

**MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL
Y MEDIO AMBIENTE**

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución;

RESULTANDO: I) que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y el Decreto-ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE), con las modificaciones introducidas por la Ley N° 16.211 de 1° de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico (ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

III) que dicha ley, en su carácter de “ley marco”, consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

IV) que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), aprobado por el Decreto N° 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

V) que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley N° 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), aprobado por el Decreto N° 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

CONSIDERANDO: I) que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la UREE y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de

Trasmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II) que el Reglamento de Distribución tiene por objeto definir los principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en su acepción más amplia -actividad que desde una perspectiva económica constituye un monopolio natural, y jurídicamente ha sido definida por nuestro Derecho como servicio público- con la finalidad de lograr que dicha prestación servicial sea no discriminatoria, con adecuada calidad, eficiencia y seguridad técnica y ambiental, con tarifas justas y razonables, y sustentabilidad económica, contemplándose particularmente el interés de sus usuarios;

IV) necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del citado Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica y sus Anexos;

ATENCIÓN: a lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4° de la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

DECRETA:

Artículo 1°.- Apruébase el adjunto proyecto de Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, que se considera parte de este Decreto.

Art. 2°.- Aquellas disposiciones del Reglamento de Distribución para cuya aplicación se requiera la previa aprobación de las tarifas de los servicios de distribución conforme a la metodología establecida en el mismo, entrarán en vigencia una vez cumplida dicha aprobación por el Poder Ejecutivo.

Hasta tanto se dicte dicho acto de aprobación, regirá el Anexo que se adjunta.

Art. 3° - Hasta la constitución de la ADME la facturación de los peajes estará a cargo de los Trasmisores y Distribuidores, en base a facturas que deriven de la aplicación de las tarifas vigentes, según parámetros establecidos por el Despacho Nacional de Cargas.

Las facturas tendrán frecuencia mensual, con un plazo de pago de 15 (quince) días corridos. La mora e intereses máximos a aplicar serán los mismos que rigen para las tarifas de suministro de energía eléctrica.

Art. 4° - Comuníquese, publíquese, etc.

**REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

INDICE

SECCIÓN I. GENERALIDADES	1
TÍTULO I. ÁMBITO DE APLICACIÓN	1
TÍTULO II. MATERIAS QUE TRATA EL REGLAMENTO	1
TÍTULO III. MODIFICACION DEL REGLAMENTO	2
TÍTULO IV. PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIONES Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS .	2
<i>CAPÍTULO I. RECLAMACIONES</i>	<i>2</i>
<i>CAPÍTULO II. ARBITRAJE</i>	<i>3</i>
SECCIÓN II. DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR Y DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION	4
TÍTULO I. DERECHOS DEL DISTRIBUIDOR	4
<i>CAPÍTULO I. DERECHOS DE EXCLUSIVIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA ELECTRIFICADA Y PRIORIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA DE SERVICIO</i>	<i>4</i>
<i>CAPÍTULO II. DERECHO AL COBRO DE TARIFAS JUSTAS, CONSTITUCION DE GARANTÍAS DE SERVICIO Y PERCEPCION DE SUBSIDIOS A LA ELECTRIFICACIÓN</i>	<i>5</i>
<i>CAPÍTULO III. DERECHO A INTERRUMPIR EL SERVICIO</i>	<i>8</i>
<i>CAPÍTULO IV. DERECHO DE AFECTACIÓN DE CALLES Y CAMINOS Y A RECIBIR COMPENSACIONES POR TRASLADO DE INSTALACIONES</i>	<i>9</i>
TÍTULO II. OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR	9
<i>CAPÍTULO I. OBLIGACIÓN DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN</i>	<i>9</i>
<i>CAPÍTULO II. APLICACIÓN DE TARIFAS REGULADAS</i>	<i>10</i>
<i>CAPÍTULO III. ALUMBRADO PÚBLICO</i>	<i>10</i>
<i>CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN AL REGULADOR</i>	<i>11</i>
<i>CAPÍTULO V. OTRAS OBLIGACIONES</i>	<i>12</i>
TÍTULO III. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION	12
SECCIÓN III. GENERACIÓN CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	13
TÍTULO I. GENERALIDADES	13
TÍTULO II. GENERACIÓN DISTRIBUIDA	13

SECCIÓN IV. NORMAS QUE REGULAN LA RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN.....	15
TÍTULO I. GENERALIDADES.....	15
TÍTULO II. AGRUPACIÓN DE CONSUMIDORES.....	16
SECCIÓN V. RÉGIMEN TARIFARIO.....	17
TÍTULO I. COSTOS MAYORISTAS A TRASLADAR A TARIFAS.....	17
CAPÍTULO I. TIPOS DE COSTOS MAYORISTAS.....	17
CAPÍTULO II. CONTRATOS DEL DISTRIBUIDOR TRANSFERIBLES A TARIFAS.....	17
CAPÍTULO III. PRECIOS EQUIVALENTES DE POTENCIA FIRME Y ENERGÍA.....	19
CAPÍTULO IV. COSTOS PREVISTOS Y COSTOS REALES.....	20
CAPÍTULO V. COMPENSACIÓN A USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN POR FALLAS DE SUMINISTRO A NIVEL DE GENERACIÓN.....	23
TÍTULO II. REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN..	23
CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES.....	23
CAPÍTULO II. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR (VADE).....	24
CAPÍTULO III. VALOR AGREGADO DE SUBTRASMISIÓN (VAST).....	25
CAPÍTULO IV. TASA DE CONEXIÓN.....	26
CAPÍTULO V. CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR.....	26
TÍTULO III. TARIFAS DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES.....	27
CAPÍTULO I. TARIFAS DE SUMINISTRO.....	27
CAPÍTULO II. TARIFAS MÁXIMAS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES.....	28
TÍTULO IV. FIJACIÓN, PUBLICACIÓN Y AJUSTE DE TARIFAS.....	28
SECCIÓN VI. ESTRUCTURA TARIFARIA.....	29
SECCIÓN VII. CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN.....	30
SECCIÓN VIII. CONCESIONES.....	32
SECCIÓN IX. SERVIDUMBRES.....	32
SECCIÓN X. INSTALADORES AUTORIZADOS.....	33
SECCIÓN XI. DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....	33
TÍTULO I. DEFINICIÓN DE ZONAS ELECTRIFICADAS INICIALES.....	33

TÍTULO II. CONTRATOS INICIALES.....	34
TÍTULO III. PRIMERA FIJACIÓN DE TARIFAS.....	34

REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

SECCIÓN I. GENERALIDADES

TÍTULO I. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1. El presente Reglamento norma la actividad de distribución, que comprende el Servicio Público de Electricidad a que refiere el artículo 19 de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 y la prestación del servicio público de transporte mediante redes de distribución para suministros realizados por Participantes del Mercado Mayorista, conforme al principio de libre acceso, según lo prevé el artículo 12 de la misma ley.

Las instalaciones calificadas como de distribución son aquellas en Media y Baja Tensión. Las Instalaciones de Distribución parten de la barra de Media Tensión de una subestación reductora de Alta a Media Tensión. Sin embargo, serán consideradas de transmisión las instalaciones de Media Tensión que parten de una subestación reductora de Alta a Media Tensión que son de uso exclusivo de un Agente.

Las instalaciones de Distribución en Media Tensión, de voltaje inferior o igual a 72.500 voltios y superior a 24.000 voltios serán consideradas, a su vez, de Subtransmisión, cuando sean calificadas como tales por el Regulador.

Las instalaciones en Alta Tensión pertenecientes a un Distribuidor son consideradas de transmisión.

Artículo 2. El ámbito subjetivo de aplicación de este Reglamento comprende a todas las personas que desarrollan la actividad de distribución, sean públicas o privadas, incluida UTE en su actividad de Distribuidor y los concesionarios de distribución, así como a los Usuarios de Distribución.

TÍTULO II. MATERIAS QUE TRATA EL REGLAMENTO

Artículo 3. Las disposiciones del presente Reglamento regulan las siguientes materias:

- a) Derechos y obligaciones del Distribuidor y de los Usuarios de Distribución.
- b) Régimen de precios para la adquisición de energía por parte de los Distribuidores.
- c) Regulación de precios de suministro a Suscriptores y de los que deban abonar los usuarios del servicio de transporte de las redes de distribución.
- d) Régimen de Calidad de Servicio de Distribución.
- e) Concesión de la actividad de distribución.

- f) Régimen de servidumbres para el tendido de redes de distribución.
- g) Otras disposiciones relativas al servicio.

TÍTULO III. MODIFICACION DEL REGLAMENTO

Artículo 4. La modificación del presente Reglamento debe realizarse sobre la base de propuestas debidamente fundadas en uno o más de los siguientes motivos:

- a) Existen situaciones que afectan a la actividad de distribución y que no fueron previstas en el Reglamento de Distribución vigente.
- b) La experiencia en la aplicación del Reglamento demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o inconsistencias entre Reglamentos.
- c) En la aplicación e implementación del Reglamento surgen conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle.

Artículo 5. Sin perjuicio de la potestad del Poder Ejecutivo para introducir las modificaciones que estime necesarias, el Regulador podrá formular propuestas de modificación al Reglamento, las que tendrán una fundamentación técnico-jurídica que desarrolle al menos alguno de los supuestos referidos en el artículo anterior.

El Regulador pondrá la iniciativa que formule con su correspondiente fundamentación, en consulta pública durante un plazo de 20 (veinte) días hábiles, dando noticia mediante publicación en el Diario Oficial, y en su sitio Web. El plazo se contabilizará a partir del día siguiente al de realizada la primera de las publicaciones referidas.

Transcurrido dicho plazo, procederá a realizar una evaluación final de la propuesta, atendiendo a las observaciones que hubiere recibido.

De estimar, en definitiva, procedente una modificación al Reglamento, el Regulador elevará al Poder Ejecutivo la propuesta recomendada para su aprobación, la que deberá acompañarse de todos sus antecedentes.

Artículo 6. Luego de cada modificación del Reglamento, deberá elaborarse el nuevo texto ordenado del mismo, incorporando dicha modificación, el que deberá publicarse en el sitio Web del Regulador.

TÍTULO IV. PROCEDIMIENTO DE RECLAMACIONES Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

CAPÍTULO I. RECLAMACIONES

Artículo 7. El Distribuidor implementará un mecanismo para la atención de reclamaciones que le planteen los Usuarios de Distribución. En caso de que el usuario opte por documentar su reclamación, deberá presentarla al Distribuidor por escrito, estableciendo su nombre y domicilio, y los hechos y fundamentos en que se apoya.

El Distribuidor dispondrá de un plazo de 15 (quince) días hábiles contados desde la presentación del reclamo, para responder.

