniendo en cuenta las posibilidades de funcionamiento adecuado de los equipos electrodomésticos y de iluminación, para posteriormente verificar las posibilidades de regulación de las redes, y no en función al tipo de red con el que se presta servicio al usuario.

En tal sentido, se propone modificar el esquema actual de diferentes límites de aceptación de caída de tensión para distintos usuarios, modificando el esquema de la siguiente forma:

- a) Con respecto a la amplitud de la tensión y dado que el funcionamiento de los aparatos eléctricos no hacen distinción del tipo de red que los alimenta, no es necesario tener valores límites distintos. Por otra parte, existen normas internacionales y nacionales (IRAM 2496) que fijan los valores de referencia, tanto en la amplitud de la tensión como en el tiempo de apartamiento con este criterio. En tal sentido la propuesta es modificar el esquema actual de 5/8/10% (según el tipo de red resulte subterránea, aérea urbana o rural) y 3% del tiempo fuera de rango, unificándolos en 10% de apartamiento para todos los clientes y 5% del tiempo (valores coincidentes con los expresados en la norma IRAM).
- b) Respecto de las campañas regulares y a los reclamos de los clientes, con los límites del punto anterior, se propone establecer un periodo de gestión de la solución sin aplicación de penalización que contemple los niveles de apartamiento medidos.

14.4.2 Mediciones de perturbaciones

El control sobre perturbaciones deben modificarse pasando de un esquema estadístico de campañas sistemáticas a un esquema de reclamos de terceros afectados por dichas anomalías, orientando la regulación a la solución del problema en tiempos razonables más que a una multa como la actual. Entiéndase también, que debe obligarse a los Clientes no Residenciales a que sus instalaciones no produzcan deformaciones de onda que afecte a los clientes vecinos. Por tal motivo se propone trasladar el monto de la penalización por las perturbaciones generadas por ese usuario, desde el momento de la efectiva intimación de la distribuidora hasta la solución definitiva del problema.

Asimismo, debe incluirse en la normativa la exención de multa a la Distribuidora en los casos en que se detecten desvíos a los límites de perturbaciones de tensión en la red asociados a clientes auto-perturbadores (único cliente afectado).

14.5 CAUSALES DE DESPENALIZACIÓN DE INTERRUPCIONES

No deberán penalizarse las interrupciones originadas por:

- a) Cortes programados con aviso a los usuarios, motivados en ampliaciones y/o modificaciones de las instalaciones producto de inversiones o mantenimientos programados.
- b) Causas Externas a la red de Edenor. (Mantener el esquema actual de despenalización establecido en el Acta Acuerdo).
- c) Altas temperaturas se debe modificar el límite de temperatura fijado en la Resolución ENRE 527/96 (45°C), por un valor adecuado a las condiciones de diseño de las instalaciones, proponiéndose los indicados en las normas de la AEA 95401 y 95101, en las cuales se establece una condición de evacuación y ciclado térmico para no afectar su



[Handwritten signature]



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

vida útil, con un valor límite de la temperatura ambiente de 35°C y que el mismo no se supere por más de 24hs.

- d) Fuertes vientos se debe modificar el límite del viento máximo fijado en la Resolución ENRE 527/96 (130 km/h), manteniendo este valor para la exigencia mecánica de los soportes de las líneas aéreas, pero incorporando que con vientos menores pueden existir objetos que impacten sobre las mismas (ramas, chapas, etc.).
- e) Medidas de Fuerza: cuando se declaren medidas de fuerza, demostrables ya que afectan mayoritariamente a la reposición del servicio.

Edenor no sólo informa al Ministerio de Trabajo, especificando alcance, cantidad de personas, afectación del servicio, sino que dicho Ministerio tiene la facultad de constatar las medidas denunciadas sino que también cumpliendo de la Res. ENRE N° 46/2015 (la cual obliga a las empresas concesionarias del servicio de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica a presentar un informe en un plazo de 24 horas cuando se produzca una medida de fuerza. El mismo deberá contener: a) descripción sobre los motivos que dieron origen al conflicto; b) estado de situación al momento de presentación del informe; c) actuaciones administrativas o de otra índole llevadas a cabo ante la autoridad de aplicación (Ministerio de Trabajo, por ejemplo); d) tiempo estimado de duración de la medida de fuerza; e) descripción de los servicios mínimos mantenidos durante el conflicto con detalle de su ejecución, personal asignado, pautas horarias, funciones y equipos. El incumplimiento a este procedimiento, ya tiene prevista la aplicación de las sanciones).

Además, se debe considerar que los frentes de tormenta pueden dar origen a los eventos pero estos no definen el final, ya que la continuidad de la tormenta, aunque tanga vientos de menor intensidad, puede arrastrar objetos que impacten sobre las instalaciones. Adicionalmente considerar que las reposiciones antes eventos generalizados deben realizarse desde la mayor tensión a la menor en etapas para asegurar las condiciones del suministro. En consecuencia el tiempo de las fallas en las redes de BT tienen el incremento lógico de esta metodología.

Asimismo, se debe considerar que cuando existen eventos generalizados (caso de tormentas u olas de calor), se puedan informar como un único caso genérico dentro del plazo establecido, y luego en el informe mensual se establezca el detalle de afectaciones.

14.6 CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

Se propone que la normativa referida a calidad comercial quede redactada de acuerdo a lo indicado a continuación.

"3.- CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

La DISTRIBUIDORA deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus USUARIOS una atención comercial satisfactoria, de acuerdo con los parámetros establecidos en las disposiciones legales, contractuales y reglamentarias vigentes además de las explicitadas en el presente ANEXO.

A los efectos de verificar el cumplimiento de los indicadores de Calidad del Servicio Comercial establecidos en el presente, la DISTRIBUIDORA deberá contar con un registro informático único y correlativo que contemple la totalidad de reclamos técnico- comerciales (oficinas comerciales, atención telefónica, mensajes de texto, redes sociales, etc.), actualizado y auditable en todo momento, que gestione las operatorias de forma centralizada, accesible desde las distintas dependencias de la misma, con garantías de seguridad e inviolabilidad. Se aceptará un registro único para reclamos técnicos y otro para los comerciales.



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Los horarios de atención al público y los números telefónicos y direcciones donde se puedan efectuar reclamos, deberán figurar en la factura o en la comunicación que la acompañe, además del deber de la DISTRIBUIDORA de proceder a su adecuada difusión.

3.1. Indicadores individuales

3.1.1. Conexiones

Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y cumplidos por parte del usuario la totalidad de los requisitos establecidos en el Reglamento de Suministro y Resoluciones que reglamenten los requisitos para la conexión de nuevos suministros la DISTRIBUIDORA deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

a) Sin modificaciones a la red existente

Hasta 49 kW: CINCO (5) días hábiles.

