

Edesur S.A.

Revisión Tarifaria de Distribución 2016
Fundamentos y Criterios de la Propuesta
Tarifaria

Septiembre 2016



ÍNDICE

1.	Introducción	1-1
2.	Fundamentos y criterios de la propuesta tarifaria	2-3
3.	tratamiento de créditos y débitos previos a la fijación tarifaria	3-5
4.	Reconocimiento tarifario de la totalidad de los costos de abastecimiento	4-6
4.1	Costos de la generación forzada o ugms	4-7
4.2	Costo de la prestación adicional de la función técnica de transporte (PAFTT)	4-7
4.3	Costo de la cobertura del riesgo de abastecimiento	4-8
4.4	Conceptos de costos de abastecimiento a transferir a tarifas	4-11
5.	Criterios para la determinación del costo de distribución a reconocer en el VAD	5-13
5.1	La base de capital y la tasa de rentabilidad	5-14
6.	Categorías tarifarias – Criterios de asignación de costos a los parámetros tarifarios	6-6
7.	Reconocimiento tarifario de variaciones de costos del servicio de distribución no controlables	7-7
7.1	Costos por exigencias medioambientales	7-8
7.2	Costos exigencias seguridad pública.	7-8
7.3	Costo Fiscal y Costos no controlables de la actividad de distribución no incluidos en los costos propios de distribución (VAD)	7-9
7.4	Costos por Mayores Exigencias de Información	7-10
7.5	Acuerdo Marco para el tratamiento de los asentamientos dentro de la Ciudad de Buenos Aires y de la Provincia de Buenos Aires.	7-10
8.	Propuesta de cambios en el regimen tarifario	8-11
8.1	Excesos sobre la potencia convenida	8-11
8.2	Tasas por suspensión y rehabilitación del servicio y por la notificación de falta de pago.	8-11
8.3	Servicio eléctrico de reserva y configuraciones especiales de la red.	8-12
8.4	Régimen de Contribuciones	8-12
9.	Plan de inversiones consideraciones	9-15
9.1	Calidad de servicio a alcanzar	9-16

10.	Adecuaciones a sistema de transporte no contemplado en el VAD	10-17
10.1	Adecuación de la potencia de corto circuito en subestaciones AT	10-17
10.2	Nuevas ampliaciones en la red de transmisión/transformación por requerimiento de la demanda, de la generación o para el aumento de confiabilidad con reducción de riesgo de Colapso tanto en áreas de concesión como en el resto del sistema (Res N°1/2003)	10-17
10.3	Inversiones en Innovación y Eficiencia	10-18
11.	Gasto del servicio no incluidos en el requerimiento de ingresos	11-20
11.1	Garantizar del cumplimiento de los derechos de servidumbre, siendo obligación del estado la evacuación de terceros.	11-20
11.2	Régimen especial para los casos de adecuación de instalaciones porque terceros comprometieron las distancias eléctricas	11-20
11.3	Régimen especial de manejo de conflictos sindicales para garantizar la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.	11-20
11.4	Tratamiento de las necesidades de actuación de las fuerzas de seguridad para garantizar la ejecución normal de tareas del personal.	11-21
11.5	Régimen de libre tránsito y estacionamiento para vehículos Afectados a la prestación del servicio.	11-22

1. INTRODUCCIÓN

En este apartado queremos presentar y se fundamentar los criterios y el marco empleado para el desarrollo de la Propuesta Tarifaria a aplicar durante el período comprendido entre el 2016 -2021, quedando para los informes específicos que se adjuntan o ya presentados la conceptualización de los impactos numéricos y consideraciones de detalle.

Nuestra propuesta de requerimiento de ingresos y cuadros tarifarios a aplicar están basado en lo dispuesto en:

- El ACTA ACUERDO (Cláusula Décimo Tercera. Pautas de la Revisión Tarifaria Integral).
- Los lineamientos establecidos en la Resolución ENRE N°55/2016
- las pautas de calidad de servicio técnico explicitados en la Resolución ENRE N° 463/168, y las de calidad de producto y calidad comercial dadas en la Resolución ENRE N°492/16 del 29 de agosto.
- La tasa de rentabilidad establecida en la resolución ENRE N°494/16 del 30 de agosto.
- Los principios tarifarios establecidos en los Artículos 2°, 40 a 49 y concordantes de la Ley N° 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1398/92, normas complementarias y conexas.
- El Decreto N°134 de Emergencia del sector Eléctrico Nacional.

Los Principios Tarifarios en Argentina que emanan de la Ley 24065, son:

Artículo 40º) Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

Artículo 41º) Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

- a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa.
- b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Artículo 42º) Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

- a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley.

- b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios.
- c) El precio máximo será determinado por el Ente de acuerdo con los indicadores de mercado que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.
- d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar.
- e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

Para la confección de la propuesta tarifaria también se han tenido en cuenta las premisas y definiciones del compendio normativo como la Ley 25.561 que se fundamenta en el reconocimiento en tarifa de los mínimos costos económicos, razonables para cumplir con las siguientes premisas básicas:

- i) Asegurar a los usuarios la prestación de un servicio con una adecuada continuidad, seguridad, calidad y eficiencia, sin discriminación, y con una asignación equitativa de costos para las distintas categorías de clientes y sin subsidios implícitos.
- ii) Responder a los requerimientos de la sociedad mediante la provisión de un servicio sustentable en el tiempo, que brinde la necesaria infraestructura para el impulso de la demanda viabilizando el desarrollo económico y la competitividad de la industria.
- iii) Proveer al accionista una rentabilidad justa y razonable que garantice la necesaria reinversión.

En relación a los estudios elaborados para soporte y aval del presente requerimiento de ingresos para la operación normal de la empresa en las condiciones establecidas por la regulación, fueron realizados con la colaboración de consultores independientes con probada experiencia como son Levin global y La universidad de Buenos Aires facultad de Ciencias Económicas y la experiencia aportada por el grupo ENEL.

En este sentido, dejamos expresamente aclarado que la presentación realizada por Edesur SA debe tomarse como una unidad que integra todos los estudios y criterios considerados y cualquier modificación de las consideraciones contempladas en nuestra propuesta Tarifaria, alteraría en forma directa la ecuación que permite sostener la misma y sus conclusiones.

2. FUNDAMENTOS Y CRITERIOS DE LA PROPUESTA TARIFARIA

El requerimiento de ingresos tarifarios que se anexan tal como se establece en la Resolución ENRE N°55/2016 se ha realizado para determinar los **costos de la prestación servicio a valores de Diciembre de 2015**.

Complementariamente para desarrollar la propuesta de la tarifa de Edesur para el período que va desde finales del 2016 al 2021, hemos partido de considerar las siguientes definiciones regulatorias que nos permiten la elaboración de tarifas razonables, acotar los riesgos y hacer sostenible el negocio de la distribución:

- a) El distribuidor tiene la obligación de prestar el servicio de distribución a todos los usuarios de su área de concesión realizando las inversiones que considere conveniente, teniendo en cuenta el actual estado de desadaptación del sistema y excluyendo las que deban su origen en restricciones o limitaciones tanto de generación como de transporte.
- b) Que está garantizado el Pass-Through del precio de compra de la energía a usuarios regulados.
- c) Que se mantiene la plena vigencia de la actividad de comercialización de energía eléctrica por parte del distribuidor.
- d) Que durante el próximo período tarifario la distribuidora no será responsable de asumir el rol de abastecedor de última instancia. Posteriormente, y una vez dadas y garantizadas las condiciones de seguridad y confiabilidad dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, podría asumirse la misma en forma limitada a sus clientes regulados, en el marco de previsiones de disponibilidad de generación y transporte.
- e) Que la responsabilidad por la calidad de servicio de la actividad del distribuidor está acotada exclusivamente a la prestación de sus redes, exceptuándolo por ende por:
 - interrupciones causadas por restricciones y/o fallas externas a sus redes,
 - restricciones o limitaciones de generación
 - restricciones o limitaciones de transporte
 - interrupciones asociadas a conflictos sindicales y/o de seguridad a las personas.
 - cortes programados por ampliaciones o mantenimientos
- f) Que se aplican mecanismos de actualización tarifaria en forma trimestral, que ante condiciones específicas existen actualizaciones extraordinarias y ajustes anuales a efectos de no afectar la ecuación económico-financiera del negocio.
- g) Que se mantiene la existencia y cumplimiento del Acuerdo Marco para cubrir el consumo de los asentamientos sin urbanización.
- h) Que se asegura la Estabilidad Regulatoria mediante el reconocimiento en tarifas de las Variaciones de Costos del Servicio de Distribución como consecuencia de cambios en la prestación de servicio que no sean controlados por el distribuidor.



- i) Que se asegura la Estabilidad Tributaria de la distribuidora.
- j) Que las tarifas calculadas a valores de Diciembre de 2015 se actualizan a la fecha de su efectiva aplicación, y en dicho ajuste se incluyen las variaciones en la base de capital que se hubiesen realizado.

En términos generales consideramos que el nuevo Cuadro Tarifario está basado en la formulación de incentivos tanto a LA DISTRIBUIDORA como a los clientes a través de dar las correctas señales económicas que permitan adoptar las decisiones racionales que beneficien al conjunto de la sociedad optimizando de esta forma la utilización de los recursos disponibles.