Si el Distribuidor no hiciere lugar a la reclamación o no respondiere en el plazo indicado, el usuario podrá requerir por escrito un pronunciamiento expreso del Regulador, acreditando la formulación de dicha reclamación ante el Distribuidor.

El Regulador solicitará al Distribuidor la remisión de todos los antecedentes del caso e instruido el asunto, dará vista de las actuaciones a las partes implicadas, previo a su pronunciamiento.

El procedimiento cumplido ante el Regulador se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

Artículo 8. Las diferencias que puedan suscitarse entre el Distribuidor y otros sujetos vinculados a la actividad de distribución, a raíz de la participación en las actividades reguladas por este Reglamento, que no queden incluidas en el supuesto del artículo anterior, admitirán un pronunciamiento del Regulador cuando ello corresponda en ejercicio de su competencia de contralor del marco normativo del sector eléctrico.

En caso de que dicho pronunciamiento se emita a instancia de parte, se dará vista a los demás sujetos implicados y, si se ofreciere prueba, una vez diligenciada la misma, se otorgará nueva vista previo al pronunciamiento del Regulador.

También en este caso, el procedimiento se regirá en lo relativo a plazos y demás aspectos no previstos, por las normas del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

CAPÍTULO II. ARBITRAJE

Artículo 9. Cuando lo estime pertinente y la importancia del asunto en controversia lo justifique, el Regulador podrá proponer la constitución de Tribunal Arbitral según el procedimiento previsto en el numeral 5) del artículo 3° de la Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997, el que actuará en el marco de lo establecido en los artículos 472 y siguientes del Código General del Proceso.

El sometimiento de la controversia a arbitraje también podrá ser acordado por iniciativa propia de los sujetos de la actividad regulada por este Reglamento.

SECCIÓN II. DERECHOS Y OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR Y DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION

TÍTULO I. DERECHOS DEL DISTRIBUIDOR

CAPÍTULO I. DERECHOS DE EXCLUSIVIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA ELECTRIFICADA Y PRIORIDAD DE SERVICIO EN LA ZONA DE SERVICIO

Artículo 10. Los Distribuidores tienen exclusividad de servicio en la Zona Electrificada y, como contrapartida, obligación de servicio en dicha zona, en las condiciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 11. La Zona Electrificada será propuesta inicialmente por cada Distribuidor al Regulador, teniendo como mínimo la franja de 200 (doscientos) metros en torno de sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión. Para las instalaciones de Media Tensión que sean calificadas de Subtrasmisión, la obligación de servicio del Distribuidor se limita a conexiones en la misma tensión de la línea que genera la Zona Electrificada. El Regulador definirá por acto fundado la extensión de la Zona Electrificada y antes del 31 de diciembre de cada año la informará a cada Distribuidor, considerando las extensiones de zona que deriven de las ampliaciones efectuadas durante el año en sus Instalaciones de Distribución de Media y Baja Tensión. La información sobre las ampliaciones de red realizadas será suministrada por el Distribuidor al Regulador el 31 de octubre de cada año.

Artículo 12. La exclusividad de servicio refiere a la prestación del servicio a Suscriptores, y al servicio de transporte en Media y Baja Tensión a Agentes, cuando unos y otros estén ubicados en la Zona Electrificada o bien estén conectados a ella.

Artículo 13. En el marco de lo dispuesto en el artículo 23 del Decreto-ley N° 14.694, el Distribuidor podrá solicitar al Poder Ejecutivo en forma fundada, que designe en forma individualizada, a los efectos de su expropiación, una o más Instalaciones de Distribución que conecten Usuarios de Distribución ubicados fuera de la Zona Electrificada con sus propias instalaciones. La solicitud deberá contar con la opinión favorable del Regulador. Realizada la designación, se promoverá el procedimiento expropiatorio correspondiente.

Artículo 14. Las instalaciones de electrificación financiadas con aportes del Poder Ejecutivo que se conecten a la Zona Electrificada ampliarán dicha zona resultando de aplicación a las mismas la exclusividad y obligación de servicio del Distribuidor, en las condiciones que se establecen en este Reglamento.

Artículo 15. Los Distribuidores tendrán prioridad de servicio para extender Instalaciones de Distribución en la Zona de Servicio no cubierta por la Zona Electrificada, con el objeto de dar suministro de energía o de proveer servicio de transporte a potenciales Usuarios de Distribución. La prioridad se entiende en términos de igualdad de condiciones económicas y de cumplimiento de las normas técnicas mínimas de calidad y seguridad de servicio.

En caso de que surgiera otro interesado en dar servicio de distribución, deberá manifestarlo por escrito al Regulador y al Distribuidor, acreditando suficientemente la existencia de consumidores interesados en recibir el servicio, y efectuar una publicación

en el Diario Oficial y en otro diario de circulación nacional, donde debe identificarse la zona de interés.

Si transcurridos 10 (diez) días hábiles desde la última publicación realizada, no se presentaren al Regulador otros interesados en proporcionar el servicio, el interesado original presentará al Regulador y al Distribuidor, las condiciones técnicas y económicas para efectuar el mismo. Las condiciones económicas se refieren al pago, adicional a la tarifa, que se exige para dar el servicio, aplicando la tarifa vigente en la Zona Electrificada. Este pago deberá expresarse como un pago único al inicio del suministro, sin perjuicio de que posteriormente el suministrador y el consumidor acuerden repartirlo en cuotas.

Dentro del plazo de 20 (veinte) días hábiles de presentadas las condiciones técnicas y económicas al Distribuidor, éste deberá informar al Regulador si tiene disposición a igualar la oferta del tercero. Si así fuera, el Regulador recomendará al Poder Ejecutivo que extienda la Zona Electrificada del Distribuidor. En el acto administrativo, se explicitarán las condiciones técnicas y económicas respectivas.

En caso de haber varios interesados en el período de 10 (diez) días indicados anteriormente, el Regulador convocará a una licitación pública para otorgar el servicio. El Distribuidor podrá, en este caso, igualar la mejor oferta recibida, procediéndose de la manera ya indicada, a extender la Zona Electrificada.

Cuando la distribución fuera de la Zona Electrificada se adjudique a un tercero distinto de UTE o el concesionario de la Zona de Servicio, se otorgará al mismo una concesión de servicio público, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y demás normas aplicables.

CAPÍTULO II. DERECHO AL COBRO DE TARIFAS JUSTAS, CONSTITUCION DE GARANTÍAS DE SERVICIO Y PERCEPCION DE SUBSIDIOS A LA ELECTRIFICACIÓN

Artículo 16. En conformidad con lo establecido en este Reglamento, las tarifas de suministro a Suscritores deben ser establecidas de modo que cubran los costos reconocidos de adquisición de energía eléctrica y servicios en el Mercado Mayorista, los Cargos de Trasmisión regulados y los Costos Reconocidos de Distribución que correspondan. Asimismo, los cargos regulados por uso de la red de distribución por parte de terceros deben cubrir los Costos Reconocidos de Distribución.

Artículo 17. Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor podrá exigir al interesado el depósito de una garantía de permanencia. Esta garantía quedará estipulada en el Contrato de Suministro de Suscritores o Contrato de Transporte en Redes de Distribución, según corresponda, y podrá ser en efectivo o consistir en aval bancario o póliza de caución.

Artículo 18. La garantía de permanencia que solicite el Distribuidor tendrá dos componentes, uno vinculado a la recuperación de la inversión que debe realizar el Distribuidor por concepto de ampliación de la capacidad de las instalaciones existentes, y otro asociado a la recuperación de la inversión del Distribuidor en extensiones dedicadas para dar el servicio. El primero de ellos se expresará en \$/kW y no podrá superar el 50%

(cincuenta por ciento) del VADE anual que le sea aplicable al Distribuidor, para el nivel de tensión que corresponda al Usuario de Distribución, de acuerdo a los cargos de distribución vigentes. El segundo componente tendrá como máximo el 80% (ochenta por ciento) del presupuesto de ejecución de las obras que el Distribuidor deba realizar para el interesado.

Esta garantía sólo podrá ser exigida a aquellas solicitudes individuales de potencia superior a 50kW.

El Distribuidor informará al Regulador los montos por él fijados en lo atinente a garantías a exigir a sus usuarios, los que deberán respetar las condiciones establecidas precedentemente.

El interesado podrá reclamar al Regulador, si considerara excesiva la garantía exigida por el Distribuidor.

Dentro de un plazo de 3 (tres) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Reglamento, el Distribuidor deberá realizar una propuesta al Regulador, para su aprobación, de criterios generales para fijar los requerimientos de obras y correspondientes garantías.

Artículo 19. En el caso de que la garantía se hubiere constituido en efectivo, ésta deberá ser devuelta por el Distribuidor en efectivo o en energía eléctrica si el garante es un Suscriptor. Cuando el garante sea un Gran Consumidor, será devuelta en efectivo o se deducirá de los cargos por servicio de red.

Cuando sea devuelta en efectivo, lo será en cuotas anuales iguales en valor real, con un plazo máximo de 5 (cinco) años desde la fecha prevista de conexión y considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución. Las cuotas serán calculadas con el factor de recuperación del capital que corresponda al plazo de devolución y a la tasa de costo de capital. En este caso, las cuotas se reajustarán con el Índice de Precios al Consumo (IPC), elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, medido con un mes de desfase. El valor de las cuotas, en valor real e incluidos los intereses, será informado al consumidor al momento de pagar la garantía. El Distribuidor podrá elegir el modo y el plazo máximo de devolución. Las cuotas serán devueltas por el Distribuidor dentro de la última semana del último mes del periodo de 12 (doce) meses que corresponda. Los años serán contados desde la fecha prevista de conexión del usuario, estableciéndose periodos anuales fijos.

Cuando la devolución sea en energía eléctrica o en servicios de red, el monto a devolver se expresará en kWh o kW respectivamente, de acuerdo a la tarifa media vigente al momento de efectuarse el depósito de garantía, calculada considerando las características del consumo solicitado. Las cuotas mensuales se determinarán con el factor de recuperación del capital para el plazo de devolución estipulado, considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución, aplicándose dicho factor al monto total. La devolución en energía o en servicios de red correspondiente a un año se materializará a través de descuentos mensuales en la facturación en cada mes durante el año siguiente. El plazo de devolución no podrá ser mayor a 5 (cinco) años contados desde la fecha prevista de conexión.

Si la garantía se constituye mediante aval bancario, o póliza de caución, se procederá anualmente a la liberación de la proporción correspondiente a dicho periodo, sin intereses.

En el caso de que durante 4 (cuatro) meses, consecutivos o no, en el periodo anual establecido, la potencia facturada mensual resulte inferior al 50% (cincuenta por ciento) de la potencia comprometida en contrato al momento de iniciarse el servicio, el Distribuidor está facultado a no devolver la garantía que corresponde a ese año.