Más de 49 kW: a convenir con el USUARIO.

b) Con modificaciones a la red existente

A convenir con el usuario

Se define "modificación de red" a la realización de las obras necesarias para conectar zonas en las que no existen redes, es decir las obras necesarias de toda ampliación de la red de distribución que signifique una prolongación en su extensión en más de Cincuenta (50) metros para LABT, trabajos que modifiquen cualquier tipo de extensión de CASBT, CASMT, LAMT o las que viabilicen satisfacer los requerimientos de consumo de aquellos USUARIOS que se encuentran sobre redes que imposibilitan atender sus demandas.

3.1.2. Facturación estimada

Exceptuando casos despenalizados (*) y salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando lo mencionado en el párrafo siguiente.

Para un mismo USUARIO y como máximo podrá estimarse DOS (2) lecturas, si está sujeto a ciclo de lectura bimestral y TRES (3) si está sujeto a ciclo de lectura mensual, durante UNO (1) año calendario.

(*) Por despenalizados se entiende casos como: Imposibilidad de acceso al medidor por estar dentro de la propiedad, clausura judicial, anegamiento, modificaciones en los sistemas de facturación solicitadas por Autoridad de Aplicación.

3.1.3. Reclamos por errores de facturación

El USUARIO que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo dentro de los QUINCE (15) días hábiles de formulado el mismo debiendo reflejarse la solución en el sistema comercial de la DISTRIBUIDORA, incluido en su próxima factura y comunicado fehacientemente al USUARIO.

La reiteración del problema denunciado por el USUARIO dará lugar al agravamiento de la sanción a aplicar.

3.1.4. Suspensión del suministro por falta de pago

Previo a efectuar la suspensión del suministro de energía eléctrica, motivada por la falta de pago en término de las facturas, la DISTRIBUIDORA deberá notificar fehacientemente al USUARIO con no menos de VEINTICUATRO (24) horas de antelación.





14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Si el USUARIO abona los importes adeudados o acuerda con la DISTRIBUIDORA la forma de pago, ésta deberá reestablecer la prestación del servicio público dentro de las VEINTICUATRO (24) horas de haberse efectivizado el pago o, en su caso, de convenido la restitución del mismo.

En el caso en que la Distribuidora habilite bocas de cobro externas fuera del horario de Atención al Público de las Oficinas Comerciales, los pagos se considerarán recibidos en el horario de Apertura de la Atención al Público de las Oficinas Comerciales del primer día hábil posterior al pago. Esta situación debe ser advertida al usuario que realice este tipo de pago.

LA DISTRIBUIDORA deberá llevar un registro diario de los USUARIOS a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

3.1.5. Suspensión indebida de suministro

Ante una suspensión indebida de suministro, la DISTRIBUIDORA deberá restablecer el servicio dentro de las CUATRO (4) horas de haber verificado el error.

3.1.6. Quejas

Además de facilitar los reclamos por vía personal, telefónica, mensajes de texto o redes sociales, LA DISTRIBUIDORA pondrá a disposición del USUARIO en cada centro de atención comercial un 'libro de quejas', foliado y rubricado por el ENTE, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Las quejas que los usuarios formulen deberán ser ingresadas como reclamos en los sistemas de gestión, cumpliendo con los plazos y condiciones establecidos por este Reglamento.

3.1.7. Periodicidad

Las facturas emitidas a los USUARIOS de todas las categorías tarifarias se efectuarán con una periodicidad mensual, en base a lecturas bimestrales para los USUARIOS Tarifa Nro. 1, Pequeñas Demandas uso Residencial y General, mientras que las de Tarifas Nros. 1-AP, 2 y 3, Pequeñas Demandas- Alumbrado Público, Medianas y Grandes Demandas respectivamente, se realizarán en base a lecturas mensuales.

Se entiende por periodicidad mensual la emisión de facturas entre un mínimo de 20 días y un máximo de 40 días.

No se considerarán incumplimiento de la periodicidad a los casos debidos a modificaciones en los sistemas de facturación solicitadas por Autoridad de Aplicación.

3.2. Indicadores globales y niveles de gestión

3.2.1 Conexiones

3.2.1.A) Como mínimo, el NOVENTA CIENTO (90%) de las conexiones concretadas en el período semestral en análisis, deberán realizarse dentro de los plazos establecidos en el punto 3.1.1 del presente ANEXO.

3.2.1.B) Los tiempos promedio por tipo de conexión realizadas fuera de plazo, teniendo en cuenta cada uno de los distintos plazos previstos en el punto 3.1.1 del presente ANEXO, no podrán superar el doble de su límite.

indicador definido en el punto 3.2 no considera a los usuarios de Tarifa 3.

Ambos indicadores globales incrementarán las sanciones por apartamiento detectado según lo especificado en el ítem 3.6.2 del presente ANEXO.

3.2.2 Estimados

El número de facturas estimadas, no podrá superar el DOS POR CIENTO (2%) de las emitidas en cada categoría tarifaria, por año.

3.2.3 Reclamos



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

3.2.3.A) Como mínimo, el NOVENTA POR CIENTO (90%) de los Reclamos comerciales formulados por los USUARIOS ante la DISTRIBUIDORA por cualquier medio, deberán resolverse dentro de los plazos establecidos en el punto 3.1.3 del presente ANEXO.

3.2.3.B) El Tiempo promedio de Resolución de los Reclamos comerciales fuera de plazo no podrá superar el doble del límite establecido en el punto 3.1.3.

Ambos indicadores globales incrementarán las sanciones por apartamiento detectado según lo especificado en el ítem 3.6.2 del presente ANEXO.

Se evaluará la relación de los reclamos, por cualquier tipo, resueltos desfavorablemente por la DISTRIBUIDORA y con resolución contraria por parte del ENRE

3.2.4. Rehabilitaciones de suministros suspendidos por falta de pago

3.2.4.A) Como mínimo, el NOVENTA (90%) de las rehabilitaciones que se ejecuten como consecuencia de lo establecido en el punto 3.1.4. del presente ANEXO, deberán realizarse dentro del plazo allí indicado.

3.2.4. B) El tiempo promedio de las rehabilitaciones en la prestación del servicio público luego de haberse efectivizado el pago o, en su caso, de convenido la restitución del mismo, que se efectuaran fuera del plazo indicado en el punto 3.1.4, no podrá superar el doble del plazo establecido en dicho punto.

Ambos indicadores globales incrementarán las sanciones por apartamiento detectado según lo especificado en el ítem 3.6.2 del presente ANEXO.

3.2.5. Rehabilitaciones de suministros por suspensiones indebidas

3.2.5.A) Como mínimo, el NOVENTA (90%) de las rehabilitaciones que se ejecuten como consecuencia de lo establecido en el punto 3.1.5. del presente ANEXO, deberán realizarse dentro del plazo allí indicado.

3.2.5.B) El tiempo promedio para rehabilitar la prestación del servicio público luego de haberse verificado la suspensión indebida, que se efectuaran fuera del plazo indicado en el punto 3.1.5, no podrá superar el doble del plazo establecido en dicho punto.