3. TRATAMIENTO DE CRÉDITOS Y DÉBITOS PREVIOS A LA FIJACIÓN TARIFARIA

A consecuencia de la falta de la realización de la RTI que es el mecanismo natural para balancear derechos y obligaciones de la compañía y siendo ésta prevista tanto en el Contrato de Concesión como en el Acta Acuerdo, sumado al congelamiento tarifario de los últimos años en un marco de costos fuertemente crecientes, se llevó indefectiblemente a la empresa a la insuficiencia de ingresos para operar. Por ello EDESUR debió adoptar medidas de emergencia relacionadas con el manejo de sus recursos, que en una primera etapa implicó la reducción de su capacidad para realizar inversiones, con el consecuente deterioro en su calidad de servicio y el consecuente incremento de su gasto. Al agravarse esta situación se tuvo que recurrir al no pago de las obligaciones con el MEM por compra de energía, pasando luego directamente a recibir préstamos en carácter de ayuda por parte del Estado para pagar sueldo y realizar inversiones

En este sentido, surge claramente que **no fue una decisión de la Empresa el estado de su situación operativa y patrimonial en el presente**, y por lo tanto el primer aspecto que debería tratar la RTI es la solución de los mayores costos no percibidos en el pasado por decisión del Gobierno y las consecuencias emergentes de los mismos.

Sin embargo, en razón de las notas intercambiadas con la Secretaría de Energía Eléctrica sobre el tema y concordando en la conveniencia de dar un tratamiento separado de los cálculos de la RTI, **en la actual presentación de requerimiento de ingresos NO hemos incluido los necesarios para cubrir los efectos antes mencionados.**

4. RECONOCIMIENTO TARIFARIO DE LA TOTALIDAD DE LOS COSTOS DE ABASTECIMIENTO

En el diseño de las tarifas propuestas hemos puesto un extremo cuidado a efectos de lograr un adecuado reconocimiento de los costos de la prestación, ya sea los asociados a la compra en el Mercado Eléctrico Mayorista, como los directamente vinculados a la prestación del servicio de distribución para cada categoría tarifaria.

El Artículo 40 de la Ley 24065 establece que en el caso de tarifas de distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM, y que dichas tarifas asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

Actualmente se autoriza a transferir a las tarifas los costos de adquisición de la energía y potencia, los cargos fijos y variables del transporte en Alta Tensión y Distros y el FNEE, mientras que los Gastos de Administración de CAMMESA, se hace a través del ajuste ex-post de los costos de compra mayorista conjuntamente con las expansiones del Sistema de Transporte en Alta Tensión.

Sin embargo, existen otros conceptos de costos asociados a la obligación que tiene EDESUR con el abastecimiento de los usuarios de su zona de concesión, que deben reflejarse en las tarifas finales, siempre que los mismos representen la alternativa de mínimo costo, compatible con la seguridad de abastecimiento.

Por este motivo, se ha considerado que el término representativo de los costos de adquisición de la electricidad en el MEM debe incluir los conceptos asociados a la seguridad de abastecimiento requerida por los usuarios, que en el área del GBA donde opera EDESUR y comprenden, además de los que ya están reconocidos en tarifas los siguientes conceptos:

- Los costos de generación forzada (o el costo de las obras necesarias para reemplazarla) o de las UGMS por restricciones del sistema
- Los costos del servicio de transporte prestado por otro agente no transportista (PAFTT)
- Los costos asociados al aseguramiento a mediano plazo del abastecimiento en el mercado a través de contratos de abastecimiento o de reserva
- Los costos asociados a la cobertura del riesgo de abastecimiento en el MEM, que al considerar la desadaptación del SADI hace que se torne imposible

exigir a las distribuidoras asumir este rol o que el mismo sea incluido dentro de los costos propios de distribución.

En ese sentido se formulan las siguientes propuestas:

4.1 COSTOS DE LA GENERACIÓN FORZADA O UGMS

Se propone incorporar a los costos de abastecimiento reconocidos en tarifas, los sobrecostos de la Generación Forzada o el requerimiento de UGMS para cubrir déficit de transmisión en que incurre LA DISTRIBUIDORA para asegurar la confiabilidad en abastecimiento de los clientes dentro de su área de concesión con la calidad requerida.

El criterio es incorporarlos como ajuste ex - post (trimestral) al cuadro tarifario, es decir después que la generación haya sido convocada por LA DISTRIBUIDORA.

Este criterio se fundamenta en que la operación de esta generación necesaria por LA DISTRIBUIDORA hace mínimo el costo total de la operación en sus redes. Por ende, a los efectos de cubrir la totalidad de los costos en que incurre LA DISTRIBUIDORA para abastecer a los usuarios de su área de concesión, al mínimo costo razonable, compatible con la seguridad de abastecimiento, y en la medida que el costo de generación requerida resulte menor que los costos de la inversión y los gastos de explotación de la instalación sustituta que evitaría dicha convocatoria de generación forzada, correspondería aprobar la transferencia de dicho costo a tarifas.

4.2 COSTO DE LA PRESTACIÓN ADICIONAL DE LA FUNCIÓN TÉCNICA DE TRANSPORTE (PAFTT)

El régimen de la Prestación Adicional de la función Técnica de Transporte surgió con posterioridad a la fijación de las tarifas en el área y con el fin de generar la remuneración aquellos agentes que ponen a disposición de otros sus redes y que los usuarios de ese servicio paguen por este uso.

En este sentido en los cálculos tarifarios del presente cuadro no se incluyó ningún tipo de remuneración a instalaciones de terceros por lo tanto es necesario que este costo, o el equivalente que lo reemplace en el futuro, sea considerado como parte de los costos de compra de EDESUR y en este sentido se formula la siguiente propuesta:

- i) Incorporar al Cuadro Tarifario la tarifa por la Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte FIRME (PAFTT) que EDESUR debe aplicar como Prestador PAFTT a otras distribuidoras como Usuarías PAFTT.
- ii) Incorporar a las tarifas de usuarios finales, como componente del costo de compra mayorista, los cargos PAFTT que EDESUR, en su carácter de Usuaría PAFTT debe abonar a la/s prestadora/s de la FTT.

A efectos de aplicar el criterio precedente, los costos de distribución y las tarifas para cada distribuidora deben calcularse teniendo en cuenta los siguientes conceptos:

- El costo de distribución de la empresa prestadora debe incorporar los costos asociados a la PRESTACIÓN ADICIONAL de la FTT FIRME a otros agentes distribuidores (PEAJE), y para el cálculo de los costos unitarios de cada nivel de tensión, la demanda de estos distribuidores usuarios de tal prestación debe ser considerada parte de la demanda propia.
- El VAD de la empresa usuaria de la PAFTT debe calcularse teniendo en cuenta sólo los costos de sus instalaciones propias, agregándose a la tarifa, como parte del costo mayorista, los cargos que deba abonar como usuaria PAFTT.

De esta manera, LA DISTRIBUIDORA como prestadora PAFTT podría recuperar la parte del costo asociado a las instalaciones con que brinda el servicio PAFTT FIRME, que no recupera a través de las tarifas que pagan sus usuarios finales, y la otra Distribuidora como usuaria PAFTT podría trasladar a tarifas el costo del servicio que debe abonar a la prestadora, ya que dicho costo no estaría reconocido en su base de capital.

Teniendo en cuenta que el requerimiento de ingresos que se presenta en esta propuesta se efectuó considerando sólo la red propia de EDESUR, estas prestaciones adicionales entre Distribuidoras deben ser consideradas como transporte externo y en consecuencia su costo debe ser trasladado a las tarifas de usuarios finales como costo de compra.

Si bien esta es la solución de mínimo costo total, en el caso que el Ente Regulador no habilite el traspaso a tarifas del costo de la PAFTT, las tarifas deberán recalcularse considerando la totalidad de las instalaciones necesarias para reemplazar la prestación PAFTT.

4.3 COSTO DE LA COBERTURA DEL RIESGO DE ABASTECIMIENTO

El alcance de la obligación de abastecimiento exige que la empresa distribuidora, mediante una gestión económica y prudente, desarrolle los actos necesarios para tener disponible energía eléctrica en cantidad suficiente para abastecer toda demanda de sus usuarios finales actuales o potenciales. La exigibilidad de la obligación requiere necesariamente la existencia de una oferta de generación de energía eléctrica en el mercado mayorista.

Debe tenerse presente que, conforme los principios del orden jurídico, la fuerza mayor resulta aplicable a la obligación de abastecimiento de las empresas distribuidoras

Este aspecto es básico y definitorio y demuestra que la obligación de abastecimiento no es absoluta. La razonabilidad y suficiencia de la de la tarifa son una condición esencial del cumplimiento del contrato.