Los costos de administración del sistema de devolución deberán ser absorbidos enteramente por el Distribuidor, no pudiendo éste imputar costo alguno al usuario por dicho concepto.

Artículo 20. El Poder Ejecutivo podrá requerir que el Distribuidor construya y opere obras de electrificación ubicadas fuera de su Zona Electrificada, cuando éstas sean rentables desde el punto de vista de una evaluación socioeconómica de proyectos, pero no lo sean desde el punto de vista del Distribuidor. En este caso el Poder Ejecutivo deberá otorgar recursos al Distribuidor, que lo compensen por el valor presente de la diferencia entre los ingresos percibidos por tarifas de suministro y los costos de inversión y operación asociados a dichas obras. Esta compensación sólo será aplicable si el valor de los activos así realizados y los costos operacionales asociados no son incluidos como base para el cálculo de tarifas durante los siguientes períodos tarifarios, según lo determine el Regulador. En el caso de incluirse estos elementos en la determinación de tarifas de los períodos posteriores, la compensación será sólo parcial y se limitará al período comprendido entre las fechas de conexión de las obras y la entrada en vigencia de las tarifas correspondientes al siguiente período tarifario.

Los fondos para subsidiar los proyectos de electrificación que sean promovidos a través del mecanismo que establece este artículo, serán aprobados por ley, a propuesta del Poder Ejecutivo.

Artículo 21. Las metodologías para realizar las evaluaciones socioeconómicas de los proyectos de electrificación que el Poder Ejecutivo se interese en realizar, y para determinar las compensaciones para el Distribuidor, serán definidas por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP). Este órgano realizará las evaluaciones por sí mismo o bien podrá encomendarlas al Distribuidor, debiendo en este caso revisar y aprobar los resultados obtenidos. Los costos de los proyectos a considerar en las evaluaciones deberán corresponder a un conjunto de valores unitarios de obras definidos previamente por el Regulador.

La determinación de valores presentes se realizará considerando la tasa de costo de capital que se utilice en la fijación de tarifas de distribución, y una vida útil de 30 (treinta) años. Para todos los fines, las compensaciones serán consideradas como subsidios.

Previo al inicio de las obras de electrificación, las partes deberán suscribir un contrato en que se estipulen las características de las obras a ejecutar, los plazos de ejecución, el monto a aportar como compensación y los plazos de pago de la misma, que no podrán exceder un año después de la fecha de conexión de las obras.

CAPÍTULO III. DERECHO A INTERRUMPIR EL SERVICIO

Artículo 22. El Distribuidor podrá efectuar el corte inmediato de servicio en los siguientes casos:

- a) Cuando hubiere transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la configuración del vencimiento de una factura presentada al cobro, correspondiente a adeudos por prestación del Servicio Público de Electricidad o del servicio de transporte en redes de distribución, sin que la misma hubiere sido paga.
- b) Cuando se consuma energía eléctrica sin que se haya contratado un suministro que habilite tal consumo.
- c) Cuando se vulneren las condiciones estipuladas en el Contrato de Suministro de Suscritores o en el Contrato de Transporte en Redes de Distribución.
- d) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o de las propiedades por desperfecto de las instalaciones involucradas, estando las mismas bajo la administración del Distribuidor o bien sean instalaciones internas de propiedad del Usuario de Distribución.
- e) Cuando el Suscriptor, o el usuario del servicio de transporte en redes de distribución, genere perturbaciones en la red que atenten contra la Calidad de Servicio de Distribución, según las normas respectivas.
- f) Cuando el factor de potencia del consumo sea inferior al establecido a esos efectos.
- g) Cuando el Suscriptor consuma más potencia que la contratada, de acuerdo con lo dispuesto en este Reglamento.

En el caso del literal b) el corte podrá realizarse en forma inmediata. En caso de que se configuren algunos de los supuestos contenidos en los literales a), c), f) y g), el corte deberá ser notificado por escrito, por lo menos con 10 (diez) días hábiles de antelación, con indicación de la causal de interrupción, salvo en los casos en que se hayan instalado limitadores. En particular, en el caso del literal c), si el Distribuidor comprueba debidamente una situación de fraude, podrá efectuar el corte inmediato. Si la causal de interrupción consistiere en la falta de pago, la notificación podrá hacerse con el envío de la factura inmediata siguiente. En el caso de que la causal de corte sea el supuesto contenido en el literal d) el corte será efectuado por el Distribuidor en forma inmediata, informando al Regulador con expresión de los fundamentos. En el caso de que la causal sea la indicada en el literal e) el corte será notificado por escrito con al menos 10 (diez) días hábiles de antelación una vez cumplido el plazo establecido por el Distribuidor para remediar la situación. Cuando el Suscriptor o el Agente consideren que este plazo es exiguo, podrán plantear su revisión al Regulador.

CAPÍTULO IV. DERECHO DE AFECTACIÓN DE CALLES Y CAMINOS Y A RECIBIR COMPENSACIONES POR TRASLADO DE INSTALACIONES

Artículo 23. El Distribuidor podrá abrir pavimentos, calzadas y aceras públicas en su Zona de Servicio de conformidad con las ordenanzas municipales respectivas, quedando obligado a efectuar la reparación que sea menester, en forma adecuada e inmediata, así como responder a los daños y perjuicios que se causen de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 25 del Decreto-ley N° 14.694.

Artículo 24. Los gastos derivados de la remoción, traslado y reposición de las instalaciones eléctricas que sea necesario ejecutar como consecuencia de obras de ornato, pavimentación y en general, por razones de cualquier orden, serán sufragados por los interesados o por quienes los originen. Ello incluye la transformación de Instalaciones de Distribución aéreas a subterráneas. Los costos asociados a cambios o modificaciones de las instalaciones eléctricas motivadas por razones de servicio de distribución de electricidad tales como reemplazo de postación o subestaciones transformadoras, cambios de conductores, cambios de tensión u otros serán asumidos por el Distribuidor. Si tales cambios afectaren a los Usuarios de Distribución, los costos de las modificaciones necesarias de las instalaciones y cambios de equipos propiedad de los mismos serán de cargo del Distribuidor. El cambio o sustitución de equipos y aparatos deberá realizarse de común acuerdo entre las partes.

TÍTULO II. OBLIGACIONES DEL DISTRIBUIDOR

CAPÍTULO I. OBLIGACIÓN DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 25. Los Distribuidores tienen obligación de suministro eléctrico y del servicio de transporte en redes de distribución a Suscritores y Grandes Consumidores usuarios del servicio de transporte, respectivamente, ubicados en la Zona Electrificada, o bien cuando han llegado al borde de dicha zona, en las condiciones técnicas y de seguridad adecuadas.

Artículo 26. La obligación a que se refiere el artículo precedente rige en los plazos y condiciones que se indican en el Reglamento sobre Calidad de Servicio de Distribución. No obstante, en el caso de suministro a Grandes Consumidores Potenciales de más de 2000kW el Distribuidor podrá solicitar al Regulador una ampliación de los plazos cuando la Capacidad Remanente para dar el servicio sea inferior a la potencia a conectar. Las solicitudes de servicio y su procesamiento por el Distribuidor se sujetarán a las disposiciones contenidas en las normas de solicitud de servicio.

En el caso de que el Suscriptor haya llegado al borde de la Zona Electrificada, la obligación de dar servicio por parte del Distribuidor queda condicionada al cumplimiento de las normas técnicas de seguridad y calidad por parte del propietario de tales líneas e instalaciones, así como a las condiciones normales de conexión de los Suscritores ubicados en la Zona Electrificada. Salvo que el Distribuidor adquiera tales instalaciones, sus obligaciones y responsabilidades estarán limitadas al punto de conexión.

Artículo 27. La obligación de servicio rige, asimismo, para el servicio de transporte a Grandes Consumidores ubicados en la Zona Electrificada o cuando estén conectados a

ella. En el caso de que las instalaciones del Distribuidor no tengan la capacidad para dar el servicio requerido, deberá efectuar las ampliaciones pudiendo exigir las garantías que correspondan.

La obligación a que se refiere el inciso precedente rige en los plazos indicados en las normas sobre Calidad de Servicio de Distribución, rigiendo también lo dispuesto en el artículo anterior para el caso de Grandes Consumidores Potenciales. Las solicitudes de servicio y su procesamiento por el Distribuidor se sujetarán a las disposiciones contenidas en las mismas normas.

En los casos que corresponda, las partes deberán establecer un Convenio de Conexión en que se establecerán sus obligaciones y derechos recíprocos.

Artículo 28. Cuando Grandes Consumidores Potenciales dejen de ser Suscritores para transformarse en Grandes Consumidores, continuarán vigentes todas aquellas disposiciones del Contrato de Suministro de Suscritores relativas al Convenio de Conexión y al uso de las redes de distribución.

CAPÍTULO II. APLICACIÓN DE TARIFAS REGULADAS

Artículo 29. Los precios de suministro que el Distribuidor podrá aplicar en su Zona de Servicio a los Suscritores serán las tarifas fijadas por el Poder Ejecutivo. Salvo acuerdo entre el Usuario de Distribución y el Distribuidor, la opción tarifaria tomada por el primero regirá por un plazo mínimo de 12 (doce) meses consecutivos siendo la misma de renovación automática. El Suscriptor podrá modificar su opción tarifaria, luego del primer año, debiendo comunicarlo con una antelación no menor de 2 (dos) meses. La nueva opción regirá por un período mínimo de 12 (doce) meses.

El Gran Consumidor Potencial podrá dejar de ser Suscriptor cuando complete un período anual de contrato, o antes si conviene el pago del remanente por concepto de potencia contratada. Asimismo, debe comunicar con un preaviso de al menos 6 (seis) meses su intención de convertirse en Gran Consumidor. Las garantías que el Gran Consumidor Potencial hubiere constituido por el uso de las Instalaciones de Distribución se mantendrán vigentes a cuenta del servicio de transporte en la red de distribución que el Distribuidor ponga a disposición para el suministro del Gran Consumidor. El Gran Consumidor podrá exigir volver a ser cliente del Distribuidor no antes de 12 (doce) meses de haber dejado de serlo, salvo acuerdo con el Distribuidor. En cualquier caso, la solicitud deberá realizarse con una anticipación de 6 (seis) meses.

Los precios máximos por prestación de servicio de transporte en redes de distribución están también sujetos a regulación.

CAPÍTULO III. ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 30. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 21 del Decreto-ley N° 14.694, las Intendencias son responsables de instalar y mantener el alumbrado público de ciudades, villas, pueblos y centros poblados. El Distribuidor es responsable de proyectar, ejecutar y mantener las redes eléctricas de alimentación de esas instalaciones de iluminación. Las Intendencias y el Distribuidor coordinarán las actividades correspondientes a los efectos

de obtener la compatibilización de los programas anuales de alumbrado público de modo que sea posible la realización en tiempo de la totalidad de los trabajos incluidos en cada proyecto de la Intendencia.