Ambos indicadores globales incrementarán las sanciones por apartamiento detectado según lo especificado en el ítem 3.6.2 del presente ANEXO

3.2.6. Periodicidad

Como mínimo, el NOVENTA (90%) de las facturas emitidas deberán respetar la periodicidad establecida en el punto 3.1.7. del presente ANEXO.

3.3. Oficinas comerciales - calidad de atención:

LA DISTRIBUIDORA deberá garantizar la atención personalizada de los USUARIOS, debiendo evitar que los mismos sufran pérdidas de tiempo innecesarias. Asimismo deberá garantizar condiciones de trato digno y equitativo.

Deberá mantener dentro del área geográfica de la concesión locales apropiados para la atención al público en número y con la dispersión adecuada, asegurando para la Provincia de Buenos Aires un mínimo de UNA (1) oficina comercial por partido. En dichos locales la atención al público deberá efectuarse en un horario uniforme para todos los locales, durante un mínimo de SIETE (7) HORAS diarias, de 8 a 15 horas en forma continua.

Con respecto a los tiempos de espera, el promedio diario de espera de los USUARIOS para ser atendidos (en Box o Caja) desde que llega a la sucursal no deberá superar 30 minutos en cada oficina comercial

Cada DISTRIBUIDORA deberá contar en cada oficina comercial con un mínimo de puestos de atención que garanticen lo expresado en el párrafo anterior.





14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Estos tiempos medios de atención no serán tenidos en cuenta cuando se presente un aumento sustancial de afluencia de público debido a cambios relevantes en la regulación dictados por la Autoridad de Aplicación.

Cualquier tipo de suspensión o restricción en la modalidad de atención de USUARIOS, atenta contra los parámetros establecidos por la normativa vigente y, en consecuencia, es pasible de las sanciones que pudieran corresponder según el caso, salvo en los casos de fuerza mayor.

Para los casos de remodelación y/o refacción y/o mudanza, la DISTRIBUIDORA deberá pedir autorización al ENRE con 30 días hábiles de anticipación y la justificación técnica correspondiente. El ENRE establecerá las condiciones y/o requisitos previos al cierre, los que podrán variar según el caso. La DISTRIBUIDORA será pasible de sanción cuando no cumpla con los requisitos establecidos por el ENRE y/o no garantice el trato digno y equitativo para con los USUARIOS.

La DISTRIBUIDORA deberá informar cualquier suspensión o restricción en la modalidad de atención tanto al ENRE como a los USUARIOS, conforme los plazos y procedimientos instruidos oportunamente.

La DISTRIBUIDORA, a partir del 20 semestre de entrada en vigencia del cuadro tarifario que surja de la RTI, deberá instalar un SISTEMA INTELIGENTE DE DIRECCIONAMIENTO Y ATENCIÓN A USUARIOS (SIDyAA) que permita la consulta por parte del ENRE on line y poder obtener como mínimo, la siguiente información:

- Cantidad de USUARIOS atendidos en cada una de las Oficinas Comerciales, debiendo registrar como mínimo las colas de atención técnico-comercial, nuevos suministros, pagos de facturas, etc.
- El tiempo de espera total de atención por USUARIO.
- Con la finalidad de ser auditados, todos los datos deberán ser almacenados en el dispositivo como mínimo por un plazo de UN (1) año a partir de la creación del registro

3.4. Indicadores de Call Center:

La DISTRIBUIDORA deberá mantener servicios de llamadas telefónicas gratuitas para el USUARIO para la atención de reclamos por falta de suministro y emergencias, durante las VEINTICUATRO (24) horas del DIA todos los DIAS del año, y contar con operadores telefónicos capacitados para el tratamiento de reclamos de Seguridad en la Vía Pública y Ambientales, tanto propios como los que son remitidos por el ENRE. Ello implica que dicho personal deberá hallarse capacitado para identificar el riesgo potencial de la situación reportada de acuerdo a los procedimientos internos de la empresa para este tipo de reclamos a la normativa vigente, como así para el uso pleno de la herramienta web del ENRE.

Con respecto al punto 3.6 del Anexo de la Resolución ENRE N O 270/08, se calculará el siguiente indicador:

krel: relación que resulta del cociente entre la totalidad de llamadas atendidas por día en forma personalizada (OP - operadores) respecto al total de llamadas atendidas durante ese mismo día.

$$krel = \frac{\sum_{h=0}^{h=23} \text{Llamadas atendidas OP}}{\sum_{h=0}^{h=23} \text{Llamadas atendidas}} \cdot 100 (\%/0), \text{ donde}$$

$$\sum_{h=0}^{h=23} \text{Llamadas atendidas} = \sum_{h=0}^{h=23} \text{Llamadas atendidas OP} + \sum_{h=0}^{h=23} \text{Llamadas atendidas IVR}$$

14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Deberá verificarse como mínimo la siguiente relación:

$Krelmin \geq 25\%$ (relación mínima que resulta del cociente entre la totalidad de llamadas atendidas por día en forma personalizada respecto al total de llamadas atendidas durante ese mismo día).

Este indicador se analizará teniendo en cuenta un máximo de 50.000 llamadas por día, el excedente diario no está sujeto a esta verificación.

No obstante, se controlarán, además, las cantidades de llamadas efectuadas por los USUARIOS y los efectivamente ingresados a las DISTRIBUIDORAS.

Los Reclamos por Seguridad en la Vía Pública y USUARIOS electrodependientes, deben ser atendidos siempre por operadores. Con relación a las llamadas comerciales en donde el USUARIO solicita ser atendido por un operador, deberán tener prioridad de atención por sobre las técnicas.

Se podrán implementar nuevos indicadores, los cuales se informarán oportunamente, teniendo en cuenta cambios en el modelo de datos.

3.5. Control de facturación:

La DISTRIBUIDORA deberá remitir al ENRE diariamente lotes de facturas emitidas, de acuerdo al modelo de datos a la fecha de emisión, de las cuales se procederá a verificar todos los conceptos tarifarios incluidos en cada factura emitida.

3.6. Régimen de sanciones

La DISTRIBUIDORA deberá informar semestralmente el cálculo de los indicadores individuales (puntos 3.1 3.1.2, 3.1 3.1.4 y 3.1.5 del presente ANEXO) y globales (puntos 3.2.1, 3.2.3, 3.2.4 y 3.2.5 del presente ANEXO) así como las bonificaciones asociadas y procederá a acreditarlas dentro de los 10 (DIEZ) días hábiles administrativos. En igual plazo, deberá remitir al ENRE en medio informático y deberá informar sobre el cumplimiento del proceso de acreditación de las bonificaciones por multa a los USUARIOS, mediante documentación certificada por Auditor Externo o Contador Público independiente cuya firma se encuentre certificada por el Consejo Profesional respectivo.