En efecto, la seguridad de abastecimiento implica la asunción de costos e inversiones que las tarifas deben contemplar

Por estas razones, el ejercicio de la responsabilidad de abastecimiento por parte del Distribuidor requiere por parte de ese Organismo, el reconocimiento de las siguientes condiciones básicas:

- a) El derecho de los distribuidores a recibir del segmento de la generación, toda la energía que sea necesaria para abastecer su demanda, con el consecuente traslado de los respectivos costos a las tarifas. De lo contrario, es decir de no existir en suficiencia el objeto de la distribución o de no contarse con el nivel de recursos para su adquisición, nos encontraríamos frente a una obligación de cumplimiento imposible.
- b) La responsabilidad del Estado en el estímulo de las inversiones, de modo de garantizar permanentemente a los usuarios la disponibilidad de electricidad a tarifas justas y razonables.
- c) Permitir transferir a tarifas los sobrecostos en los que se pudiera incurrir para cumplimentar con la obligación de abastecimiento. Al respecto, reiteramos que el cumplimiento de dicha obligación sólo es exigible contra el cobro de una tarifa que satisfaga los requisitos establecidos por la ley.
- d) Considerarse que la calidad que proporciona el Mercado Eléctrico Mayorista es físicamente imposible de mejorar por parte de las Concesionarias de Distribución. Consecuentemente, escapa a las posibilidades técnicas de las Distribuidoras disminuir el número de cortes ocasionados como consecuencia de las deficiencias originadas en el MEM. Es decir, la calidad del servicio brindada por las Distribuidoras al usuario final, no puede ser superior a la calidad del suministro recibido de las etapas anteriores de la industria eléctrica, en la medida que no está a su alcance mejorar hacia el cliente final el nivel de calidad de servicio prestado con relación al nivel existente en el SADI. De esta forma, la Distribuidora deberá ser eximida de responsabilidad ante estos supuestos, para no verse forzosamente convertida en “incumplidora”, haga lo que haga, sin posibilidad de evitarlo
- e) La vigencia del principio de la eximente “Fuerza Mayor” en la ejecución del Contrato (Conf. Subanexo 4 del Contrato de Concesión y Punto 8.1 de la

Cláusula Octava del Acta Acuerdo). Consecuentemente, la extinción de la obligación de suministro por causas ajenas a la voluntad y a los medios disponibles por las distribuidoras. No existen en el proceso de distribución, instancias o procedimientos técnicos o comerciales que pongan al alcance de las Distribuidoras los medios necesarios y suficientes para afrontar las fallas que acontecen por causas externas. La solución por lo tanto excede el marco de sus posibilidades.

Como consecuencia del manejo de las políticas tarifarias en el país durante los últimos años, la demanda de energía creció fuertemente causando una desadaptación en el MEM que produce que la reserva de potencia para atender las demandas extremas sea escasa, y que no se pueda garantizar el suministro con la calidad requerida.

Esta situación, no resuelta oportunamente, torna crítico en el corto y mediano plazo el normal abastecimiento de la demanda de las distribuidoras, exponiéndolas a un elevado riesgo de enfrentar racionamientos como consecuencia de decisiones de terceros que no pueden ser controladas por las distribuidoras.

En el citado contexto, resulta imprescindible eximir a las distribuidoras de la responsabilidad de abastecimiento, por ser esta una obligación de cumplimiento prácticamente imposible aun cuando se quiera incorporar el costo de asumir tal responsabilidad tornando la tarifa exageradamente onerosa.

En ese sentido debe señalarse, que en las Actas Acuerdo celebradas entre las empresas distribuidoras Edesur y Edenor con el Gobierno Nacional, se vio reflejado dicho criterio y se las eximió de la responsabilidad de abastecimiento frente a déficit de generación o fallas en sistema externo durante el período de transición, hasta la entrada en vigencia de la RTI.

De no eximírselas de la referida responsabilidad de abastecimiento, debe considerarse en la tarifa como contrapartida, un término que refleje el costo de asegurar el abastecimiento para los usuarios, que como se dijo precedentemente, en el actual contexto dicho costo es muy elevado. En efecto, la seguridad de abastecimiento implica la asunción de costos e inversiones que las tarifas deben contemplar.

Al respecto consideramos que en concordancia con este proceso de revisión tarifaria, deben ser implementadas alternativas regulatorias a efectos del necesario reconocimiento tarifario de la cobertura del riesgo de abastecimiento.

Las alternativas propuestas son las siguientes:

i) Traspaso a tarifas de precios de compra a través de contratos libremente pactados:

Resultaría conveniente que a partir del próximo período tarifario, la Autoridad habilite el traspaso al segmento de clientes regulados de los precios de contratos libremente pactados con generadores y/o comercializadores, que resulten de licitaciones abiertas y públicas y con penalidades ante incumplimientos.

Ello aportaría un incremento de la seguridad del abastecimiento para los clientes, con menores precios y mayor estabilidad respecto a la compra en el Mercado Spot, además de incentivar la inversión en nuevas fuentes de generación.

Esta alternativa requiere la modificación del artículo 40 inciso c) de la reglamentación de la Ley N° 24.065, aprobada por Decreto N° 1398/92, en particular los párrafos segundo y cuarto.

ii) Sobrecostos regulados para asegurar la reserva de potencia:

En este caso se trata que el ENRE, en el marco de la revisión tarifaria y de las exigencias de calidad de servicio que se impone, autorice a los distribuidores transferir a tarifas en forma explícita un sobrecosto regulado por encima del precio estacional, en la medida que éstos celebren con generadores contratos de reserva a precio fijo y con penalidades transferidas al generador ante incumplimientos, también preestablecidas por dicho Organismo.

Dicho sobrecosto que se transferiría a tarifas es el costo de la no calidad, y debe ser equivalente al costo evitado a LA DISTRIBUIDORA por incumplimientos en los niveles exigidos de calidad de servicio por causas exógenas de generación y transporte, y en ese sentido debería ser dimensionado en el marco de riesgo de abastecimiento previsto.

El valor del sobrecosto debería ser determinado por CAMMESA para un horizonte de dos (2) años, mediante una simulación de la operación y evaluación de riesgos del SADI, y aprobado para su aplicación por el ENRE.

4.4 CONCEPTOS DE COSTOS DE ABASTECIMIENTO A TRANSFERIR A TARIFAS

Se enumeran a continuación la totalidad de los conceptos de costos relacionados con el abastecimiento de energía eléctrica que deben ser transferidos a las tarifas:

- Precios de compra de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Costos para asegurar el abastecimiento en el MEM (Precio de compra en el mercado a término mediante Contratos o en su defecto el sobrecosto

por aseguramiento de calidad (En caso de no eximirse a la Distribuidora de la responsabilidad de abastecimiento).

- Cargos fijos y variables de transporte en Alta Tensión.
- Cánones por ampliaciones del sistema de transporte en Alta Tensión.
- Cargos de transporte por Distribución Troncal.
- Cánones por ampliaciones del sistema de transporte por Distribución Troncal.
- Cánones por ampliaciones del sistema de transporte local a cargo de la demanda (resolución SE N°1/2003 o equivalente).
- Cargos fijos y variables por Función Técnica de Transporte.
- Sobrecostos por precios locales.
- Sobrecostos fijos y variables por generación forzada o UGEM por necesidades del sistema.
- Gastos y/o inversiones de CAMMESA.
- Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.
- Ajuste ex post de los costos de compra en el MEM.
- Otros costos asociados al abastecimiento, que pudieran surgir en el futuro como consecuencia de cambios normativos posteriores a la presentación de esta propuesta o a la fijación del nuevo Cuadro Tarifario como resultado de este proceso de RTI.

5. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE DISTRIBUCIÓN A RECONOCER EN EL VAD

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la componente de las tarifas que representa el reconocimiento de los costos de distribución y constituye el ingreso básico de las mismas, por lo que debe definirse de manera que reconozca los costos necesarios para operar la empresa en las condiciones de calidad establecidas y brindar una rentabilidad razonable a los accionistas.

En el Artículo 40 de la Ley y del Decreto Reglamentario se indica que las tarifas deben ser justas y razonables, y deben proveer a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley. En el mencionado artículo 41 se indica además que las tarifas deben proporcionar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia.

Los principios tarifarios establecidos por la Ley 24.065 están orientados a fundamentar tarifas que respondan a costos económicos y no a otras consideraciones que podrían desvincularlas de ellos. Dichos principios promueven que las prestaciones sean satisfechas mediante el desarrollo de actividades rentables en condiciones tanto de calidad y eficiencia.

Durante el desarrollo de los estudios, se han determinado los costos de capital y de explotación eficientes requeridos para la prestación del servicio en el área de concesión correspondiente a la empresa EDESUR, a efectos de atender el mercado existente y satisfacer todo incremento de demanda dentro del área y una propuesta de las tarifas a aplicar a los clientes de forma de cubrir el recupero de los mismos de forma tal de ajustar las señales que reciben tanto la distribuidora como los usuarios y acotando las obligaciones a las establecidas en este capítulo.

Para ese cometido, se ha efectuado un análisis de las instalaciones puestas a disposición, y de las inversiones e intervenciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad preestablecida en los lineamientos fijados por el ENRE y de los costos de explotación a considerar a partir de criterios de eficiencia y de condiciones del mercado.

En el caso de las redes se han considerado las instalaciones existentes del año base en estudio y la evolución de las mismas para poder alcanzar la senda de calidad establecida.

Para los costos de explotación el análisis se fundamenta en modelos de costos eficientes y contrastándolos los costos reales de la empresa, contra indicadores de distribuidoras de similares características para determinar por comparación su grado de razonabilidad.

Los costos considerados a ser reconocidos son los siguientes:

- Costos de Capital
- Costo del Capital de Trabajo.
- Costos comerciales de atención al cliente: lectura, facturación, cobranza, atención de reclamos, control de pérdidas, etc.
- Costos comerciales asociados a las nuevas conexiones, suspensiones y rehabilitaciones del servicio.
- Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones afectadas al servicio.
- Gastos de Administración y Generales

Cada uno de estos costos es asignado a los Costos de Distribución en cada nivel de tensión y los que tengan como driver de los mismos el número de clientes se asignan a los costos comerciales de cada categoría tarifaria.

Al respecto, se identificaron los siguientes temas puntuales de análisis.

5.1 LA BASE DE CAPITAL Y LA TASA DE RENTABILIDAD

La base de capital y la tasa de rentabilidad constituyen el costo de capital, el que debe determinarse a través de un análisis técnico – económico respetando los principios tarifarios definidos en los artículos 40 y 41 de la Ley 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1398, que se fundamentan en la racionalidad económica y la eficiencia.