No obstante lo anterior y en concordancia con lo dispuesto en el artículo 35 de la Ley N° 17.243, en aquellos casos en que las Intendencias manifiesten su conformidad, la UTE como Distribuidor podrá efectuar el servicio público de alumbrado de ciudades, villas, pueblos y centros poblados, siendo responsable de la instalación, con todos sus elementos, y el mantenimiento que posibilite una prestación adecuada del servicio. La UTE, como Distribuidor y las Intendencias podrán acordar, asimismo, otras formas de participación y colaboración en el desempeño de este servicio, al amparo de lo dispuesto en el artículo 262 de la Constitución de la República.

La energía suministrada para el alumbrado público será medida mediante un medidor que se instalará a la salida de la red de Baja Tensión de la subestación. En aquellos casos en que no exista medidor y mientras no se regularice dicha situación, la energía suministrada será abonada mensualmente por las Intendencias, por lámpara encendida y según su respectiva potencia, incluyendo equipos y accesorios de control. A estos efectos el Regulador establecerá métodos para determinar el porcentaje de lámparas encendidas en base a muestreos periódicos y de común acuerdo con el Distribuidor y la Intendencia.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 17.243, en los departamentos en los que la Intendencia adeude el equivalente a 4 (cuatro) o más meses de consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado, la UTE como Distribuidor podrá subrogarse en el cobro, realizándolo directamente a sus clientes domiciliarios en las condiciones acordadas con la Intendencia.

No corresponde pago alguno en las zonas que carezcan del servicio de alumbrado público.

CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN AL REGULADOR

Artículo 31. El Regulador está facultado para requerir a los Distribuidores toda la información de carácter técnico y económico que resulte necesaria para el ejercicio de sus funciones de asesoramiento en fijación de precios sometidos a regulación, de control de calidad y seguridad de suministro, de atención de reclamos y controversias relativos al servicio eléctrico y de todas aquellas funciones que le sean asignadas por este Reglamento. En consecuencia, podrá requerir la comparecencia del personal de la empresa y la exhibición de planos, inventarios, documentos contables, tarifas, contratos, registros de medidas y todos los documentos que sean pertinentes para los estudios que realice en relación con el Servicio Público de Electricidad. La solicitud de comparecencia será cursada formalmente a la empresa distribuidora, a través de sus directores. La información recibida por el Regulador que sea de carácter reservado deberá ser tratada como tal, no pudiendo ser dada a publicidad ni entregada a terceros.

Los funcionarios del Regulador tendrán acceso a las instalaciones del Distribuidor para realizar las funciones que le son propias, obligándose a cumplir las normas y procedimientos de seguridad internos que se encuentren vigentes por parte del Distribuidor.

CAPÍTULO V. OTRAS OBLIGACIONES

Artículo 32. El Distribuidor debe mantener sus instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro y daño a las personas y cosas.

Artículo 33. Cuando no haya sido posible efectuar una medida requerida para la facturación, cuando ella haya sido efectuada en forma incorrecta o bien cuando por errores en los procesos de facturación se consideren importes distintos a los que efectivamente correspondan, el Distribuidor procederá al recupero o reintegro, según sea el caso. Las condiciones para presentar los reclamos, así como las obligaciones del Distribuidor para procesar, dar respuesta y corregir los errores se estipulan en el Reglamento sobre Calidad de Servicio de Distribución dictadas por el Regulador en ejercicio de su competencia.

Artículo 34. El Regulador propondrá o dispondrá la aplicación de sanciones al Distribuidor, según corresponda de acuerdo a la Ley, y de compensaciones a los Usuarios de Distribución, cuando el Distribuidor no cumpla con las obligaciones emergentes del marco normativo.

TÍTULO III. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DE DISTRIBUCION

Artículo 35. Los Usuarios de Distribución tienen derecho a:

- a) Elegir la opción tarifaria que estimen conveniente con las limitaciones que en cada caso se establecen.
- b) Recibir el suministro en las condiciones mínimas de calidad que se establecen en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución.
- c) Recibir asesoramiento por parte del Distribuidor en materia de contratación, medición, facturación y demás aspectos derivados del contrato suscrito.

Tienen, asimismo, todos los demás derechos que resulten correlativos de las obligaciones del Distribuidor.

Artículo 36. Los Usuarios de Distribución tienen obligación de:

- a) Pagar al Distribuidor los cargos que se generen por consumos de energía o uso de las redes de distribución.
- b) Preservar el buen estado de las instalaciones de enlace y medición entre las redes de distribución y sus instalaciones interiores cuando dichas instalaciones de enlace estén ubicadas dentro de la propiedad particular.
- c) Abonar el costo de sustitución de las instalaciones indicadas en el literal anterior, cuando no cumplan con la obligación de preservar su buen estado.
- d) Dar las facilidades necesarias a la empresa distribuidora para la lectura de los equipos de medida en horarios hábiles en el caso en que los mismos se encuentren dentro de la propiedad particular.

Tienen, asimismo, todas las demás obligaciones que resulten correlativas de los derechos del Distribuidor y del presente Reglamento.

SECCIÓN III. GENERACIÓN CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I. GENERALIDADES

Artículo 37. Los Autoprodutores y Generadores que estén conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor y cuya potencia instalada de generación supere 5.000kW, podrán vender su producción a Participantes del Mercado Mayorista, ateniéndose en todo a las condiciones establecidas en el Reglamento del Mercado Mayorista. En particular, estos Autoprodutores y Generadores estarán sujetos a despacho centralizado por parte del Despacho Nacional de Cargas (DNC) y podrán participar en el Mercado Mayorista en las condiciones que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 38. Los Autoprodutores y Generadores a que refiere el artículo anterior deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por esta conexión exclusivamente las ampliaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión. Consecuentemente, en su función de productores de energía no pagarán cargos por uso de la red de distribución.

En ningún caso el Distribuidor podrá negar el uso de sus instalaciones a un interesado, salvo que éste incumpla disposiciones legales o reglamentarias. El Distribuidor tampoco podrá aplicar, en régimen permanente, cargos adicionales a los señalados anteriormente.

Adicionalmente, los Autoprodutores y Generadores deberán pagar todos los cargos por uso de Instalaciones de Trasmisión que corresponde pagar a los restantes Generadores del SIN.

TÍTULO II. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Artículo 39. Se considera Generación Distribuida, a los Autoprodutores y Generadores conectados a instalaciones de Media Tensión del Distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5.000kW. La Generación Distribuida no está sujeta a despacho centralizado de carga por parte del DNC pero la información de su generación debe ser suministrada al mismo para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema. El Distribuidor tendrá la responsabilidad de informar diariamente al DNC la generación y consumo previstos para el día siguiente por parte de generadores distribuidos, incluyendo Autoprodutores, y los valores reales efectivamente registrados. Los titulares de Generación Distribuida están obligados a entregar diariamente al Distribuidor la información requerida para estos fines. La información de condiciones previstas deberá ser suministrada por lo menos una hora antes del plazo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista para el suministro de información de Generadores al DNC. El Distribuidor deberá suministrar dicha información al DNC junto con la información de consumo propio, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento del Mercado Mayorista.

Artículo 40. De acuerdo con lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista, el Distribuidor cumplirá las funciones de coordinación y supervisión como Centro de Control y Coordinación. Para ello, la Generación Distribuida deberá estar conectada al sistema de supervisión y control a distancia del Distribuidor. Los requisitos de registro e intercambio de la información de la medición se definen en la normativa de medición.

Los programas de generación que informe la Generación Distribuida como autodespacho se considerarán generación requerida. Por restricciones técnicas o normas de calidad que se apliquen a la red del Distribuidor, el DNC podrá modificar la generación requerida. Se considerará generación programada, la generación autorizada por el Distribuidor de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) El Distribuidor deberá aceptar como generación programada la generación requerida salvo que existan restricciones de su red o normas de calidad dentro de dicha red que no permiten inyectar la energía requerida. El Distribuidor deberá informar al DNC y a la Generación Distribuida la generación programada indicando, cuando corresponda, la reducción realizada al programa de generación requerido junto con el motivo que lo justifica. La Generación Distribuida deberá acatar la reducción pero, de considerar que los motivos son injustificados, podrá presentar posteriormente un reclamo al Regulador, por restricciones al acceso abierto.
- b) En la operación en tiempo real el Distribuidor sólo podrá modificar la generación programada cuando se presenten restricciones no previstas o emergencias que obliguen a su modificación por normas de calidad o de seguridad de suministro. El Distribuidor deberá informar al DNC y a la Generación Distribuida el cambio en su programa de generación junto con el motivo que lo justifica. La Generación Distribuida deberá acatar la modificación pero, de considerar que los motivos son injustificados, podrá presentar posteriormente un reclamo al Regulador, por restricciones al acceso abierto.

El DNC intercambiará información, incluyendo programas de generación, e impartirá instrucciones al Distribuidor, referidas a la Generación Distribuida bajo su coordinación, y el Distribuidor tendrá la responsabilidad de comunicarlas a dicha Generación Distribuida.

Artículo 41. Los Autoproductores y Generadores que forman parte de la Generación Distribuida podrán comercializar a precio libremente convenido su producción con Participantes del Mercado Mayorista incluido el Distribuidor a cuya red están conectados. No obstante, el Distribuidor no podrá efectuar compras anuales directas al conjunto de la Generación Distribuida, que superen el 2% (dos por ciento) de su consumo de energía previsto para el año. Para el cálculo del precio de traslado a las tarifas finales de los Suscritores, las compras directas del Distribuidor a la Generación Distribuida se valorizarán de acuerdo al Precio Equivalente de compra reconocido según se define en este Reglamento.

Artículo 42. El generador distribuido que establezca un contrato con un Gran Consumidor deberá comprar del MMEC la potencia y energía que esté comprometida en el contrato y que no haya podido generar. El generador distribuido deberá costear los equipos de medida y control que sean necesarios para efectuar las liquidaciones correspondientes.

Artículo 43. Los Autoproductores y Generadores que forman parte de la Generación Distribuida deberán establecer con el Distribuidor un Convenio de Conexión y pagar por su conexión, exclusivamente el equipo requerido del Distribuidor y las ampliaciones o modificaciones que el Distribuidor determine que sea necesario efectuar en las Instalaciones de Distribución, al momento de realizar la conexión. El Distribuidor deberá presentar los estudios que correspondan para justificar que la conexión de Generación Distribuida requiere ampliaciones, cambios o mejoras en su red. Ante conflicto y falta de acuerdo, la Generación Distribuida podrá presentar un reclamo al Regulador, por restricciones injustificadas al acceso abierto.