3.6.1 Indicadores Individuales

Con respecto a los criterios sancionatorios establecidos en el Subanexo 4 del Contrato de Concesión, se mantendrán los allí dispuestos; con excepción de las conexiones, en los cuales, duplicados los tiempos establecidos en el punto 3.1.1. se considerarán demoras excesivas y no se aplicarán los límites correspondientes.

Con relación a la conexión de los USUARIOS T3, como los plazos son convenidos entre la DISTRIBUIDORA y el USUARIO, la sanción por atraso en la conexión pautada será igual a:

Potencia Máxima Solicitada x 0,5 x 24 x CENS = penalización por día de atraso.

El CENS de la anterior fórmula se afectará con el factor que se menciona en el siguiente Cuadro:



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016





14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Porcentaje del Costo de Energía No Suministrada (CENS) a aplicar en Conexiones T3 por cada semestre de control										
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	Sem 7	Sem 8	Sem 9	Sem 10
CENS	10%	10%	20%	20%	40%	40%	80%	80%	100%	100%

Con relación al régimen sancionatorio relacionado al ítem 3.1.7 del presente ANEXO, cuando se incumple este inciso se sancionará con 100, 150, 200 o 500 kWh según corresponda a T1 R, TIG, T2 o T3 respectivamente.

3.6.2 Indicadores Globales

En los semestres que los indicadores globales, establecidos en el punto 3.2 del presente, no hayan sido cumplidos, las sanciones por apartamentos, se incrementarán acumulativamente de la siguiente manera:

- Indicadores definidos en los Ítems 3.2.1 A), 3.2.2.1 3.2.3.A), 3.2.4.A), 3.2.5.A) Y 3.2.6 el incremento será en el porcentaje de desvío detectado en los indicadores globales previamente definidos sobre las sanciones por apartamento detectado.
- Indicadores definidos en los ítems 3.2.1 R), 3.2.3.B), 3.2.4.B) y 3.2.5.B): En caso de superar los límites de estos indicadores, se aplicará un incremento del 200% a las sanciones por apartamento detectado.

3.6.3 Oficinas comerciales

Ante el incumplimiento de las pautas establecidas en el apartado 3.3 del presente ANEXO se aplicarán los siguientes criterios sancionatorios:



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Tipo de incumplimiento	Sanción	Destino
Por día de cierre total y por sucursal	80.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000
Por día de cierre parcial y por sucursal	40.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000
Por falta de cartelería normativa y/o institucional	30.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE NO 171/2000
Por mala ubicación de carteles normativos y/o institucionales	10.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE 171/2000
Por no informar al ENRE de el/los cierres de una sucursal	40.000 kWh	Cuenta corriente ENRE 50/652 Recaudadora Fondos de Terceros N° 2.915/89. BNRA
Por no colocar cartel en la puerta de la sucursal cerrada con la información requerida	20.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000
Por no informar en medios masivos de acuerdo a lo requerido	20.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000
Por no enviar nota al ENRE con el cumplimiento de lo requerido	20.000 kWh	Cuenta corriente ENRE 50/652 Recaudadora Fondos de Terceros NO 2.915/89. BNRA
Por superar los tiempos de espera en la atención en oficina comercial establecidos, por día por sucursal por información suministrada por SIDyAAy/o Inspección	30.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000
Por atender sin respetar condiciones de trato digno y equitativo y/o en condiciones de atención restringida, se aplicará un porcentaje sobre la penalidad por superar los días de espera	30.000 kWh	Usuarios Activos Resolución ENRE N° 171/2000



14-14

EDENOR S.A. -5 de Septiembre de 2016



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

3.6.4 Call Center

Ante el incumplimiento de las pautas establecidas en el apartado 3.4 del presente ANEXO se aplicará el siguiente criterio sancionatorio:

Krel < 25% 30.000 kWh por día.

Los montos asociados a las sanciones por este ítem, deberán ser depositados en la Cuenta Corriente ENRE 50/652 Recaudadora Fondos de Terceros N°2.915/89 del Banco de la Nación Argentina, Sucursal Plaza de Mayo.

3.6.5 Facturación

Por incumplimientos detectados en el punto 3.5 del presente ANEXO o en la información recibida en cuanto errores en la facturación, la DISTRIBUIDORA abonará una multa equivalente 1.000, 5.000, 10.000 o 15.000 kWh, según corresponda a TIR, TIG, T2 o T3 respectivamente.

Los montos asociados a las sanciones por este ítem, deberán ser depositados en la Cuenta Corriente ENRE 50/652 Recaudadora Fondos de Terceros N O 2,915/89 del Banco de la Nación Argentina, Sucursal Plaza de Mayo.

3.6.6 Generalidades

En el caso de no verificarse la acreditación de las bonificaciones a los USUARIOS determinadas por el ENRE y/o aquellas que surgieran de la aplicación de lo dispuesto en el punto 3.6. del presente ANEXO, el Ente aplicará una multa equivalente al doble del valor que debería haberse registrado.

Las cuantificaciones establecidas en el presente ANEXO, podrán ser modificadas en virtud de los antecedentes, reincidencia, gravedad de la falta y/o perjuicio al USUARIO.

Las sanciones expresadas en kWh se valorizarán a la tarifa media que corresponda.

4. CRITERIOS SANCIONATORIOS RELACIONADOS CON LOS RECLAMOS DE USUARIOS INGRESADOS AL ENRE.

Los reclamos favorables de los usuarios ingresados al ENRE que previamente realizaron el mismo reclamo en la Distribuidora con resolución desfavorable tendrán una penalización adicional entre 200 kWh y 1000 kWh según la gravedad y reiteración."

INCUMPLIMIENTOS	PENALIZACION (en kWh)	DESTINO
Suspensión sin aviso / suspensión por reclamo de pago de factura paga / suspensión con reclamo previo y pago parcial	1.000 - 2.000	Usuario
Retiro de medidor sin notificación o presencia del usuario I retiro de medidor sin contraste con reclamo pendiente	1.000 - 2.000	Usuario
Falta de respuesta de reclamo ante distribuidora	1.000- 2.000	Usuario
Respuesta de reclamo inadecuada	1.000 - 2.000	Usuario



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

14.7 MODIFICACIÓN A LA RES 492/16

Propuesta de cambio a la Resolución ENRE 492/2016 – 6. Afectación Extraordinaria de la Prestación del Servicio.

- Se considerará que se ha producido una afectación extraordinaria, en el caso de que el ENRE determine, y se encuentren fuera de servicio simultáneamente una cantidad de clientes igual o superior al 5% de sus clientes totales (con independencia de la duración de la interrupción) y este registro se repita durante 7 días.

Propuesta de cambio a la Resolución ENRE 492/2016 – 7. Afectación de la Prestación del Servicio por Eventos Climáticos Particulares.