En ese sentido, los ingresos tarifarios por dicho concepto deberán ser suficientes para posibilitar a LA DISTRIBUIDORA que opera con eficiencia, obtener por un lado una razonable tasa de rentabilidad, y por otro lado mantener el capital invertido y a invertir, de manera tal de poder financiar las inversiones que sean necesarias para asegurar la continuidad del negocio a mediano y largo plazo.

La Ley determina que las tarifas deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad a aquellas empresas que operen con eficiencia. Este concepto debe establecerse bajo ciertos parámetros, los que de acuerdo a lo indicado en su artículo 41 son:

- Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa.
- Ser similar a la de otras actividades de riesgo similar comparable nacional e internacionalmente.

El primer punto se establece a través de la consideración de costos de explotación correspondientes a una empresa eficiente operando con costos razonables de mercado, y por otra parte adoptando una base de capital sustentada en criterios de eficiencia.

Para cumplir con la segunda condición deben analizarse rentabilidades alternativas para el capital involucrado, con riesgos comparables.

5.1.1 Base de Capital:

La definición de la Base de Capital a rentar resulta de gran relevancia ya que será un principio fundamental sobre el que se sustentará la presente revisión tarifaria y las revisiones tarifarias futuras, así como las decisiones que tomen las empresas en sus inversiones.

Por dicho motivo es fundamental que el cálculo de las tarifas se realice sobre una base de capital sólida y representativa de la actividad que garantice la sustentabilidad presente y futura de la distribución. Una base de capital insuficiente o mal calculada afecta estructuralmente el negocio, dará malas señales para realizar inversiones y por ende afectara al servicio eléctrico.

Como conclusión del análisis y evaluación efectuados sobre los distintos métodos y criterios alternativos para considerar la base de capital, fueron remitidos al ENRE mediante nuestra GER GEN 56/16 del 20 de julio de 2016 y cómo surge de nuestra presentación se ha considerado como el más representativo el Valor Nuevo de Reemplazo (activo físico) por ser el que refleja de mejor manera el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio a la calidad requerida. La determinación de esta base de capital fue llevada a cabo en forma independiente por la consultora Levin Global.

Adicionalmente en relación de los otros cálculos solicitados por la Resolución ENRE N°55/2016, queremos reiterar las conclusiones a la que arriba la FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS DE LA UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES:

“...En esta oportunidad y para esta RTI debería descartarse la utilización del criterio del FF, su aplicación fáctica sería altamente cuestionable por el nivel de discrecionalidad que

el concedente o regulador debería recurrir para obtener el valor de la BCR (Nota: BCR =Base de Capital Regulatoria) bajo un criterio histórico. Los eventos macroeconómicos y todas las cuestiones descritas en el Informe, y que son exógenas al regulador y al regulado, tornan altamente inconveniente (por no decir lógicamente impracticable) la utilización del FF.

Esto no significa descartar el FF como alternativa a futuro, simplemente significa que en el contexto actual ante la virtualidad de no poder aplicar un modelo basado en costos históricos, la mejor alternativa regulatoria es realizar una valuación eficiente de los activos físicos; con el impacto positivo que ello tendría en términos de incentivos para el próximo período regulatorio y porque ello también implicaría sentar una base sólida para futuras valuaciones.”

Consiguientemente, la Base de Capital propuesta como exige la normativa fue determinada a diciembre de 2015, a partir de los Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de las instalaciones eléctricas requeridas para la prestación del servicio, más el VNR correspondiente a instalaciones No Eléctricas y la incorporación del capital de trabajo.

5.1.2 Tasa de Rentabilidad:

En el artículo 41 de la Ley 24.065 la tasa de rentabilidad deberá guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa, y ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

Al respecto se ha considerado en los criterios para la Presentación de la Propuesta Tarifaria, adjunta la Resolución ENRE N°494/2016 del 30 de agosto establece la tasa de rentabilidad.

5.1.3 Cálculo de la anualidad del capital:

El cálculo de la anualidad del VNR depende de las siguientes variables:

- VNR de las instalaciones de distribución, cuyo cálculo se describe en el Informe presentado en nuestra nota la Ger Gen N°56/16 del 20 de julio, título EDESUR valores por metodología de reemplazo
- Tasa de rentabilidad establecida en la Resolución ENRE 494/16 del 30 de agosto.

- Vida útil Regulatoria (n) de los bienes definidas para cada tipo de instalación, en función de lo acordado por el ENRE en el “Plan y Manual de Cuenta Regulatorio”.

La anualidad de la base de capital surge, conforme a la metodología teórica más consistente en la adición de dos términos, por un lado la sumatoria del producto entre el Valor del Depreciado Técnico de los activos y la tasa de rentabilidad para cada elemento, y por el otro el valor correspondiente a la depreciación anual determinado como el valor de los activos dividido por la vida útil regulatoria, cuyo algoritmo matemático de cálculo es el siguiente:

$$Anualidad = \sum \left(\frac{VNR}{Vida\ útil} + i * VDT \right)$$

Donde

- **VNR** es el Valor nuevo de reemplazo de cada instalación
- *i* es la tasa de rentabilidad
- **VDT** es el valor depreciado técnico de cada instalación

5.1.4 Costo del capital de trabajo

Para la determinación de la Base de Capital se ha adicionado el monto requerido para financiar el Capital de Trabajo de la empresa, que se determinó a partir de información de los estados contables (tomando en cuenta solamente los componentes de los activos y pasivos corrientes estrictamente requeridos para la operación):

Activo corriente

- Caja y bancos
- Pagos por Adelantado
- Créditos por servicios
- Adelantos al Personal

Pasivo corriente

- Cuentas por pagar
- Deudas sociales y fiscales

5.1.5 Determinación de los costos de explotación de eficiencia

La metodología utilizada para el cálculo de los Costos de Operación y Mantenimiento, Gastos de Comercialización (o de Gestión Comercial de los Clientes), y los Gastos de la Estructura General o Gastos de Administración (o Costos de Estructura de Apoyo) se

basa en el criterio de obtener “costos operativos razonables” para su traslado a las tarifas, de acuerdo a lo especificado en el Artículo 40 de la Ley 24.065.

Los costos de dotación son la parte más importante de los Costos de Explotación y para completarlos se debe estimar el valor de los servicios contratados y de los gastos generales de administración en las condiciones actuales y las que se estiman en el corto plazo.

Es evidente que la definición del Modelo de gastos y el nivel de actividades que tenga implícito el mismo (en relación a un nivel de calidad objetivo) posee la mayor relevancia a la hora de definir la remuneración final para EDESUR y sus posibilidades de prestar el servicio.

A efectos de la determinación de los costos de explotación se realizó un estudio de organización y se analizaron los principales procesos que intervienen en los circuitos administrativos de una distribuidora eléctrica. Como consecuencia de este trabajo se definió una estructura orgánica aplicable a una distribuidora eléctrica, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las exigencias de calidad de servicio impuestas por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos de operación trasladables a tarifas.

La estructura concebida en estos términos es lo que se denomina Empresa Modelo, y representa una organización efectiva y eficiente para prestar el servicio al mercado real y en los términos establecidos por el Contrato de Concesión y la regulación laboral aplicable a la empresa. Cabe destacar que es necesario que el prestatario del servicio no sea solamente efectivo sino también eficiente. Ser efectivo implica que los clientes tengan energía eléctrica disponible todo el tiempo y ante una eventualidad la interrupción no supere los tiempos razonables, ser eficiente implica que ese servicio efectivo se preste al mínimo costo posible.

Para minimizar los costos las dotaciones deben ser óptimas, y para que esto ocurra la organización debe reconocer una estructura simple sin redundancias y con responsabilidades claramente distribuidas, considerando la reglamentación laboral vigente.

A ese efecto, se realizó un estudio de organización y se analizaron los principales procesos y actividades que intervienen en los circuitos administrativos de una distribuidora eléctrica. Como consecuencia de este trabajo se definió una estructura orgánica aplicable a una distribuidora eléctrica, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, las condiciones de calidad de servicio técnico y comercial impuestas por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos trasladables a tarifas.

Una vez establecida claramente la organización, su cuerpo y sus funciones se aborda el tema del cálculo de la dotación que así calculada, se valoriza tomando los precios promedio de mercado que se supone son representativos de las condiciones económicas del medio socioeconómico en que se desenvuelve LA DISTRIBUIDORA.

Los costos de dotación son una parte, si bien la más importante, de los Costos de Explotación y para completarlos se debe estimar el valor de los servicios contratados y de los gastos generales de administración. El primero se estima estableciendo el volumen de las distintas actividades de explotación y multiplicándolo por el costo unitario de materiales y servicios contratados que cada una de ellas conlleva. El segundo se hace por una interpolación lineal con los gastos generales y de administración que tienen otras distribuidoras a los que se les incorpora costos locales como pueden ser los de alquileres, seguros, auditorias, etc.

De esta manera se contempla el criterio de eficiencia establecido en la regulación, y se toman en cuenta las particularidades de la empresa.

Adicionalmente a los costos de operación y mantenimiento los Costos deben incluir los Otros Gastos del Servicio y la transferencia a los clientes de las externalidades que aparezcan en el futuro, o que no hubiesen sido contempladas en el Contrato de Concesión original, a fin de garantizar la estabilidad regulatoria.

5.1.6 Consideración de los costos por incobrabilidad

La incobrabilidad es un concepto ampliamente reconocido como un costo inherente al ejercicio de cualquier actividad comercial.

Por esta situación, en la elaboración de la Propuesta se han incorporado a los costos de explotación reconocidos en las tarifas, los costos de las acciones para la reducción de la incobrabilidad asociadas a una gestión comercial eficiente considerando el contexto socioeconómico actualmente existente en la Argentina.