En su función de productor, la Generación Distribuida no pagará cargos por uso de la red de distribución. En ningún caso el Distribuidor podrá negar el uso de sus instalaciones a un interesado, salvo que el mismo incumpla disposiciones legales o reglamentarias. Tampoco podrá aplicar, en régimen permanente, cargos adicionales a los señalados anteriormente. La Generación Distribuida no está afectada por Cargos de Trasmisión, siempre y cuando su nodo de conexión a la red de trasmisión a través de la red de distribución sea demandante de potencia, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Trasmisión.

Las disposiciones sobre Convenios de Conexión, que al efecto dicte el Regulador, establecerán los requisitos técnicos, el equipamiento necesario y las condiciones generales de uso de las instalaciones del Distribuidor para evacuar la energía generada, los que deberán quedar reflejados en un contrato entre las partes. Los equipamientos necesarios para la conexión a la red serán de cargo del interesado. En tanto no se dicten dichas disposiciones regirán las que el Distribuidor haya establecido para estos efectos. No obstante, el interesado podrá reclamar al Regulador cuando tales disposiciones le resulten excesivamente onerosas.

SECCIÓN IV. NORMAS QUE REGULAN LA RELACIÓN DEL DISTRIBUIDOR CON LOS USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN

TÍTULO I. GENERALIDADES

Artículo 44. El Regulador aprobará o propondrá al Poder Ejecutivo para su aprobación, según corresponda en virtud de su competencia, las normas que regulan las condiciones de detalle para los servicios de distribución prestados por el Distribuidor a sus clientes, que incluyen el suministro a los Suscritores, la conexión de Autoproductores, Generadores y Grandes Consumidores a sus instalaciones, y el servicio de transporte a través de las instalaciones del Distribuidor, con los servicios de medición correspondientes. Las normas desarrollarán las siguientes materias:

- a) Solicitud de servicio
- b) Convenios de Conexión
- c) Contrato de Suministro de Suscritores y Contrato de Transporte en Redes de Distribución

- d) Gestión Comercial
- e) Atención de usuarios a través de los centros de atención de clientes y sistema de telegestión
- f) Instalaciones de enlace
- g) Calidad de Servicio de Distribución
- h) Toda otra materia que el Poder Ejecutivo estime conveniente normar y que tenga relación con los servicios de distribución prestados por el Distribuidor a sus clientes

Artículo 45. Mientras las disposiciones señaladas en el artículo anterior no hayan sido dictadas, regirán las normas internas, prácticas o procedimientos que UTE tenga actualmente en aplicación para estos efectos, en tanto no contradigan las disposiciones de orden general contenidas en este Reglamento.

TÍTULO II. AGRUPACIÓN DE CONSUMIDORES

Artículo 46. En consonancia con lo previsto en el artículo 12 del Decreto-ley N° 14.694 en la redacción dada por el artículo 21 de la Ley N° 16.832, el Distribuidor podrá autorizar a una persona jurídica facultada a actuar por cuenta de un agrupamiento de consumidores de energía eléctrica, para abastecer a dichos consumidores mediante derivaciones de sus instalaciones. La persona jurídica se constituirá en el titular de un único suministro del Distribuidor, y tendrá la responsabilidad inmediata de las condiciones en que el suministro a los integrantes del agrupamiento se efectúe, quedando tal abastecimiento alcanzado por el marco regulatorio del sector eléctrico.

Es requisito para este tipo de suministro que los integrantes del agrupamiento estén ubicados en un mismo inmueble o bien en inmuebles contiguos.

La resolución fundada del Distribuidor acogiendo o rechazando la solicitud, atenderá, desde la vigencia de este Reglamento, al principio de tratamiento igualitario, en su disposición a autorizar suministros a agrupamientos de consumidores con características equivalentes.

Las condiciones básicas para realizar este tipo de suministro son las siguientes:

- a) Deben acordarse por escrito, las condiciones del suministro de la persona jurídica a los miembros del agrupamiento, que serán las mismas a las que está obligado el Distribuidor en esa zona. El Distribuidor verificará que la persona jurídica que solicita la autorización sea apta para cumplir estas condiciones.
- b) En ningún caso, cualquiera de los consumidores podrá vender energía a otro de los miembros del agrupamiento, o a un tercero ajeno al mismo.
- c) El Distribuidor podrá oponerse a efectuar el suministro si las instalaciones que distribuyen la energía a la agrupación no cumplen con las normas técnicas de seguridad.

SECCIÓN V. RÉGIMEN TARIFARIO

TÍTULO I. COSTOS MAYORISTAS A TRASLADAR A TARIFAS

CAPÍTULO I. TIPOS DE COSTOS MAYORISTAS

Artículo 47. Los costos mayoristas que el Distribuidor estará autorizado a trasladar a tarifas son los siguientes:

- a) Costos de compra de energía y Potencia Firme (Garantía de Suministro) en contratos, que cumplan las condiciones establecidas en este Reglamento en cuanto a su estructura y forma de establecerse, y costos de compra de Potencia Firme en el Servicio de Reserva Nacional.
- b) Saldo neto de los costos de compra de energía en el Mercado Spot, aplicando el sistema de precios estabilizados para Distribuidores de ese mercado, calculados de acuerdo con las disposiciones del Reglamento del Mercado Mayorista, y ventas de energía al Mercado Spot.
- c) Saldo neto de costos de compras y ventas del Servicio Mensual de Garantía de Suministro (Potencia Firme de Corto Plazo).
- d) Costos por concepto del Servicio de Trasmisión para energía y Potencia Firme comprada fuera de contratos, y de aquellas adquiridas en contratos cuyos precios excluyan los Cargos de Trasmisión.
- e) Costos de compra directa de energía y Potencia Firme a Generación Distribuida, valorizados al Precio Equivalente de compra reconocida.
- f) Costos de los Servicios Auxiliares del Mercado Mayorista, que correspondan de acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.
- g) Cargo que el Distribuidor deba pagar por concepto de Tasa del Despacho Nacional de Cargas de acuerdo con lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO II. CONTRATOS DEL DISTRIBUIDOR TRANSFERIBLES A TARIFAS

Artículo 48. Para que los costos de adquisición de la electricidad en contratos sean transferibles a tarifas, éstos deberán cumplir las condiciones que se establecen en el Reglamento del Mercado Mayorista y ser el resultado de procedimientos competitivos o bien corresponder a contratos preexistentes a la puesta en marcha del MMEE.

Se considerarán contratos preexistentes, a los contratos iniciales para la puesta en marcha del MMEE, incluyendo los Convenios Internos iniciales de UTE y los acordados o en proceso de licitación previo a la vigencia de este Reglamento.

Toda referencia a los requisitos a cumplir por contratos transferibles a tarifas se aplica también a los Convenios Internos de UTE, definidos de acuerdo a lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.

Las modificaciones realizadas por acuerdo de partes a los contratos autorizados a trasladar a tarifas, solo serán consideradas a esos mismos efectos cuando resulten aprobadas por el Regulador. El Regulador analizará la modificación y sólo autorizará su reconocimiento en las tarifas si dicha modificación reduce el costo de compra previsto del Distribuidor para condiciones de seguridad de abastecimiento equivalentes.

Artículo 49. A partir de la puesta en marcha del MMEE, los requisitos que debe cumplir todo nuevo contrato del Distribuidor para que sus precios sean reconocidos en tarifas son los siguientes:

- a) Los contratos deben adecuarse a las formas contempladas en el Reglamento del Mercado Mayorista.
- b) En condiciones normales, todo nuevo contrato debe corresponder a Contratos de Suministro, que contemplen el suministro de una Potencia Firme de Largo Plazo para Garantía de Suministro, y de una energía con una curva asociada de consumo para estabilización del costo de compra. Dichos contratos se podrán definir como una proporción del consumo del Distribuidor. Los contratos incluirán penalizaciones por no cumplimiento de suministro comprometido, que permitirán al Distribuidor compensar a sus Suscritores de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.
- c) Extraordinariamente y ante directivas del Poder Ejecutivo en materia de política energética, referidas a obligación de compra del Distribuidor, de energía renovable no convencional, el contrato resultará de la licitación de Contratos Especiales para este tipo de generación.
- d) Los contratos deben ser resultado de ofertas de suministro obtenidas en procedimientos competitivos convocados por el Distribuidor bajo la supervisión del Regulador de acuerdo a lo indicado en el Reglamento del Mercado Mayorista.
- e) Con el objeto de maximizar la competencia y promover la presentación de ofertas por parte de nueva generación e importadores que no estén participando en el MMEE, la licitación deberá realizarse con una anticipación suficiente. El Distribuidor deberá dar publicidad al llamado a licitación por medio de publicación nacional e internacional con una anticipación a la presentación de ofertas que, inicialmente, será de 3 (tres) años al comienzo del correspondiente contrato. En función del comportamiento de las licitaciones y del Mercado de Contratos a Término, el Regulador podrá modificar este plazo de anticipación.
- f) Los cronogramas para las licitaciones y los plazos contractuales considerarán que los vencimientos de los contratos se produzcan en forma escalonada.
- g) El plazo de vigencia del contrato será propuesto por el Distribuidor y aprobado por el Regulador, entre un mínimo de 5 (cinco) años y un máximo de 10 (diez) años.
- h) Deberán cumplirse aquellos requisitos que el Regulador establezca por considerarlos necesarios para preservar las condiciones competitivas del procedimiento de licitación en virtud de la situación que presente el Mercado de Contrato a Término.

Previo al llamado, el Regulador definirá las condiciones y criterios básicos que el pliego y el contrato deberán incorporar. El Distribuidor deberá enviar al Regulador para su

aprobación, copia de los pliegos de la licitación, informando los medios y fechas previstas de publicación. El Regulador verificará el cumplimiento de las normas y condiciones específicas establecidas. De no cumplirse las mismas, el Regulador requerirá las modificaciones necesarias previo a su aprobación.

Podrán presentarse a dichas licitaciones, ofertas nacionales o de importación, y ofertas de generación existente o que se ha comprometido instalar en el caso de resultar adjudicatario de un contrato. Se podrán presentar ofertas por una parte de la Potencia Firme de Largo Plazo y energía requeridas, pudiendo ser adjudicados varios contratos, de manera tal que la suma cubra el total requerido en la licitación. De presentarse ofertas parciales, podrán resultar adjudicados varios contratos con distintas cantidades asignadas a cada uno.

Los contratos resultantes de la licitación deben ser adjudicados con el criterio de menor costo de abastecimiento para los usuarios.

Artículo 50. Todas las compras de energía y Potencia Firme que el Distribuidor efectúe en contratos mayoristas deberán cumplir los requisitos indicados para que sus precios sean transferibles a tarifas. Cuando los contratos no cumplan los requisitos para que sus precios sean trasladados a tarifas, se reconocerán los precios fijados en el Reglamento del Mercado Mayorista para esa condición.