No obstante lo expresado, en el CAPITULO Marco Legal, punto REGIMEN DE RESARCIMIENTOS, que constituye la profunda convicción de Edenor, a todo evento y para el caso que se avance con la imposición del Régimen de Resarcimiento, se propone:

- Deben considerarse Eventos Climáticos Particulares aquellos que por efectos climáticos extremos producen una afectación, simultánea o no simultánea, de más de 100.000 usuarios en 24 hs y que por sus características no pueden ser considerados como Caso Fortuita o Fuerza Mayor.
- Modificar el cuadro de reposición del servicio por el siguiente:

Cantidad de Usuarios		12 hs	24 hs	36 hs	48hs	60 hs	72 hs	96 hs
Desde	Hasta							
100.000	200.000	>10%	>40%	>90%				
200.001	300.000	>10%	>20%	>50%	>90%			
300.001	400.000	>10%	>20%	>30%	>40%	>70%	>90%	
> 400,001		>10%	>20%	>30%	>40%	>60%	>70%	>90%

- También debe considerarse esto cuando el evento en cuestión se encuentre comprendido en uno precedente que reúna las condiciones de extraordinario.

14.8 SEGURIDAD PÚBLICA

Las sanciones de seguridad pública son impuestas en kWh, y el valor del mismo se ve afectado por variaciones en el precio de la energía que no redundan en mayores ingresos del Distribuidor y que éste no puede controlar y/o afectar.

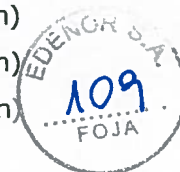
En el contexto imperante, este criterio afecta negativamente a la Compañía ya que, se ha desnaturalizado el objetivo de la sanción, dado que deja de ser una señal de estímulo a la inversión en el mantenimiento y mejora de la calidad de servicio, tornándose gravosas e irrazonables.

Se propone modificar el criterio sancionatorio, sin producir cambios substanciales en las señales que debe generar. El esquema propuesto se describe a continuación.

El precio de las sanciones no debe estar relacionadas al valor del kWh tarifario promedio y deben ser un valor en pesos.

Se propone el siguiente precio:

- Grado de Riesgo 1: \$ 6.500.- (si se demora más de 2 días en la solución)
- Grado de Riesgo 2: \$ 2.000.- (si se demora más de 10 días en la solución)
- Grado de Riesgo 3: \$ 1.000.- (si se demora más de 20 días en la solución)
- Grado de Riesgo 4: \$ 350.- (si se demora más de 30 días en la solución)



14-16

EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



14. Modificaciones propuestas al régimen de calidad

Eliminar el concepto del agravamiento por demora en la solución superados los plazos objetivos y cambiarlo por el concepto de bonificación por cumplimiento de plazos, generando de este modo un mayor incentivo a la mejora, por ende, se propone reducir al 50% el valor de las sanciones si se cumple en plazo.

Posponer los plazos objetivos en 45 días hábiles ante la acreditación (vía prueba fotográfica) de una solución provisoria que elimine realmente el riesgo de la anomalía, aplicándose la bonificación propuesta en caso de normalizar antes del plazo extendido.

Además, se propone:

- Despenalización ante casos de Fuerza Mayor para incumplimientos individuales.
- Extensión de plazos en las anomalías grado de riesgo 2; 3 y 4 ante la situación prevista en la Res. ENRE 496/16 Punto 7 del anexo para incumplimientos individuales.
- Exención de sanciones por reclamos si éstos no fueron denunciados previamente a la Distribuidora.

15. PROPUESTA DE MODIFICACIONES REGULATORIAS

Se efectúan en este capítulo una serie de propuestas y sugerencias regulatorias que EDENOR S.A. considera de suma importancia que se aprueben ya que contribuirán a reducir costos, agilizar trámites y mejorar la calidad comercial.

Algunas de estas propuestas implican modificar el texto de ciertos artículos del Reglamento de Suministro y/o del Contrato de Concesión aprobados por el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 714/1992.

Los puntos que se detallan a continuación, surgen en su mayoría de la observación y recopilación de la interpretación que el ENRE, la Secretaría de Energía, los Usuarios y las Distribuidoras, han venido efectuando de la normativa aplicable.

Por otra parte, resulta innegable que los avances de la tecnología, especialmente verificados durante los últimos años, han venido a alterar las prácticas diarias de la población, cuestión que debe ser recogida por la normativa que nos regula. De lo contrario, cada día perdería vigencia, por caer en desuso.

Asimismo, es dable destacar que la elaboración de normas administrativas es un procedimiento que es susceptible de involucrar a sectores interesados y a la ciudadanía en general, especialmente cuando las características del caso respecto de su viabilidad y oportunidad así lo impongan.

Así las cosas, en virtud de la Revisión Tarifaria Integral que se está llevando a cabo, consideramos oportuno plantear una serie de cuestiones que no hacen más que venir a aclarar los alcances de la relación multilateral que atañe a estos distintos actores en el día a día, como así también de las diferentes normas que, directa o indirectamente, obliga a cada una de las partes.

En los **Anexos H e I** de este Informe se presentan el Contrato de Concesión de Edenor y el Reglamento de Suministro incorporando las modificaciones regulatorias propuestas en este capítulo.

15.1 CONCEPTOS A INCORPORAR EN LA REGULACIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

En lo particular, y en función de lo manifestado, se ha visto de utilidad y conveniencia, de incorporar las siguientes cuestiones al Reglamento de Suministro y al Contrato de Concesión:

15.1.1 Creación de nuevos Partidos en la Provincia de Buenos Aires.

En los años 1994 y 1995 la legislatura de la Provincia de Buenos Aires sancionó diferentes leyes provinciales a fin de corregir el desequilibrio demográfico que se verificaba en el conurbano bonaerense, para ello creó nuevos partidos y municipios e incorporó algunas localidades a partidos preexistentes.

La Ley Provincial 11.551/1994 dispuso la creación de tres nuevos partidos denominados San Miguel, José C. Paz y Malvinas Argentinas, en lo que constituía el territorio del ex Partido de General Sarmiento.

Por su parte, la Ley Provincial N° 11610/1995 dispuso la creación de dos nuevos partidos denominados Hurlingham e Ituzaingó, en lo que constituía el territorio del antiguo partido de Morón.

En razón de ello, corresponde actualizar la Definición de AREA de concesión, punto I del Contrato de Concesión.





15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

15.1.2 Creación de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

La actual Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C.A.B.A) nace como consecuencia de la reforma Constitucional del año 1994 (art. 129).

A partir de dicho momento, se alteró substancialmente el régimen jurídico institucional de la Ciudad de Buenos Aires asignándole un status especial de autonomía.

Concomitantemente se dictó la Ley Nacional N° 24.588 que garantiza los intereses del Estado Nacional en la Ciudad de Buenos Aires.", conocida como Ley Cafiero, la cual establecen las competencias que la Nación delega en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De allí surgen más específicamente los alcances del régimen "autónomo" que se le otorga a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y donde se evidencia que la misma no tiene naturaleza jurídica ni de Municipio, ni de Provincia, sino de "Ciudad Autónoma". Cabe destacar que, el sistema federal de gobierno (art. 5 y 123 de la Constitución Nacional establece que las Provincias delegan en la Nación sus competencias, pero en el caso de CABA esto ocurre a la inversa.