Sin embargo, existe un nivel de incobrabilidad para el cual, los costos requeridos para su reducción son mayores que la propia incobrabilidad. Dicho nivel de incobrabilidad debiera incorporarse a las tarifas expresado como un porcentaje que incrementa los cargos tarifarios de cada categoría.

5.1.7 Consideración de los costos por control de pérdidas no técnicas

El mantenimiento por largos años de una tarifa extremadamente baja ha fijado en la clientela la idea de que la electricidad es un servicio prácticamente sin costo. Entendemos que al ir produciéndose la adecuación de los valores de la misma a los verdaderos costos del servicio se traducirá en un incremento desproporcionado del

hurto. Adicionalmente, la recomposición de dicha desadaptación no debe perjudicar a Edesur, más aun cuando se produce por el sinceramiento del traslado del costo mayorista que no está en decisión de esta empresa ni es posible su gestión.

De igual manera que los costos de incobrabilidad, dentro de los costos de explotación se han considerado los costos eficientes inherentes al control de las pérdidas no técnicas a valores razonables ajustado a la realidad socioeconómica; sin embargo existe un nivel mínimo de pérdidas cuyo costo de reducción es mayor al costo de las propias pérdidas.

En tal sentido, y en reconocimiento de que el esfuerzo debe ser compartido, se propone que exista una etapa de adaptación partiendo de un valor de pérdida reconocida superior al actual. En concordancia con la propuesta realizada para la calidad de servicio técnico, dicho sendero será disminuido en 10 puntos porcentuales cada año hasta llegar a los valores originalmente reconocidos por el Contrato de Concesión bajando de esta forma los gastos de explotación necesarios.

5.1.8 Mecanismos de actualización periódico del VAD

Este aspecto es muy importante de mantenerse los niveles inflacionarios de la actualidad donde la variación de precios entre años es del orden del 25-30%, la imposibilidad o retraso en el ajuste trae indefectiblemente problemas a la gestión de la empresa.

Adicionalmente tanto la Ley de Convertibilidad como las distintas Leyes de Emergencia Económica mantienen una prohibición de indexación de precio. En el Acta Acuerdo (Decreto PEN 1959/06) introduce un procedimiento de reconocimiento de mayores costos pero sujeto a aprobación del ENRE (quedando aun prohibido todo ajuste automático de precios).

Basado en esto, e independientemente de los ajustes trimestrales que correspondan a la variación de precios estacionales mayoristas, proponemos el siguiente procedimiento que comprende las siguientes tres instancias:

1. **Revisión Ordinaria Trimestral:** Recalculo de costos de distribución mediante una fórmula de variación de costos representativa de la actividad de distribución aprobada por el ENRE (la formula) y luego aplicada en forma directa por la empresa sin pedido de autorización.
2. **Revisión Extraordinarias:** Cuando la aplicación de la fórmula de variación demuestre respecto del último ajuste, una variación mayor o igual al diez por ciento ($\geq 10\%$), el ENRE, una vez verificada la correcta aplicación de la fórmula mencionada precedentemente, autorizará dentro del plazo de cinco (5) días hábiles, la aplicación del nuevo Cuadro Tarifario.
3. **Revisión Anual por Reconocimiento de la Variación de Costos:** Con periodicidad anual el ENRE iniciará un procedimiento de revisión, mediante el cual evaluará la real magnitud de la variación de los costos, determinando si



correspondiere, el ajuste de los ingresos del CONCESIONARIO, en más o en menos, de acuerdo a las diferencias existentes entre los ajustes trimestrales de ingresos percibidos y la real afectación por variaciones de costos. Este proceso deberá contemplar las pérdidas de capital de trabajo que pudiese sufrir la distribuidora en un escenario inflacionario. El ENRE se expedirá dentro del plazo de sesenta (60) días corridos contados a partir de la fecha de presentación de la documentación pertinente.

En el actual contexto de apreciación de tipo de cambio y de alta inflación creemos que estos mecanismos son ineludibles en una Revisión Tarifaria Integral. También, por las mismas razones, resulta imperativo cierto grado de automatismo. Seguramente, por una razón de costo político las Revisiones Extraordinarias y Anuales deberán ser consideradas a partir de las distintas reprogramaciones trimestrales, por lo cual habrá que incluir índices de actualización a la fecha efectiva de su entrada en vigencia.

6. CATEGORIAS TARIFARIAS – CRITERIOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS A LOS PARÁMETROS TARIFARIOS

En la reglamentación del Artículo 40 de la Ley se indica que los costos de distribución se asignarán a las distintas categorías tarifarias teniendo en cuenta la tensión en que se efectúa el suministro, y la modalidad de consumo de cada tipo de usuarios, considerando su participación en los picos de carga de las redes de distribución.

En la presente propuesta, se han respetado los factores de simultaneidad y de incidencia en las distintas etapas de red que surgen de los resultados de la campaña de caracterización de la carga desarrollada por EDESUR, los cuales han sido aplicados a la asignación del VAD por nivel de tensión. Y recomendamos que los mismos sean readecuados en el futuro a partir de realizarse una nueva campaña de caracterización de la carga.

También se han determinado los factores de pérdidas, mencionados anteriormente tomando en cuenta criterios de eficiencia para su definición, para referir los costos de las distintas etapas de la red a cada nivel de suministro.

Se propone el mecanismo de traslado de los precios de la energía y potencia en el 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.

La propuesta define las categorías y cargos tarifarios con base en las estructuras existentes en el Régimen Tarifario vigente, pero con las modificaciones que surgen de las experiencias recogidas en los más de veinte años de aplicación de dicho régimen y en la evolución de consumos, del parque generador y de la red. En todos los casos, las propuestas son tendientes a la mejora y optimización de las señales económicas para la distribuidora y para los usuarios.

Y en este sentido, también se prevé que conforme se introduzcan mejoras en los sistemas de medición (smart metering) y se vaya adaptando el Mercado Eléctrico Mayorista, la distribuidora debería poder ofrecer a los clientes y aplicar distintos tipos de tarifa, permitiendo que sean los usuarios quienes elijan la tarifa más adecuada en función de su patrones de consumo y los beneficios que puedan alcanzar. Esto en el entendimiento que ello permitirá optimizar el uso conjunto de los recursos de los sistemas de generación y las redes.

También en este sentido, consideramos que se debería dar una adecuada posibilidad de reflejar en tarifas la incidencia de la generación distribuida de pequeña escala, conceptos que son de común aplicación en los sistemas de distribución desarrollados y que llevan a un uso racional de la energía y la eficiencia energética.

7. RECONOCIMIENTO TARIFARIO DE VARIACIONES DE COSTOS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN NO CONTROLABLES

La Ley 24.065 establece que la tarifa debe reflejar aquellos cambios en los costos que el prestador no pueda controlar.

El Art. 42 de la ley N° 24.065 establece que “ d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar...”

El Art. 46 determina: “....- Los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará a una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones de esta ley y al interés público...”

Por su parte, el Acta Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión, en su Cláusula Décimo Primera, prevé un mecanismo para el reconocimiento de la afectación del servicio por los mayores costos derivados de modificaciones de carácter normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que acontezcan durante el período de transición.

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones del marco legal vigente, se propone extender al siguiente período tarifario quinquenal el criterio adoptado en el Acta Acuerdo para el período de transición.

En ese sentido consideramos, que debe implementarse un mecanismo mediante el cual se autorice trasladar a las tarifas finales las variaciones en los costos de cualquier naturaleza que impacten en el servicio de distribución y que LA DISTRIBUIDORA no pueda controlar; ya sea debido a mayores costos derivados de la aplicación de la normativa vigente o por la aplicación de nuevas normativas o modificaciones regulatorias que entren en vigor con posterioridad a la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral.

En este contexto, dado que la determinación del requerimiento de ingresos en concepto de valor agregado de distribución de LA PRESENTE PROPUESTA SE REALIZÓ EN FUNCIÓN DE LOS VALORES DE COSTOS VIGENTES DERIVADOS EXCLUSIVAMENTE DE LAS ACTUALES NORMATIVAS DE ORDEN NACIONAL QUE REGULAN EL DESARROLLO DE LA ACTIVIDAD, cualquier variación de costos que LA DISTRIBUIDORA no pueda controlar; ya sea por aplicación de la normativa vigente o de nuevas normativas o modificaciones regulatorias que entren en vigor con posterioridad a

la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral., corresponderá ser tratado como costos no controlables transferibles a tarifas.

De verificarse cambios en los costos no controlables considerados en tarifas, el ENRE, a pedido del CONCESIONARIO, debería iniciar un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado determinaría -de corresponder- la readecuación de la tarifa.

Se describen a continuación algunos aspectos cuyas variaciones tienen gran incidencia en las tarifas y que por ende deberían ser considerados especialmente:

7.1 COSTOS POR EXIGENCIAS MEDIOAMBIENTALES

Esta propuesta incluye el costo del cumplimiento de la obligación impuesta por el inc. n) del art. 25 del Contrato de Concesión de acuerdo a la normativa nacional en materia ambiental actualmente vigente.

Dada la importancia que tiene en la actualidad la problemática medioambiental en el desarrollo de la actividad de distribución, y la gran incidencia en los costos de la prestación que pueden derivarse de cambios normativos respecto de esta temática, es conveniente que se definan explícitamente en el Contrato de Concesión las normas medioambientales que está obligado a cumplir el prestador.

Las **mayores exigencias regulatorias** sobre gestión y eliminación de PCB, Campos Electromagnéticos, Nivel de Ruido, Derrames y Disposición de residuos, Instalación de líneas aéreas y subestaciones adicionales, soterramiento de líneas aéreas actuales o que se construyan en el futuro etc., que no se correspondan con las exigencias medioambientales vigentes, y por ende no estén contempladas en la tarifa, deberán ser incorporadas como un reconocimiento de mayores costos.