CAPÍTULO III. PRECIOS EQUIVALENTES DE POTENCIA FIRME Y ENERGÍA

Artículo 51. Los Precios Equivalentes de compra de Potencia Firme (Garantía de Suministro) y energía serán tales que aplicados respectivamente a la potencia coincidente total y a la energía total comprada por el Distribuidor, tanto en el Mercado de Contratos a Término como en el Mercado Spot, determinen una cantidad igual a la suma de la totalidad de los pagos reconocidos del Distribuidor. Dichos precios se conformarán considerando:

- a) Contratos y operaciones en mercados o servicios que administra la ADME
- b) Adquisición de energía y Potencia Firme en contratos transferibles a tarifas
- c) Compras de energía en el Mercado Spot
- d) Compras de Potencia Firme en servicios del MMEE
- e) Pagos de Servicios Auxiliares que correspondan
- f) Pagos al Transmisor por el Servicio de Trasmisión para las compras spot y en contratos, cuyos precios no incluyan este servicio
- g) Tasa del Despacho Nacional de Cargas que el Distribuidor deba pagar como Participante del Mercado

Artículo 52. El resultado de la aplicación de la fórmula de Precios Equivalentes de Potencia Firme y energía, será calculado por el Distribuidor y enviado al Regulador para

su revisión, aprobación y publicación en su sitio Web, acompañando la información que este Reglamento indica. Dicho resultado registrará en los mismos períodos de estabilización de precios que define el Reglamento del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO IV. COSTOS PREVISTOS Y COSTOS REALES

Artículo 53. El Distribuidor informará al Regulador, con 15 (quince) días corridos de anticipación al comienzo de cada período de estabilización de precios, el resultado de la fórmula de Precios Equivalentes de Potencia Firme y energía, acompañada de los siguientes antecedentes:

- a) Cantidades de Potencia Firme P_{in} y energía E_{in} que se prevé adquirir en cada contrato transferible a tarifas «i», incluyendo como contrato la compra del Servicio de Reserva Nacional, y Convenios Internos transferibles a tarifas, para el período de cálculo respectivo. La información se entregará para cada nodo de suministro «n» o conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico. En el caso de Contratos de Suministro con cantidades determinadas de Potencia Firme y energía, las cantidades previstas corresponderán a las especificadas en el contrato. En el caso de Contratos de Suministro en que las cantidades corresponden a un porcentaje del consumo del Distribuidor, las cantidades que se prevé adquirir se calcularán aplicando los porcentajes establecidos en el contrato al requerimiento de Garantía de Suministro y de consumo de acuerdo a la Base de Datos del MMEE y lo que establece el Reglamento del Mercado Mayorista. En el caso de contratos en que la cantidad de energía a adquirir depende del Precio Spot del Mercado Mayorista o de la generación real u otra variable dependiente del Despacho Económico real, la cantidad de energía que se prevé adquirir se determinará sobre la base del Despacho Económico esperado según la Programación Estacional de Largo Plazo que realiza la ADME, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista. Los precios pP_{in} y pE_{in} corresponderán a los precios promedios ponderados de compra de potencia y energía en el contrato, respectivamente, en el período de cálculo. Lo anterior es aplicable a los Convenios Internos Iniciales según se establece en el presente Reglamento.
- b) Cantidades de Potencia Firme P_{jn} y energía E_{jn} que se prevé adquirir en cada contrato que no cumple los requisitos establecidos para que sus precios sean transferibles a tarifas j , y precios reconocidos pP_{jn} y pE_{jn} de las mismas, para el período de cálculo respectivo de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista.
- c) Cantidades de Potencia Firme P_{sn} y energía E_{sn} que se prevé comprar o vender en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y Mercado Spot respectivamente, precios pP_{sn} y pE_{sn} de las mismas, que corresponderán al Precio de Referencia de la Potencia y sistema de precios estabilizados de la energía aprobados por el Regulador y determinados por la ADME respectivamente, y pago total previsto para el período de cálculo respectivo. La información se entregará para cada nodo de suministro o conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico.
- d) Cargos de Trasmisión unitarios cT_n establecidos en cada nodo «n» de conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico, y cargo total por nodo que se prevé

pagar por el Distribuidor por sus compras fuera de contratos y por sus compras en contrato cuyos precios no incluyan dichos cargos.

- e) Costo de los Servicios Auxiliares que correspondan por energía $CSAE_n$ y por potencia $CSAP_n$ del Mercado Mayorista, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Mercado Mayorista, que se prevé pagar en el respectivo semestre por el Distribuidor, para cada nodo «n» de conexión del sistema de distribución con el sistema eléctrico. Se excluirá el costo de Generación Forzada que sea requerida en el nodo por razones de regulación de voltaje o para levantar restricciones de inyección de potencia en el nodo, cuando ellas sean atribuibles al Distribuidor.
- f) Tasa del Despacho Nacional de Cargas $CRADME$ que el Distribuidor deba pagar como Participante del Mercado.
- g) Cantidad a incluir por desviación de energía y potencia (DEP) en los valores reales pagados por el Distribuidor por concepto de adquisición de potencia y energía en el período de estabilización anterior, respecto de los valores estimados por estos conceptos en la determinación de los Precios Equivalentes de adquisición de energía y potencia en dicho período de estabilización.

Artículo 54. La fórmula de Precio Equivalente de potencia del nodo «n» se establecerá considerando como precio el Precio de Referencia de la Potencia incrementado en los Cargos de Trasmisión del nodo «n» y en el costo de los Servicios Auxiliares de potencia por unidad de potencia total comprada en dicho nodo. En el caso en que existieren contratos que establezcan precios de potencia distintos del Precio de Referencia de la Potencia, la diferencia será incorporada en el Precio Equivalente de compra de la energía. Por otra parte, como desde el punto de vista de la señal económica en el Precio Equivalente de potencia se incorporan los Cargos de Trasmisión, se descontará en el cálculo del Precio Equivalente de compra de la energía un monto igual a la suma de las potencias contratadas en contratos que incluyen dichos cargos multiplicada por cT_n que es el valor de los Cargos de Trasmisión en el nodo. De esta forma, el Precio Equivalente de compra de la energía incluirá el valor total de las compras de energía en contratos y spot en el nodo, el costo total estimado para el Distribuidor por concepto de Servicios Auxiliares asociados a energía en el nodo, el costo estimado de Tasa del Despacho Nacional de Cargas, y los ajustes indicados para tomar en cuenta contratos con precios de potencia diferentes del Precio de Referencia de la Potencia y aquellos que incluyan el valor de los Cargos de Trasmisión.

Las fórmulas que aplicará el Distribuidor para calcular los Precios Equivalentes de potencia y energía en el nodo «n» serán las siguientes:

- a) Precio Equivalente de potencia:

$$PEP_n = pPs_n + cT_n + \frac{CSAP_n}{\left(\sum P_{in} + \sum P_{jn} + \sum Ps_n\right)}$$

b) Precio Equivalente de energía:

$$PEE_n = \frac{\left[\sum E_{in} \times pE_{in} + \sum E_{jn} \times pE_{jn} + \sum E_{sn} \times pE_{sn} + \sum (pP_{in} - pP_{sn}) \times P_{in} + \sum (pP_{jn} - pP_{sn}) \times P_{jn} - cT_n \times \sum P_{in} \times \tau \right]}{\left[\sum (E_{in} + E_{jn} + E_{sn}) \right]}$$

Donde, en cada contrato «i» se identifica con una variable τ cuyo valor es uno (1) cuando estos incluyen los Cargos de Trasmisión y cero (0) cuando no los incluyen.

Artículo 55. Al finalizar cada mes, la ADME incluirá en el Documento de Transacciones Económicas la energía y Potencia Firme compradas por el Distribuidor de cada contrato, del Mercado Spot y de los distintos servicios del MMEE así como Cargos de Trasmisión a pagar por el Distribuidor, según corresponda, y el cargo a pagar por cada compra fuera de contratos. Esta información será enviada al Distribuidor, con copia al Regulador.

Con estos datos, el Distribuidor calculará su costo reconocido de compra mayorista real para energía y para potencia del mes y acumulado en lo que va del período de estabilización. Calculará también la desviación entre el costo real y el costo previsto trasladado a tarifas, por cada concepto y total, del mes y acumulado en lo que va del semestre de estabilización. En cada mes la desviación entre costo de adquisición real y el costo de adquisición estimado se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$DEP_{n,m} = \left[P_{n,m} \times (PEPR_{n,m} - PEP_o) \right] + \left[E_{n,m} \times (PEER_{n,m} - PEE_o) \right]$$

Donde:

$P_{n,m}$: Potencia total real adquirida por el Distribuidor en el nodo «n» para el mes «m»

$PEPR_{n,m}$: Precio Equivalente de adquisición real de potencia en el nodo «n» para el mes «m»

PEP_o : Precio Equivalente de potencia que rigió en el nodo «n» para el mes «m», de acuerdo con la fórmula del precio reconocido de adquisición de potencia señalada en este Reglamento.

$E_{n,m}$: Energía total real adquirida por el Distribuidor en el nodo «n» para el mes «m»

$PEER_{n,m}$: Precio Equivalente de adquisición real de la energía en el nodo «n» para el mes «m»

PEE_o : Precio Equivalente de la energía que rigió en el nodo «n» para el mes «m», de acuerdo con la fórmula del precio reconocido de adquisición de la energía señalada en este Reglamento.

El Distribuidor incluirá el valor acumulado de desviación en el período de estabilización, para el cálculo del Precio Equivalente de adquisición de la energía del período siguiente.

Artículo 56. Si en la Zona de Servicio existiere más de un nodo de conexión a las Instalaciones de Trasmisión, se definirá un Precio Equivalente único de adquisición de la potencia y otro para la energía. Los precios de adquisición equivalente únicos de potencia y energía corresponden al promedio ponderado de los Precios Equivalentes de adquisición por nodo, usando como factor de ponderación las potencias y energías anuales, respectivamente, previstas de vender desde cada uno de ellos a la Zona de Servicio.

CAPÍTULO V. COMPENSACIÓN A USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN POR FALLAS DE SUMINISTRO A NIVEL DE GENERACIÓN

Artículo 57. El déficit de suministro de energía que lleva a la emisión de un decreto de racionamiento por el Poder Ejecutivo, corresponde a un déficit de energía de larga duración, como resultado de déficit de generación hidroeléctrica a causa de una sequía, falla prolongada de centrales generadoras o limitación prolongada de la capacidad de importación desde mercados eléctricos vecinos al país. Se excluye de este tipo todo déficit producido por fallas transitorias de centrales generadoras o sistemas de trasmisión.