En razón de ello, corresponde adecuar todas las menciones que se hacen en el cuerpo del contrato de concesión respecto al "Gobierno Nacional, Provincial y Municipal" introduciendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Específicamente en la Definición de EXCLUSIVIDAD ZONAL (Punto I del contrato de concesión) y en los artículos 17, 21, 25 inc., d), 34 y 44 del Contrato de Concesión.

15.1.3 Estabilidad Tributaria

Para la elaboración y cálculo de la propuesta tarifaria, EDENOR consideró la verificación de determinadas premisas (detalladas en el Capítulo 2 PREMISAS de esta presentación), una de ellas tendiente a asegurar la efectiva estabilidad tributaria. Así, en el caso de que se produjera un incremento en la carga fiscal, originada como consecuencia de la sanción de impuestos, tasas o gravámenes nacionales, provinciales, del GCABA y/o municipales específicos o de la consagración de un tratamiento tributario diferencial para la distribución de energía eléctrica o discriminatorio respecto de otros servicios públicos, el ENRE autorizará su traslado a las tarifas o precios en su exacta incidencia.

En razón de ello, corresponde adecuar el texto del artículo 33 del Contrato de Concesión.

15.1.4 Armonización del Reglamento de Suministro con la Resolución ENRE 215/15

El ENRE adecuó la normativa que regula los distintos aspectos relacionados con los nuevos requerimientos de suministro, haciendo especial foco en los nuevos emprendimientos inmobiliarios de carácter habitacional y comercial, así como de carácter industrial.

La nueva normativa del ENRE impone la obligación al propietario del inmueble de poner a disposición de la Distribuidora un local o espacio destinado al montaje de la instalación de un Centro de Transformación (CT) en las circunstancias y con los requisitos allí detallados.

En razón de ello, corresponde adecuar el texto del artículo 1 inciso g) del Reglamento de Suministro.

15.1.5 Cobro en entidades externas o mediante aplicaciones u otros medios electrónicos.

En función del avance de la tecnología y especialmente de los distintos sistemas informáticos, EDENOR se encuentra actualizando sus programas e implementando un "Sistema de Cobro Online" en Entidades Externas, como así también "Cobros por Tarjeta de Crédito en las Aplicaciones".



15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

El objetivo es mejorar la atención comercial otorgando a los distintos usuarios la posibilidad de abonar sus facturas luego del segundo vencimiento en bocas de cobro externas y no sólo en las Oficinas Comerciales, como hasta ahora. Esto implica un beneficio adicional para los usuarios, en tanto éstos podrán abonar su factura en cualquier día y horario, incluido fines de semana y feriados.

Ahora bien, por razones de bacht de lectura, facturación, cobro y morosidad, esos pagos realizados fuera del horario de atención al público, son procesados al siguiente día hábil al que se realizó el pago, en el horario de apertura de las Oficinas Comerciales (situación similar a lo que ocurre con los pagos efectuados en entidades bancarias) y por consiguiente, a los efectos regulatorios debe considerarse que el pago fue efectuado al ser procesado.

En razón de ello, corresponde adecuar el artículo 8 del Reglamento de Suministro.

15.1.6 Factura Digital y Comunicaciones Digitales o Electrónicas

También como consecuencia de la actualización informática mencionada en el punto anterior, sumados a las campañas de preservación del medio ambiente tendiente a la reducción del consumo de papel y con el objetivo de continuar mejorando la calidad del servicio comercial, esta Distribuidora está implementando las medidas necesarias para enviar a los usuarios su factura en formato digital, así como las comunicaciones de las que el usuario debe estar en conocimiento y debidamente informado.

Se busca facilitar el acceso de los clientes a la información, siendo que la misma se encontrará disponible en todo momento para su consulta y descarga, desde cualquier lugar con acceso a Internet.

El usuario deberá prestar su consentimiento para reemplazar el soporte físico de cualquier comunicación que las empresas pongan a su disposición, en cumplimiento de lo establecido en la Ley de Defensa del Consumidor.

A. LA TENDENCIA DEL PAPERLESS

La tendencia hacia las gestiones online y la movilidad se acelera cada vez más. En nuestro país, el 54% de la población utiliza smartphone y el 81% tiene computadora o tablet en su casa. Estos porcentajes aumentan considerablemente en la Ciudad de Buenos Aires y en el norte del Gran Buenos Aires.

El acceso a la tecnología promueve y permite, a su vez, un uso más sustentable de todos los recursos.

Asimismo, todas estas transformaciones nos llevan a todos a estar habituados a tener acceso móvil a nuestra información clave. Desde los turnos médicos hasta las tarjetas de embarque de los vuelos, van con nosotros en los dispositivos móviles.

En este marco se inscribe también la tendencia paperless. Se trata de la eliminación del papel, en favor de la digitalización de todos los documentos. Esta tendencia ya está siendo adoptada por numerosas empresas para la comunicación con sus clientes, incluyendo facturas y resúmenes.

En Edenor entendemos que esta opción sería más cómoda para los clientes, porque evita la acumulación de correo en papel y la pérdida de facturas o cualquier comunicación que se quiera enviar, ya que las tendría siempre accesibles desde el correo electrónico o desde la app de Edenor. De esta manera los clientes acceden a diferentes gestiones, trámites e información en todo momento y lugar.

B. BENEFICIOS PARA LOS CLIENTES

- **Accesibilidad.** Estar donde el cliente esté. Las comunicaciones digitales permiten llegar a cualquier lugar. Se pueden ver desde todo tipo de dispositivos, dentro y fuera del



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

hogar. En el trabajo, en las vacaciones, durante el desarrollo de actividades, entre muchos otros.

- **Disponibilidad.** Tiene la posibilidad de acceder a la información las 24 hs del día, se eliminan horarios que condicionan el consumo de la información.
- **Ahorro de tiempo.** Los tiempos en el mundo digital son mucho más rápidos. Domina la instantaneidad, para recibir, ver, comprar, pagar, para conectarse con empresas y personas.
- **Seguridad.** Ya no existirán preocupaciones de pérdida de los documentos, porque estarán guardados en la nube, para acceder a ellos en cualquier momento.
- **Comodidad.** Se termina el almacenamiento de papeles. En caso de necesitar copias solo será necesario imprimir.

C. BENEFICIOS PARA EL MEDIO AMBIENTE

- Por cada tonelada de papel que no se utiliza se salvan 18 árboles.
- Si usamos menos papel le damos tiempos al planeta para reforestarse.
- También podemos reducir el volumen de los desechos más de un 30 %
- Usando menos papel, también se disminuye el consumo de agua y energía necesarios para su fabricación.
- Es clave también la reducción del uso de combustibles necesarios tanto para el transporte de la madera y el papel como para la distribución física de las facturas.