7.2 COSTOS EXIGENCIAS SEGURIDAD PÚBLICA.

Otro aspecto de gran relevancia en los costos de la prestación, es el asociado al incremento en las exigencias de la seguridad pública. Al respecto resulta necesario aclarar que la falta de especificación de la tipificación de anomalías, la falta de pautas preestablecidas respecto a la graduación de riesgos, la indefinición de plazos de remediación en función del tipo de anomalía detectada (en relación al grado de peligro que representan), los mecanismos de control que se deben emplear (en la actualidad el sistema de control es dual- Controles puntuales del ENRE –relevamientos y reclamos de usuarios- y a través Resolución 311/01, a través de la que se nos impone una modificación continua del sistema), así como la indefinición de las penalidades a aplicar en cada caso, impiden realizar una correcta planificación y cuantificación de los costos involucrados y que efectivamente deben ser trasladados a la Tarifa. En efecto, hoy en día

dichas situaciones se encuentran sometidas a la interpretación que el Organismo haga de cada una de ellas, sin contar con el parámetro de pautas preestablecidas

Por esta razón, consideramos que las nuevas exigencias, adicionales a las hoy conocidas y que no han sido contempladas en la tarifa requerida, sean incorporadas como un reconocimiento de mayores costos.

7.3 COSTO FISCAL Y COSTOS NO CONTROLABLES DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN NO INCLUIDOS EN LOS COSTOS PROPIOS DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

Los Contratos de Concesión para la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica de las empresas de jurisdicción nacional, prevén un concepto de estabilidad tributaria parcial que no permite reflejar en las tarifas la variación o creación de nuevos gravámenes que afecten la actividad del prestador.

Por tal razón, es necesario ampliar el concepto de estabilidad tributaria del Contrato de Concesión, asimilándolo al de otros servicios públicos, asegurando el traslado a tarifas de toda variación o nuevo gravamen.

A los efectos de reflejar en su exacta incidencia las variaciones generadas por algunos costos vigentes y no controlables, en la presente propuesta se incluye en forma explícita en las fórmulas tarifarias como un término específico y no dentro del Valor Agregado de Distribución (VAD) los siguientes conceptos de costos:

- Tasa de Inspección y Control del ENRE expresada como un monto trimestral
- Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios expresada como un monto trimestral
- Tasa de Seguridad e Higiene expresada como un monto trimestral
- Los cambios en el régimen impositivo o de prestación de servicio que se hubiese producido en el trimestre

Se trasladaría a la tarifa una estimación trimestral del monto a pagar por los precitados conceptos, en función a la venta de energía. Estos valores se ajustarán trimestralmente mediante un mecanismo de ajuste ex post, según los costos reales incurridos Tanto los cambios de alícuotas como la creación de nuevos gravámenes debieran trasladarse a la tarifa a los efectos de reflejar su exacta incidencia, sea a través de la afectación del VAD, o como ajuste ex – post con periodicidad trimestral según los costos reales incurridos.

7.4 COSTOS POR MAYORES EXIGENCIAS DE INFORMACIÓN

A lo largo de los últimos años se han ido incrementando los requerimientos de información, tanto estadístico como de operación, de parte de distintos organismos gubernamentales como asociaciones y organizaciones sin fines de lucro o el propio ENRE.

La información solicitada llega a ser requerida diariamente, todos los días de la semana, los 365 días del año, generando así una significativa carga laboral no siempre justificada su realización. Más allá del costo en tiempo y recursos humanos que los mismos representan, el cumplimiento de los mismos ha obligado al sobredimensionamiento y recambio anticipado de los sistemas informáticos (tanto en software como en hardware) y resulta necesario reconocer estos costos al distribuidor como un porcentaje adicional sobre las licencias, sistemas y servidores que el mismo posea a la hora de la definición de su VAD.

7.5 ACUERDO MARCO PARA EL TRATAMIENTO DE LOS ASENTAMIENTOS DENTRO DE LA CIUDAD DE BUENOS AIRES Y DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

EDESUR S.A. mantiene desde 1994 un Acuerdo Marco con el Gobierno Nacional y el de la Provincia de Buenos Aires con el objetivo de proceder a la normalización y abastecimiento del suministro eléctrico en aquellos asentamientos y barrios carenciados definidos en dicho acuerdo.

Este acuerdo esta sostenido por un fondo especial del Estado Nacional y de la Provincia de Buenos Aires, generado con aportes porcentuales sobre impuestos nacionales y provinciales incluidos en la facturación efectivamente cobrada a los barrios carenciados y/o clientes con características particulares, el cual se destinaba a atender los saldos por consumo impagos de los asentamientos.

En la ciudad de autónoma de buenos Aires se factura de la misma manera que en el acuerdo marco, pero su factura es pagada por la comisión municipal de la vivienda, según el convenio que fuera firmado 04/08/93 entre la Municipalidad Autónoma de la Ciudad de Buenos Aires y EDESUR S.A.

Por lo antes expuesto, la presente propuesta tarifaria considera la vigencia de ambos acuerdos durante todo el período tarifario 2016/2021. Por lo que cualquier modificación en los citados acuerdos que le signifique a EDESUR una merma en los ingresos comprometidos, deberá ser incorporada como un reconocimiento de mayores costos.

8. PROPUESTA DE CAMBIOS EN EL REGIMEN TARIFARIO

A continuación se mencionan las propuestas de cambios al régimen tarifario que consideramos importante y son detalladas en el informe correspondiente para incluirse en el Régimen Tarifario, señalando las principales diferencias con respecto al régimen vigente.

8.1 EXCESOS SOBRE LA POTENCIA CONVENIDA

En caso que el usuario tomara una potencia superior a la convenida, y siempre que ello no signifique poner en peligro las instalaciones de LA DISTRIBUIDORA, ésta aplicará un esquema de penalización puntual incremental, en caso de que la potencia registrada exceda la capacidad contratada se según detalla la siguiente tabla:

Desvío de la Potencia Contratada	Penalización a aplicar al exceso
0 a 25%	50%
25% a 50%	100%
50% a 100%	200%
más de 100%	300%

La intención de este criterio es inducir a los clientes a definir en forma objetiva el valor de la potencia a requerir desde red de al distribuidora de forma tal que esta información permita el correcto dimensionamiento de la misma.

8.2 TASAS POR SUSPENSIÓN Y REHABILITACIÓN DEL SERVICIO Y POR LA NOTIFICACIÓN DE FALTA DE PAGO.

Modificar el Reglamento de Suministro para que en los casos en que los clientes se reconecten luego de la suspensión –ya sea en el medidor o en conexión directa- se pueda suspender otra vez el suministro y cobrar la “Tasa de Suspensión y Rehabilitación del Servicio”.

Por otra parte, se propone el cobro de un cargo por la notificación al usuario del incumplimiento del pago en término de la factura. Consideramos que aplicar un cargo específico por este concepto, fuera de la fórmula tarifaria, asignando el costo de dicha notificación a los usuarios que lo generan, no sólo propende a disciplinar el mercado, respecto de su conducta de pago, sino que además, es un tratamiento equitativo. En el caso de otros servicios, por ejemplo la distribución de gas, existe el cobro del cargo que se está proponiendo.

Este aspecto de disciplina de mercado se vuelve un punto vital en el marco de los precios creciente de la energía después de que por mucho tiempo el servicio eléctrico estuvo fuertemente subsidiado

8.3 SERVICIO ELÉCTRICO DE RESERVA Y CONFIGURACIONES ESPECIALES DE LA RED.

Se propone incorporar el concepto de suministro adicional y la posibilidad de solicitar configuraciones especiales de red por parte de los usuarios a la Distribuidora. En el caso de requerirse estos servicios, o cualquier otra mejora en la condición de suministro o configuración de la red por parte del usuario, se acordará libremente entre las partes las condiciones técnicas y comerciales del nuevo suministro.

8.4 RÉGIMEN DE CONTRIBUCIONES

Cuando EL USUARIO solicite a LA DISTRIBUIDORA un nuevo suministro o ampliación de potencia y haya que realizar una expansión de la red existente cuyo requerimiento sea igual o superior a 60 kW, el mismo abonará en concepto de Contribución Especial Reembolsable el costo de las obras a realizar para atender dicho suministro.

En caso que dicho monto superase 5 veces el costo de una conexión trifásica especial subterránea por kW de potencia solicitada, LA DISTRIBUIDORA, deberá presentar en forma particular y con toda la documentación el proyecto pertinente al ENRE, el cual tendrá 5 días hábiles para expedirse sobre la pertinencia del mismo. En caso de no existir respuesta en dicho plazo, se considerará que el mismo es pertinente.

La devolución del monto al USUARIO se realizará aplicándole al mismo la Tasa Pasiva del Banco Nación, como crédito en las facturas posteriores a la entrada en vigencia del suministro o aumento de potencia solicitado. En ningún caso el monto de devolución podrá ser inferior al mínimo entre la valorización de la potencia registrada máxima y la contratada. Las cuotas procederán hasta la extinción del crédito. En caso que el usuario diese de baja el suministro, LA DISTRIBUIDORA deberá cancelar el mismo procediendo a una quita proporcional al capital adeudado igual a un veinticuatroavos de cantidad de meses transcurridos desde la primera facturación posteriores a la entrada en vigencia del suministro o aumento de potencia solicitado.