Artículo 58. La compensación que pagará el Distribuidor a sus Suscritores por concepto de energía no suministrada, se determinará multiplicando la cantidad de energía no suministrada al Suscriptor por el costo de energía no servida en el o los escalones de racionamiento que correspondan. La cantidad de energía no suministrada se determinará para cada Suscriptor para cada período de facturación en el que hubiere regido en todo o parte del período un decreto de racionamiento, como la diferencia entre el consumo normal del Suscriptor en el período de facturación y el consumo del Suscriptor en condiciones de racionamiento, siempre que esa diferencia sea positiva. El consumo normal del Suscriptor se determinará como el promedio del consumo registrado en el trimestre del año anterior, comprendido entre el mes anterior y el siguiente al de facturación considerado. El costo de energía no servida en cada escalón será igual al que se haya determinado para la programación de la operación del SIN y esté vigente al momento de emitirse el decreto de racionamiento. El pago de la compensación se efectuará a través de un descuento en cada facturación del consumo del Suscriptor en cuyo período se haya producido déficit de suministro. De quedar un saldo a favor del Suscriptor, el descuento se seguirá realizando en los meses siguientes.

TÍTULO II. REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR POR EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES

Artículo 59. A los efectos de establecer la remuneración del Distribuidor se distingue la remuneración de su actividad de distribución realizada mediante sus Instalaciones de Distribución en Media y Baja Tensión, la remuneración de sus instalaciones de Subtrasmisión y la remuneración de la conexión de los Usuarios de Distribución. A la primera se le denomina Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), a la segunda se le denomina Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) y a la tercera, Tasa de Conexión.

Artículo 60. Para el cálculo de la remuneración del Distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley N° 16.832, en caso de que algunas de las Instalaciones de Distribución sean utilizadas para actividades distintas al servicio de distribución, debe determinarse la proporción de esas instalaciones que resulta afectada a dicho servicio.

Dicha proporción se determinará para cada año como la relación existente entre los ingresos brutos que se prevén para el servicio de distribución considerando para ello el total de las instalaciones afectadas a esas actividades, y el monto que resulte de sumar a tales ingresos, el 60% (sesenta por ciento) de los ingresos brutos por las otras actividades a que se destinen las mismas instalaciones, previstos para el siguiente año.

En todo caso, los Distribuidores darán pleno cumplimiento a las normas de contabilidad regulatoria establecidas por el Regulador.

CAPÍTULO II. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR (VADE)

Artículo 61. El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, definida como área de distribución tipo. Los ingresos obtenidos a través de la recaudación del VADE por parte de los Distribuidores que operen el negocio en forma prudente y eficiente deben ser suficientes para mantener una buena Calidad de Servicio de Distribución y ampliar las instalaciones para atender el crecimiento del mercado con una utilidad razonable. El VADE está conformado por la remuneración del capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento de las Instalaciones de Distribución, para los diversos niveles de tensión, los costos comerciales y los costos de pérdida de energía eléctrica asociados a esta actividad. El VADE se calculará para un determinado número de áreas de distribución tipo, sobre la base de la densidad de distribución y, cuando corresponda, otras variables geográficas o climáticas que expliquen una diferencia de costos eficientes de la actividad de distribución que no pueda ser explicada solamente por la densidad de distribución. Las áreas de distribución tipo serán determinadas por el Regulador, con procedimientos que serán informados públicamente. La Zona de Servicio tendrá un VADE equivalente en cada una de sus componentes, el que se calculará como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio, utilizando variables de ponderación pertinentes a la componente del VADE equivalente de que se trate. Las áreas de distribución tipo aplicables a la Zona de Servicio serán definidas por el Poder Ejecutivo sobre la base de una clasificación por densidad de distribución de las subzonas que ésta presente, considerando, de ser el caso, aquellas otras variables que incidieron en la definición de las áreas de distribución tipo.

Artículo 62. El VADE se expresará a través de los siguientes componentes:

- a) Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. En el caso de los Suscritores se agregarán los costos del proceso de lectura, así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control. Asimismo se adicionarán otros costos de la actividad comercial relativos a atención comercial y control de fraudes.

- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia.
- c) Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida. La potencia distribuida podrá ser definida para distintos bloques horarios o estacionales, debiendo al menos definirse el bloque de demanda máxima anual del sistema eléctrico.

La remuneración reconocerá los costos de una empresa eficiente de referencia que actúa en el ámbito local, operando la red de referencia. Asimismo, serán consideradas las condiciones que derivan de la aplicación del marco normativo vigente.

Artículo 63. El VADE correspondiente a costo fijo por usuario se diferenciará según el tipo de equipo de medida, de acuerdo con la opción tarifaria del usuario.

Artículo 64. El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución será calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia.

La anualidad será calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de treinta (30) años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios.

Artículo 65. Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinarán bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia.

Artículo 66. Las pérdidas de distribución de potencia y energía estarán constituidas por las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se determinarán para la red eficiente de referencia. Para dicho cálculo se tendrá en cuenta la demanda del año anterior al inicio del período de 4 (cuatro) años de vigencia del VADE y factores de ajustes que incrementen dichas pérdidas en cada año del período de vigencia, considerando el crecimiento de la demanda en ese período. Las pérdidas no técnicas a reconocer serán las correspondientes a una empresa gestionada eficientemente que opera en el ámbito local.

CAPÍTULO III. VALOR AGREGADO DE SUBTRASMISIÓN (VAST)

Artículo 67. El VAST se determinará para las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, las que incluyen las líneas de Media Tensión cuyo voltaje sea superior a 24.000V e inferior o igual a 72.500V, que por sus características de longitud, consumos servidos u otras, sean calificadas de Subtrasmisión, y las subestaciones de transformación de Media a Media Tensión. El VAST se determinará caso a caso para cada estación de transformación y línea de Subtrasmisión, a través de analizar sus costos estándares eficientes de inversión, administración, operación y mantenimiento y pérdidas de potencia y energía, aplicando en lo que corresponda los mismos conceptos y criterios que se establecen en este Reglamento de Distribución para el análisis y determinación de los VADE en las áreas de distribución tipo.

Las componentes del VAST correspondientes a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se expresarán por kilowatt de potencia coincidente total extraído de las

instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. Estas componentes podrán discriminarse por nivel de voltaje en el caso de existir más de un voltaje comprendido en las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor, en cuyo caso la componente en cada nivel se calculará con la potencia total extraída en ese nivel.

CAPÍTULO IV. TASA DE CONEXIÓN

Artículo 68. Aquellos costos que se vinculen directamente a la conexión del Suscriptor y que no estén incluidos en el VADE, darán lugar al cobro de una Tasa de Conexión. Esta tasa se determinará en función del costo directo de los materiales y equipos constitutivos de la instalación de enlace del Suscriptor con la red de distribución y el costo directo de montaje de estos. Forman parte de la instalación de enlace del Suscriptor la acometida, el equipo de medida y el equipo de protección y desconexión de la instalación interior del mismo. A los Grandes Consumidores se le aplicará igual Tasa de Conexión que a los Suscriptores exceptuándose los costos del sistema de medición. En la determinación de la Tasa de Conexión, ésta podrá discriminarse en función de la longitud y características de la acometida, medida entre el punto de conexión con la red de distribución y la localización del equipo de medida. Para ello se establecerá un cargo base que incluirá una longitud de acometida de hasta 30 (treinta) metros, y un cargo incremental por cada metro adicional. La tasa de conexión también podrá discriminarse en función del tipo de equipo de medida, de acuerdo a la opción tarifaria. A los efectos del cobro de la Tasa de Conexión podrán preverse sistemas de pago en cuotas, con intereses que consideren la tasa de costo de capital que se aplica a la empresa.

CAPÍTULO V. CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 69. El VADE, el VAST y la Tasa de Conexión, así como sus fórmulas de reajuste, serán determinados cada 4 (cuatro) años, de acuerdo con los procedimientos que se establecen en este Reglamento de Distribución, debiendo fijarse en el mes de diciembre previo al año en que regirán.

Dentro del período de 4 (cuatro) años los VADE, VAST y la tasa de conexión se ajustarán en función de la variación que experimente su valor de acuerdo a la variación de los índices incorporados en la fórmula de ajuste, los que serán representativos de los precios de los elementos que componen dichos valores agregados y Tasa de Conexión.

Artículo 70. Cuando la componente del VADE correspondiente a cargo fijo se calcule con el número de usuarios registrado el año anterior al inicio del período de 4 (cuatro) años de vigencia, su fórmula de ajuste incorporará un factor que tome en cuenta la reducción anual de dicha componente del VADE por concepto de incremento del número de usuarios.

Igualmente, cuando las componentes del VADE correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución se calculen con la potencia distribuida registrada el año anterior al inicio del período de cuatro (4) años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda, considerando apropiadamente las tasas de crecimiento vertical y horizontal de esta variable.

En el caso de que no se disponga de la información antes mencionada, el Regulador podrá proponer el ajuste anual de los cargos, en función de las tasas de crecimiento del número de usuarios y demanda estimadas para el cálculo del VADE.

Artículo 71. Cuando las componentes de costo de capital y de costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de Subtrasmisión se calculen utilizando la potencia total extraída en el año anterior al inicio del período de cuatro años de vigencia, sus fórmulas de ajuste incorporarán un factor que tome en cuenta la variación anual de dichas componentes del VAST por concepto de crecimiento de la demanda.

En el caso de que no se disponga de la información antes mencionada, el Regulador podrá ajustar anualmente los cargos, en función de la tasa de crecimiento de la demanda estimada para el cálculo del VAST.

En el caso de las componentes del VAST correspondientes a pérdidas de potencia y energía, se procederá de la misma forma establecida en este Reglamento para las pérdidas de potencia y energía en las redes de distribución, sin considerar pérdidas no técnicas.

Artículo 72. Los componentes de los VADE y de la Tasa de Conexión se calcularán para cada área de distribución tipo mediante estudios de costos contratados por el Regulador. En el mismo estudio se calcularán las componentes del VAST para la totalidad de las instalaciones de Subtrasmisión del Distribuidor. El Distribuidor podrá presentar una propuesta al Regulador en relación con los componentes de VADE y VAST. El Regulador la elevará al Poder Ejecutivo junto con su evaluación. Las condiciones y plazos para la presentación de la propuesta por parte del Distribuidor serán establecidos por el Regulador.

TÍTULO III. TARIFAS DE SUMINISTRO Y DE SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES

CAPÍTULO I. TARIFAS DE SUMINISTRO

Artículo 73. En la Zona de Servicio los montos que el Distribuidor podrá percibir de los Suscritores resultarán de la adición de sus compras en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, evaluadas según los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía en dicho mercado, incluido los cargos de transmisión y servicios, del Valor Agregado de Subtrasmisión (VAST) y del Valor Agregado de Distribución Estándar (VADE), según corresponda al nivel de tensión a la cual se conecten.