En razón de ello corresponde adecuar los artículos 2 incisos a) y b); 3 inciso c); 4 incisos e), j) y k) y 5 inciso b) del Reglamento de Suministro.

15.1.7 Mayor información dentro de las Facturas.

A. AVISO DE DEUDA

Asumiendo que la factura es el documento que el usuario tiene más a mano, buscando practicidad y mejorar la calidad del servicio comercial, proponemos que el aviso de deuda que Edenor debe hacer llegar al Usuario con 24 horas de anticipación de manera previa a la suspensión del suministro por falta de pago, se remita al usuario en el mismo documento de la factura siguiente.

i. Beneficios para el Usuario.

- Contará con la información unificada en un solo documento.
- Se le garantiza una extensión de los plazos con que cuenta para el pago -previo a la suspensión del servicio-, puesto que la Distribuidora estará facultada a suspender sólo después de transcurrida la fecha del "segundo vencimiento" de la nueva factura emitida.

Esta cuestión adquirió mayor relevancia desde la implementación de la facturación mensual, puesto que el aviso de suspensión en fechas próximas a la siguiente facturación, originó serios problemas en los sistemas de facturación y complejizó el proceso de pago para el usuario.

En razón de ello, corresponde adecuar el artículo 5 inciso b) del Reglamento de Suministro.

15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

B. INSTALACIÓN Y REEMPLAZO DE MEDIDORES

Se propone agregar en la factura la información de todo lo actuado, así como los datos del nuevo medidor y el estado de colocación de este último, evitando de ese modo la duplicidad de documentación.

En razón de ello, corresponde adecuar el artículo 4 inciso c) del Reglamento de Suministro.

15.1.8 Responsabilidad sobre el mantenimiento de instalaciones internas

En el caso de edificios con varios suministros individuales, a solicitud del constructor, el gabinete de medidores se ubica en el interior del inmueble. En la práctica esto implica la instalación de un cable desde la toma primaria hasta el gabinete, que sin dudas -en el marco del Reglamento de Suministro- debe ser instalado y mantenido por el usuario.

Por ello, y con el fin de que quede determinada de manera expresa y clara una regla técnicamente correcta, se propone incluir en el texto del Reglamento de Suministro la responsabilidad por el mantenimiento de redes domiciliarias internas, como así también que los mayores costos que éstos produzcan serán a cargo del usuario en cuestión, puesto que resultaría injusto que deban ser afrontados por el resto de los clientes de Edenor.

En razón de ello, corresponde adecuar el artículo 2º inciso d) del Reglamento de Suministro.

15.1.9 Recupero de Energía. Acciones Antifraude.

En el marco regulatorio se consideran infracciones de los usuarios:

- La conexión no autorizada a los sistemas eléctricos.
- La sustracción de energía mediante conexiones no autorizadas o alteración de equipos de suministro o instrumentos de medición.
- La alteración, daño o modificación intencional de los medidores, sus equipos asociados y los equipos destinados a la prestación del servicio.

El objetivo de la Empresa es cumplir los niveles de calidad comprometidos y cobrar por la energía eléctrica distribuida y efectivamente consumida por los usuarios.

Las conexiones clandestinas afectan sensiblemente la calidad del servicio. Los perjuicios que ocasionan se traducen en:

- Fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos eléctricos de toda la comunidad
- Causan interrupciones de suministro
- Deterioran las instalaciones eléctricas, aumentando los gastos de mantenimiento y reduciendo los recursos financieros para el mejoramiento del servicio.
- Implican peligro y generación de daños materiales y personales (explosión, incendio, descargas eléctricas, daño a la propiedad, lesiones y muerte).
- Uso no racional de la energía, lo que trae aparejado un dispendio de los recursos naturales.

Se propone la implementación de una serie de medidas que -para ser exitosas- deberán formar parte de un plan general. Especialmente consideramos de suma importancia que el cliente fraudulento asuma las consecuencias económicas de sus actos, de modo que su actitud no impacte en un aumento global de la tarifa, especialmente de aquellos usuarios que abonan regularmente el suministro y actúan de acuerdo a derecho.

Algunas de estas medidas dependen directa y exclusivamente de la Empresa y otras, deben ser adoptadas sincrónicamente por el ENRE y por el Estado Concedente. La sincronización en



15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

la concreta implementación de las mismas es condición sine qua non para lograr el éxito del plan.

La Empresa llevará a cabo planes de inspecciones sistemáticas y por zonas determinadas, y efectuará campañas de concientización en la comunidad tendientes a evitar el hurto de energía y las consecuencias del mismo (peligro y generación de daños personales y materiales a la comunidad, fluctuaciones e interrupciones de suministro, uso NO racional de la energía).

Del ENRE se requiere un cambio radical en la posición adoptada, que se refleje de manera expresa en la resolución de los reclamos efectuados por los usuarios fraudulentos, adoptando una actitud proactiva respecto de las acciones de recupero de energía realizadas por Edenor.

Este cambio redundaría en un beneficio para la comunidad en general dado que, como se expresó más arriba, las acciones de hurto y robo de energía causan distorsiones, fluctuaciones e interrupciones del suministro eléctrico a los vecinos que tienen su instalación en regla, también generan situaciones de peligro pudiendo causar daños personales (lesiones/ muertes) y materiales (explosiones, incendios, etc.).

Específicamente se propone:

- Aumento de la penalidad económica aplicada al cliente fraudulento pasando del 40% al 50% de recargo.
- La admisión de distintos tipos de contraste, y no sólo a través del laboratorio del medidor.
- La posibilidad de intimar al pago de la factura complementaria por la energía y/o potencia a recuperar.
- Limitar las atribuciones del lector, a su específica actividad. En este sentido, se propone establecer expresamente que las funciones del lector, por grado de conocimiento y tiempos de lectura, consisten en hacer únicamente inspecciones visuales, evitando así poner en su cabeza la obligación de inspeccionar la totalidad de las instalaciones eléctricas. De esta forma, muchos de los recuperos de energía no quedarán circunscriptos únicamente a la fecha de la última visita del lector. Es que, resulta completamente arbitrario otorgar funciones de "verificador", a una persona que, si bien representa a la Distribuidora, no está capacitada para realizar ese tipo de trabajo.

En razón de ello, corresponde adecuar los artículos 4 inciso d) y 5 inciso d) del Reglamento de Suministro.

15.1.10 Intereses por mora, incorporación de pautas de la Ley de Defensa del Consumidor.

Para el caso de usuarios consumidores (en los términos de la ley citada) se propone incorporar al texto del Reglamento de Suministro que para calcular los intereses por mora, Edenor aplicará la tasa que ésta establece, limitando y diferenciando expresamente la tasa que aplicará a aquellos "usuarios" no alcanzados por la ley señalada.

En razón de ello, corresponde adecuar el artículo 5 inciso b del Reglamento de Suministro.