Adicionalmente se considerará un régimen particular para los siguientes casos

8.4.1 Electrificación de Loteos y Urbanizaciones

Para el caso de una solicitud de suministro de loteos, urbanizaciones o agrupaciones de viviendas, las obras necesarias para la electrificación de los mismos estarán a cargo del titular del fraccionamiento o loteo. Las obras deben responder, como mínimo, a los diseños constructivos y normas que la DISTRIBUIDORA utilice para sus propias instalaciones.

La distribuidora, sujeto a los principios de prudencia y eficiencia, podrá acordar con el propietario de dichas instalaciones el mecanismo de transferencia de las mismas en carácter de Contribución Específica Reembolsable (CER), el monto de tal contribución y la modalidad de reembolso. El monto a reembolsar por la Distribuidora no podrá superar el costo mínimo de la inversión realizada de la manera más eficiente para la prestación del servicio público según las normas eléctricas vigentes al momento de la firma del convenio.

Acordados los términos, se firmará un Convenio, que La DISTRIBUIDORA deberá informar al ENRE dentro de los DIEZ (10) días hábiles administrativos de suscripto.

Una vez construidas las obras eléctricas y aprobadas las mismas por la Distribuidora, el usuario y aquella rubricarán un Acta de Transferencia definitiva de las redes, y las mismas pasarán a propiedad de la Distribuidora siendo de su responsabilidad la operación y mantenimiento de la instalación a partir de dicha fecha. La DISTRIBUIDORA deberá informar al ENRE de esta circunstancia dentro de los diez (10) días hábiles administrativos de suscripta el Acta de Transferencia.

De no llegarse a un acuerdo entre las partes, el desarrollador podrá ejercer los derechos que en materia de reclamos determina el Reglamento de Suministro vigente.

i. Edificios FULL-ELECTRIC

Que para aquellos emprendimientos inmobiliarios que no hayan de contar con provisión del servicio de gas, acorde a sus características urbanísticas y cantidad de unidades funcionales, la obligación de abonar a las Empresas Distribuidoras el costo total de las obras necesarias para abastecer dicho suministro.

8.4.2 Usuarios con capacidad de intercambio con la red de distribución eléctrica.

Considerando la incorporación de las tecnologías de autogeneración por fuentes renovables, es necesario definir y establecer categorías tarifarias que, en base a las categorías ya definidas para usuarios “consumidores”, contemplen el caso de usuarios que no solo autogeneren parte de su consumo, sino que en determinadas condiciones inyecten a la red de la distribuidora excedentes de su producción propia respecto de su demanda.

Para estos casos se propone la instalación de medidores con registro de energía y potencia bidireccional.

En todos los casos se aplicará al cliente los siguientes cargos, dependientes del nivel de tensión de su suministro:

- a) Un cargo comercial mensual, independiente de la capacidad de suministro convenida y de los consumos registrados, asociado a su nivel de tensión
- b) Un cargo mensual por Uso de Red por cada kW de capacidad de suministro convenida el cual resultará igual al máximo entre su potencia Contratada, registrada recibida o registrada aportada. Al cual se le aplicarán las penalidades correspondientes definidas previamente.
- c) Un cargo mensual por Potencia Máxima Registrada Recibida en Punta.
- d) Un cargo mensual por consumo de energía activa, en cada uno de los tramos horarios tarifarios, calculados como saldos netos de los intercambios habidos en el período.

Cuando el saldo del intercambio resulte en favor del cliente, el cargo por energía correspondiente a dicho saldo operaría como un crédito en su favor.



La solicitud de encuadre en esta condición tarifaria por parte del cliente conllevaría el pago de un derecho de conexión especial que cubra el costo del equipamiento de medición y comunicación.

9. PLAN DE INVERSIONES CONSIDERACIONES

El plan de inversiones presentado por EDESUR S.A. en el marco de la RTI se encuentra orientado principalmente a mejorar la calidad de servicio de nuestros clientes, y para su fiel cumplimiento y posible realización necesariamente debe ser financiado de manera sustentable.

La propuesta de inversión tiene como objetivo central un incremento rápido y sostenido de los niveles de calidad de servicio, principalmente a través de:

- Expansión y renovación de la red
- Inversión en tecnología

Y Con el fin de garantizar la sustentabilidad del plan de inversiones y su posible realización se asumen el cumplimiento de las condiciones las siguientes:

- Que exista una remuneración adecuada que dé sustentabilidad al negocio y otorgue las señales y los incentivos correctos para la realización de las inversiones necesarias
- Que exista la posibilidad de fuentes de financiamiento diferenciadas de acuerdo a la finalidad de la inversión (obras que aplican para su ejecución bajo la Resolución 1/2003)

Cabe destacar que por su magnitud este plan de inversiones implica un desafío importante a las restricciones técnicas y físicas que no controla Edesur SA, como son las siguientes:

- Número de contratistas eléctricos disponibles
- Cantidad de intervenciones en la vía pública
- Número y duración de cortes programados
- Las obras de expansión y renovación requerirán para su ejecución y puesta en servicio la realización de cortes de servicio programados, y a consecuencia de las mismas el riesgo de disminución de la calidad de servicio percibida por clientes en zonas donde se realizan las obras de baja tensión.
- Estado del sistema de abastecimiento global

Y en su formulación se han considerado como los principales supuestos:

- Disponibilidad y previsibilidad de recursos para las inversiones necesarias.
- Apoyo del gobierno en iniciativas de recuperación de la productividad laboral del sector.
- Que se facilitan la obtención de permisos de obra en vía pública
- Nivel de ingresos y condiciones de acceso al crédito que viabilicen la realización de las inversiones propuestas.

- Se asume para la confección del plan de inversiones presentado que, en el período considerado y en condiciones normales, se cumple con la disponibilidad mínima necesaria del parque generador en el área GBA, teniendo en cuenta el cumplimiento del uso de los límites informados en los correspondientes diagramas de capacidad de las unidades generadoras para los requerimientos de reactivo.
- De igual manera se supone, que en condiciones normales, la disponibilidad de energía desde el sistema de Extra Alta Tensión no se verá restringida por restricciones eléctricas.

Cabe mencionar que los últimos dos puntos son de vital importancia ya que en el plan no se incluyen las redundancias en el abastecimiento, criterio que se fundamenta en que la operación de esta generación necesaria por LA DISTRIBUIDORA hace mínimo el costo total de la operación en sus redes. Por ende, a los efectos de cubrir la totalidad de los costos en que se incurre para abastecer a los clientes del área de concesión, al mínimo costo razonable, compatible con la seguridad de abastecimiento.

9.1 CALIDAD DE SERVICIO A ALCANZAR

Bajo condiciones de razonable cumplimiento de las premisas enunciadas, Plan de Inversiones representa el máximo nivel físico factible de incorporación de nuevos equipamientos, redes y medios tecnológicos obtenible durante el transcurso del próximo Período Tarifario, lo cual, considerando el punto de partida en cuanto a calidad actual del servicio, permite esperar fundadamente la obtención de una rápida y significativa mejora en los indicadores de calidad, en una senda sostenida.

En este marco, es necesario señalar que, si bien el Plan ha sido definido teniendo como objetivo alcanzar la Calidad Media de Referencia establecida en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión, dadas las condiciones actuales del servicio y las limitaciones físicas y de mercado ya enunciadas, dicho nivel de calidad sólo será alcanzable, dando continuidad a estos niveles globales de ejecución, en un plazo que excede el del Período Tarifario de Transición 2017-2021.

10. ADECUACIONES A SISTEMA DE TRANSPORTE NO CONTEMPLADO EN EL VAD

Existe un conjunto de adecuaciones del sistema de transmisión de EDESUR que son necesarias en el mediano plazo o conforme continúe expandiéndose el sistema y que entendemos no son de naturaleza de la distribuidora ni necesariamente deben ser sufragadas por sus clientes exclusivamente y por lo tanto su solución requiere una respuesta desde el SADI.

En este sentido los puntos que enumeramos a continuación NO FUERON INCLUIDOS EN EL PRESENTE REQUERIMIENTO DE INGRESOS y su adecuación deberán tratarse oportunamente.

10.1 ADECUACIÓN DE LA POTENCIA DE CORTO CIRCUITO EN SUBESTACIONES AT

Consideramos que las obras asociadas a necesidades de transporte deben poseer un régimen específico que permita su financiación mediante el aporte de los generadores beneficiados, así como por parte del sistema en su conjunto. Dentro de este plan se debe considerar especialmente la adecuación de instalaciones de la distribuidora que por efecto del crecimiento del sistema, sin la incorporación planificadas de obra, llevó a superar su potencia de corto circuito.

10.2 NUEVAS AMPLIACIONES EN LA RED DE TRANSMISIÓN/TRANSFORMACIÓN POR REQUERIMIENTO DE LA DEMANDA, DE LA GENERACIÓN O PARA EL AUMENTO DE CONFIABILIDAD CON REDUCCIÓN DE RIESGO DE COLAPSO TANTO EN ÁREAS DE CONCESIÓN COMO EN EL RESTO DEL SISTEMA (RES N°1/2003)

En virtud de la desadaptación que presenta el sistema, será necesario en esta RTI definir nuevos criterios para aquellas obras que por su envergadura y necesidad del sistema y que difícilmente puedan ser absorbidas exclusivamente por los clientes de EDESUR, consideramos que las obras de este tipo y aquellas asociadas principalmente a las necesidades de evacuación de energía hacia el Sistema Interconectado Nacional deben poseer un régimen específico que permita su financiación mediante aportes de forma similar a la Res N°1/2003.

Se enmarcan en este punto Obras en Alta Tensión ($\geq 132\text{kV}$) que:

- Liberan restricciones al acceso de generación en el área de concesión.
- Liberan restricciones de acceso de la energía hacia la demanda.
- Permiten nuevos circuitos con impacto en la reducción de la potencia de cortocircuito.
- Permiten la operación en "N-1" sin reducción de abastecimiento a la demanda.

- Eliminan la necesidad de uso de generación móvil o distribuida.
- Reducen el requerimiento de energía reactiva.
- Descargan estaciones transformadoras AT/AT.
- Absorben desbalances por indisponibilidades de la Generación, permitiendo intercambiar energía con el sistema interconectado sin restricciones.

10.3 INVERSIONES EN INNOVACIÓN Y EFICIENCIA

A fin de poder adelantar el recupero de eficiencia del sistema eléctrico y permitir que nuevos criterios de uso o nuevas modalidades de producir energía en pequeña escala y entendiendo las tendencias mundiales sobre uso eficiente de la energía y energías renovables entendemos que El Poder Concedente debería dar señales mediante la implantación de subsidiar total o parcialmente ciertas inversiones a los efectos que su traslado no impacte plenamente en el nivel tarifario a soportar por los usuarios o adelantar su realización.

Para tal fin, la Distribuidora comunicará los montos y cronogramas asociados a dichos proyectos al ENRE, el cual verificará los beneficios sociales y de operación del sistema y comunicará y a la SEE para que, de considerarlo conveniente, realicen la transferencia correspondiente a EDESUR

Entre las inversiones a considerar asociadas a los cambios tecnológicos que se están dando actualmente:

- Instalación sistemas de SMART GRIG y Telecontrol.
- Estaciones de carga para permitir el desarrollo de la movilidad eléctrica.
- Uso de instalaciones de fibra óptica (peaje)
- Sistemas de Almacenamiento de Energía

10.3.1 Instalación de Medidores Inteligentes a Clientes (smartmetering)

Consideramos que el parque de medidores actual no ofrece al cliente información que le permita administrar su demanda, dar previsibilidad al perfil de consumos, adecuándose al nuevo marco propuesto por el Ministerio de Energía y Minería que fomenta el uso racional de la energía.

Es necesario modernizar el parque de medidores actual y ofrecer al cliente mayor y mejor información acerca de sus consumos (perfil de carga, ahorro de consumo, gestión de la demanda, etc.), a través del reemplazo del parque actual de medidores por Smart meter. Esto permite además la discriminación del consumo por banda horaria, incentivando el consumo de energía en los tramos de valle.

El reemplazo de los mismos debería ser financiado por el Cliente mediante un cargo específico o bien una Contribución Especial Reembolsable, la cual será devuelta en 120



cuotas iguales y consecutivas a tasa pasiva del BNA, para el reemplazo del parque actual y su renovación cada 15 años.

11. GASTO DEL SERVICIO NO INCLUIDOS EN EL REQUERIMIENTO DE INGRESOS

Existe un conjunto de situaciones o costos en la prestación del servicio que por su naturaleza no pueden ser ni absorbidos ni administrados por la distribuidora ya que tiene que ver con las acciones propias del estado. A continuación exponemos los que entendemos deben ser considerados especialmente

11.1 GARANTIZAR DEL CUMPLIMIENTO DE LOS DERECHOS DE SERVIDUMBRE, SIENDO OBLIGACIÓN DEL ESTADO LA EVACUACIÓN DE TERCEROS.

Es una responsabilidad del Gobierno el cumplimiento y mantenimiento de las leyes, por lo tanto en los casos que se haya intrusado la franja de servidumbre de la distribuidora, esta estará eximida de toda responsabilidad por las consecuencias que ello genere y denunciado el hecho por parte de ésta, el Estado deberá perentoriamente liberar el terreno afectado.

Caso de ser decisión de la autoridad no liberar la franja de servidumbre y mover las instalaciones o el soterramiento de las mismas el costo emergente de tales acciones será calculado por EDESUR y sufragado enteramente por la autoridad interviniente liberando de toda responsabilidad a la distribuidora durante el proyecto y ejecución de las obras.

11.2 RÉGIMEN ESPECIAL PARA LOS CASOS DE ADECUACIÓN DE INSTALACIONES PORQUE TERCEROS COMPROMETIERON LAS DISTANCIAS ELÉCTRICAS

En el mismo sentido del punto anterior en aquellos lugares que la construcción de viviendas o edificaciones comprometan las distancias eléctricas con instalaciones de la distribuidora preexistentes, y considerando que EDESUR está eximida de toda responsabilidad por las consecuencias que ello genere, los costos emergentes de la adecuación estará a cargo del cliente, del ENTE que autorizó la obra, o será incorporado a la tarifa como un costo a reconocer en el siguiente trimestre de terminada la obra requerida mediante un procedimiento automático de revisión extraordinaria.

11.3 RÉGIMEN ESPECIAL DE MANEJO DE CONFLICTOS SINDICALES PARA GARANTIZAR LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Nuestro régimen jurídico prevé la reglamentación del derecho de huelga para los servicios públicos esenciales en los términos establecidos en el decreto 272/06 y normativa complementaria.

En este sentido el régimen prevé la notificación anticipada de eventuales medidas de fuerza, un procedimiento de conciliación y, finalmente, la conformación de dotaciones de mínima.

En la práctica, la mayoría de las situaciones que sufre el servicio de Edesur se corresponden con medidas que empleados bajo convenio o la entidad gremial denominan "Quite de Colaboración", pero que en los hechos consisten en no admitir la realización de horas en exceso de la jornada habitual, o negar la atención de los casos de peligro o de

clientes de tratamiento especial (electro dependiente) en horas regulares, no realizar tareas de asignación de trabajos (tanto a personal propio como contratista) en horas regulares, o no abrir locales de atención al público durante los horarios asignados, o atender al público en forma reducida o mediante ventanillas o procedimientos que cuanto menos extienden los trámites e incomodan a los usuarios, entre otras modalidades.

Como es sabido, el artículo 203 de la Ley de Contrato de Trabajo contempla la obligación del empleado de prestar servicios incluso en horas suplementarias en caso de peligro o accidente ocurrido o inminente de fuerza mayor, o por exigencias excepcionales de la economía nacional o de la empresa, debiendo juzgarse su comportamiento en base al criterio de colaboración en el logro de los fines de la empresa.

La discontinuidad de la prestación de servicios, o la prestación condicionada o limitada por factores diversos ante supuestos como los indicados, son intempestivas y generan un perjuicio importante a la Distribuidora, ya que le quitan capacidad de respuesta para la atención de reclamos, tareas de operación y mantenimiento e incluso inversiones, en las graves circunstancias expuestas. Esta situación adquiere relevancia en la actualidad por el estado de la red y las contingencias climáticas que se suceden en los últimos años y que difieren sustancialmente de las contingencias que existían hace 16 años cuando se definió el marco regulatorio (régimen de calidad y penalidades y régimen tarifario) que aplica hasta la fecha.

Es por ello, que solicitamos se considere al momento de evaluar la calidad del servicio, este tipo de modalidad de medida de fuerza, que no puede considerarse medida legítima de acción sindical en los términos de la Ley N° 23.551, pero que, lamentablemente, cuando se denuncia ante el Ministerio de Trabajo difícilmente genera acciones de la autoridad para la declaración de conciliación obligatoria que resguarde la continuidad del servicio, ni la intimación a la Entidad gremial a continuar con la extensión de jornada para los servicios de operación y mantenimiento correspondientes a las circunstancias indicadas.

Por lo expuesto es necesario que la regulación aplicable a la distribución eléctrica contemple estas circunstancias relevando a la Distribuidora de responsabilidad por los efectos de estos Quitas de Colaboración, y así el servicio no se vea aún más afectado con la merma de recursos económicos para la operación, el mantenimiento y las inversiones, y adicionalmente se informe a las restantes autoridades, cuando tales situaciones tienen lugar, sobre los riesgos efectivos y latentes para la prestación del servicio, y se intermedie, solicite y eventualmente se instruya a la autoridad del Poder Ejecutivo específica (Ministerio de Trabajo) a considerar tales circunstancias para esta modalidad de conflicto, proceda a su inmediata intermediación, y aplique los procedimientos de la legislación laboral.

11.4 TRATAMIENTO DE LAS NECESIDADES DE ACTUACIÓN DE LAS FUERZAS DE SEGURIDAD PARA GARANTIZAR LA EJECUCIÓN NORMAL DE TAREAS DEL PERSONAL.

Más que un objetivo es responsabilidad Indelegable del Estado dar seguridad a sus ciudadanos, y en consecuencia extrapolando el concepto, no debe quedar duda de que la garantía de seguridad a las personas afectadas a la realización de trabajos relacionados con la prestación del servicio público de distribución deben estar exclusivamente a cargo del Gobierno.



Por lo tanto se debe establecer un procedimiento que cuando se demuestre la falta de seguridad para realizar trabajos por parte de empleados de la empresa tanto los costos que se generen tienen que ser reconocidos a la distribuidora. A su vez, el impacto del hecho denunciado no será considerado para evaluar el régimen de calidad de servicio de la distribuidora (servicio, producto o comercial)

11.5 RÉGIMEN DE LIBRE TRÁNSITO Y ESTACIONAMIENTO PARA VEHÍCULOS AFECTADOS A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.

En forma similar al punto anterior el régimen de circulación y estacionamiento en el ámbito de la prestación del servicio público de distribución deben quedar explícitamente subordinadas a la necesidad de la pronta respuesta en atención del servicio. En caso contrario los costos que se generen debido a choferes adicionales, horas extras, etc. entre otros deberán ser compensados a la distribuidora a través de tarifa.