15.1.11 Recargo por Mora.

Se propone la inclusión en la facturación de un recargo por mora, que podría alcanzar el 10%, ya que constituye una señal importante para mantener acotado el índice de morosidad y a la vez es una herramienta útil para contribuir al uso racional de la energía eléctrica. Cabe recordar que el modelo regulatorio incluía este recargo, y que incluso la anterior prestataria lo aplicaba.



15. Propuesta de Modificaciones regulatorias

Además, en el capítulo de servicios públicos, la propia Ley de Defensa del Consumidor no prohíbe la aplicación de RECARGOS.

Entendemos que esta propuesta implicaría una reducción del impacto sobre el aumento de la tarifa global, por la mayor recaudación y la disminución de costos (en especial de la gestión de cobranza), y al mismo tiempo se genera una conciencia de responsabilidad sobre los usuarios que no abonan en tiempo y forma sus facturas.

En razón de ello, de aceptarse, corresponderá adecuar el artículo 5º inciso b) del Reglamento de Suministro.

15.1.12 Fallidos

EDENOR recibe anualmente alrededor de 60.000 (sesenta mil) reclamos fallidos de distintos usuarios por falta o deficiencia del suministro, que corresponden a problemas en la instalación interna de los mismos. Es decir, respecto de los cuales dicha falta o deficiencia del suministro no es responsabilidad de Edenor, sino que corresponde exclusivamente al ámbito de responsabilidad de los mismos usuarios.

Fundamentalmente, ello involucra:

- Problemas en instalaciones internas de los clientes
- Actuación de la protección térmica del medidor que está disponible para reposición del cliente y que actúa por cortocircuitos o sobrecargas en las instalaciones del cliente.

En función de ello, y siendo que esta práctica eleva los costos que debe afrontar la Distribuidora –y que indirectamente impactan en la tarifa global- se propone incluir en las próximas facturas de los usuarios que ingresen en estos parámetros, un canon que represente un porcentaje del costo de esta intervención por personal de EDENOR.

Los beneficios residen, por un lado, en la disminución del impacto económico de estos costos que serán afrontados en parte por el usuario y, por el otro, en la disminución de los casos debido a la concientización de los usuarios.

A continuación, se transcribe una tabla con los números y montos involucrados en esta área:

Cantidad casos anuales	Horas hombre por caso	Costo a transferir al cliente (\$) *	Total HoHo año	Personas equivalentes	Costo anual en M\$
60.000	1,17	500	70.200	50	30.000

* El costo incluye solamente mano de obra directa.

En razón de ello, corresponde adecuar estos valores en el próximo cuadro tarifario que apruebe el ENRE.

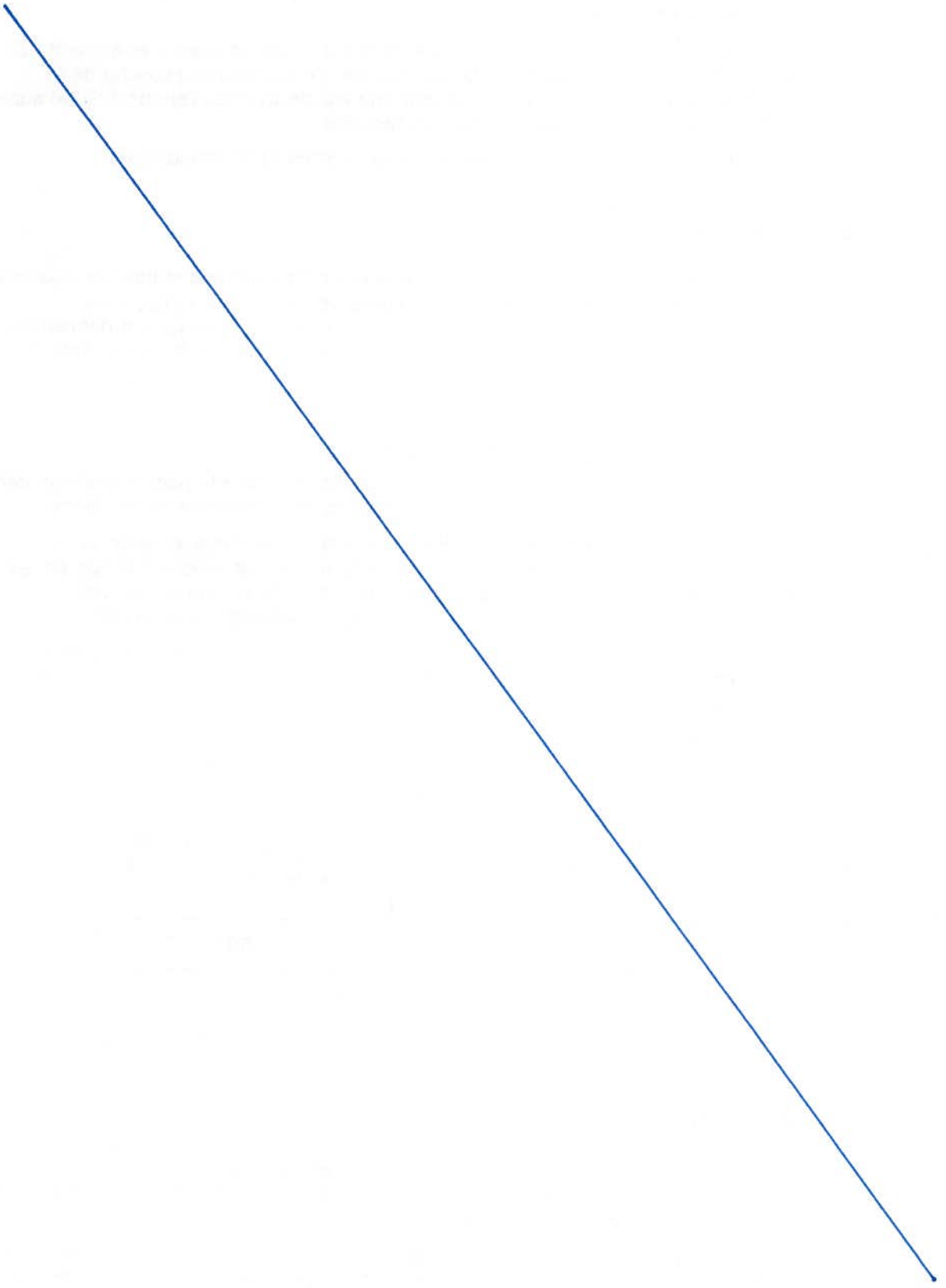
15.2 CONCLUSIÓN

Es intención de Edenor seguir trabajando para brindar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica socialmente responsable, que contribuya a mejorar la calidad de vida de las personas y que sea esencialmente sustentable.

Para ello, como se ha expresado a lo largo de este capítulo, se efectúan las propuestas de modificación regulatoria que la Compañía entiende constituyen herramientas indispensables para concretar dicho logro.



EDENOR S.A.-5 de Septiembre de 2016



113

[Handwritten mark]

GL