La definición de la estructura tarifaria se realizará mediante fórmulas que reflejen la forma en que los precios de los componentes señalados se adicionan. Los cargos de potencia deberán reflejar el precio de adquisición de la potencia en el Mercado Mayorista, las pérdidas de potencia en las redes Subtrasmisión, y Media y Baja Tensión, y los valores agregados de Subtrasmisión y Media y Baja Tensión. Los cargos de energía reflejarán el Precio Equivalente de adquisición de la energía en el Mercado Mayorista y el costo de las pérdidas de energía en la red de distribución. La componente del cargo fijo de la tarifa tendrá en cuenta el costo eficiente de la actividad comercial.

CAPÍTULO II. TARIFAS MÁXIMAS DEL SERVICIO DE TRANSPORTE A USUARIOS SERVIDOS POR OTROS SUMINISTRADORES

Artículo 74. La tarifa del servicio de distribución a usuarios servidos por otros suministradores será establecida de manera tal que, en lo que al costo agregado por el Distribuidor se refiere, sea indiferente para el usuario ser abastecido por el Distribuidor o por otro suministrador.

Artículo 75. Las tarifas del servicio de distribución considerarán las componentes del VAST y del VADE determinadas según este Reglamento, las que se aplicarán de la misma forma en que se hubieren aplicado en la fórmula tarifaria del usuario en el caso que éste hubiera sido Suscriptor del Distribuidor. Al respecto, se adoptarán los siguientes procedimientos para la aplicación de las componentes del VADE y VAST en la tarifa:

- a) El costo fijo se determinará de acuerdo a lo definido en el Artículo 62.
- b) El costo unitario correspondiente a los costos de capital y administración, operación y mantenimiento de la red de distribución se aplicará discriminado por nivel de voltaje y considerando el factor de participación de la potencia del usuario en la potencia máxima coincidente del Distribuidor.
- c) Los costos correspondientes a las pérdidas de potencia y energía se aplicarán valorizando dichas pérdidas a los Precios Equivalentes de compra de potencia y energía del Distribuidor. Se asume que el Distribuidor compra la energía correspondiente a las pérdidas eficientes de su red.

Artículo 76. Las tarifas del servicio de distribución determinadas siguiendo los criterios expuestos anteriormente se verificarán con el siguiente procedimiento:

- a) Se adicionarán a los cargos del servicio de distribución los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía del Distribuidor.
- b) Se verificará que los cargos tarifarios resultantes en a) serán iguales a los cargos tarifarios aprobados al Distribuidor para el suministro de electricidad con excepción del cargo fijo. Dicho cargo diferirá del costo eficiente aprobado al Distribuidor por los cargos correspondientes al proceso de lectura así como los de mantenimiento y reposición del empalme y el equipamiento de medida y control.

Artículo 77. Los Grandes Consumidores conectados a la red de distribución estarán vinculados al SMEC, gestionado por la ADME y definido por norma del Regulador.

TÍTULO IV. FIJACIÓN, PUBLICACIÓN Y AJUSTE DE TARIFAS

Artículo 78. El Poder Ejecutivo fijará cada 4 (cuatro) años y publicará los valores iniciales de los VADE, VAST y Tasa de Conexión así como sus fórmulas de ajuste y la fecha de su entrada en vigencia. En la misma oportunidad, el Poder Ejecutivo fijará la estructura tarifaria, valores base y fórmulas de indexación de las tarifas aplicables al suministro del Servicio Público de Electricidad y al servicio de transporte en redes de distribución, por parte del Distribuidor.

Artículo 79. Los componentes de las tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del servicio de transporte en redes de distribución, y sus fórmulas de reajuste, tendrán una vigencia de 4 (cuatro) años y, al interior de su período de vigencia, serán reformulados solo cuando las tarifas ajustadas dupliquen el valor inicial de las tarifas. Una vez vencido el período de vigencia de las tarifas y mientras no sean fijadas las del período siguiente, podrán ser reajustadas de acuerdo con los procedimientos vigentes.

Artículo 80. El Distribuidor podrá solicitar al Poder Ejecutivo el reajuste de sus tarifas, en función de la variación de los Precios Equivalentes de adquisición de potencia y energía, VADE, VAST, y Cargos de Trasmisión, de acuerdo con sus respectivas fórmulas de ajuste. Los ajustes serán realizados en forma semestral, a partir de la entrada en vigencia del nuevo pliego tarifario.

SECCIÓN VI. ESTRUCTURA TARIFARIA

Artículo 81. La estructura tarifaria reflejará en forma simple, directa y explícita los costos económicos, establecidos por el mercado o bien regulados con criterio de eficiencia, de los componentes de generación, transporte y distribución. La misma reflejará los costos que los Usuarios de Distribución originan, independientemente de su carácter social o jurídico y del destino final dado a la energía que se consume.

Artículo 82. La estructura tarifaria será aplicada por los Distribuidores para el suministro del Servicio Público de Electricidad y por el Servicio de Redes en redes de distribución a los Usuarios de Distribución conectados a dichas redes. La misma comprenderá las categorías tarifarias que podrán elegir los Usuarios de Distribución, sus condiciones de aplicación, y las fórmulas que establecen dicha estructura.

Artículo 83. La estructura tarifaria será establecida por decreto del Poder Ejecutivo con asesoramiento preceptivo del Regulador. Dentro de los plazos establecidos a ese efecto por el Regulador, el Distribuidor presentará al mismo una propuesta de estructura tarifaria, la que será analizada y elevada al Poder Ejecutivo con las consideraciones que el Regulador estime pertinentes, junto con su propuesta final. Las propuestas deberán ajustarse a los principios y criterios establecidos en el presente Reglamento.

Artículo 84. Conforme al comportamiento del consumo de electricidad o a los avances que se registren en las tecnologías disponibles comercialmente para la medición y control de los consumos, el Regulador podrá proponer al Poder Ejecutivo modificaciones a la estructura tarifaria. Las modificaciones a proponer pueden incluir la supresión o inclusión de opciones tarifarias, la variación de las fórmulas que definen la estructura y de los parámetros e índices considerados en la misma.

El Distribuidor podrá, asimismo, proponer el establecimiento de opciones tarifarias no contempladas en el pliego vigente, las que serán analizadas por el Regulador previo a su consideración por el Poder Ejecutivo.

Las modificaciones que el Poder Ejecutivo efectúe entrarán en vigencia con ocasión de la siguiente fijación cuatrienal de tarifas de suministro del Servicio Público de Electricidad y del Servicio de Redes en redes de distribución.

SECCIÓN VII. CALIDAD DE SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 85. Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio compatible con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador.

Artículo 86. Compete al Regulador el desarrollo de la normativa de calidad del servicio de distribución, de conformidad con lo establecido en el numeral 2º del artículo 3º de la ley 16.832.

Asimismo controlará el cumplimiento de las normas de calidad del servicio de distribución establecidas, teniendo por su parte el Distribuidor la obligación de efectuar las campañas de relevamiento de información y la determinación de los indicadores que se definan en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución, poniéndolos a disposición del Regulador.

Artículo 87. El no cumplimiento de las normas de calidad dará lugar a compensaciones a los Usuarios de Distribución por los perjuicios ocasionados por una calidad de servicio no adecuada a los criterios establecidos, a incluirse en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que el Regulador apruebe. Los montos y cálculos de estas compensaciones serán los definidos en esa normativa.

Artículo 88. Se entiende por Calidad de Servicio la prestación por el Distribuidor de un servicio técnico y comercial a los Suscritores, o de un servicio técnico a los Usuarios de la Red de Distribución, con el objeto de suministrarles energía eléctrica o prestarles el servicio de transporte, en condiciones de operación que satisfagan los límites o rangos establecidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución. Estos valores serán evaluados periódicamente, en las condiciones que establezca el Regulador.

Artículo 89. El Suscriptor o Usuario del transporte tiene la responsabilidad de cumplir con los límites o rangos establecidos en la normativa específica, para un conjunto de variables eléctricas e índices técnicos, en el punto de conexión, como resultado de la operación de su instalación eléctrica y de los equipos o consumos que conecte a ella.

Artículo 90. Se entiende por estado anormal de operación de un sistema eléctrico de Distribución a una condición de operación en que la suficiencia y seguridad de sus instalaciones eléctricas no permiten abastecer en forma íntegra y continua los consumos de sus usuarios, cuando se produzcan perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen externo a la empresa de distribución, tales como:

- a) Acción directa de fenómenos de la naturaleza que por su gran magnitud - rayos, vientos huracanados, inundaciones masivas -, debidamente probada al Regulador, que afectare directamente las instalaciones eléctricas de una empresa de distribución, en una magnitud y duración que interrumpe la operación de las instalaciones eléctricas del sistema eléctrico de distribución en una proporción de subestaciones o líneas superior al 20% (veinte por ciento) de las instalaciones;

- b) Ocurrencia de fallas en los sistemas eléctricos externos que se encuentran interconectados con la empresa de Distribución y que afecten las subestaciones de poder de Alta a Media Tensión, interrumpiendo la continuidad del flujo de potencia a través de ellas;
- c) Toda otra condición que sea calificada de fuerza mayor

Artículo 91. En el estado anormal de operación a que se refieren los literales a) y c) del artículo anterior, no serán aplicables las normas de Calidad de Servicio de Distribución en el área afectada del Distribuidor.

En el estado anormal de operación a que se refiere el literal b) del artículo anterior, serán aplicables las condiciones particulares establecidas en las normas de Calidad de Servicio de Distribución en la zona afectada.

Artículo 92. Serán consideradas de forma especial las interrupciones de servicio o mala calidad del producto causadas por trabajos programados debidamente comunicados, de acuerdo a las condiciones que se establecerán en la correspondiente normativa.

Artículo 93. Las normas de Calidad de Servicio de Distribución comprenden:

- a) Calidad del producto técnico suministrado
- b) Calidad del servicio técnico prestado
- c) Calidad del servicio comercial prestado

Artículo 94. La calidad del producto técnico se refiere al nivel de tensión en el punto de conexión y a las perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión, y armónicas).

La calidad de servicio técnico se refiere a la frecuencia y duración de interrupciones de suministro, expresadas a través de índices globales (individual promedio) e individuales.

La calidad del servicio comercial se refiere a la calidad de atención al usuario en sus distintos aspectos y formas, tales como en los locales de atención comercial y sistema de telegestión, tiempos para responder a pedidos de conexión, errores de facturación, demoras en la atención de las reclamaciones, tiempos para la restitución de suministros cortados y resolución de quejas.

Los indicadores que miden la calidad del producto técnico, la calidad de servicio técnico y la calidad de servicio comercial, la forma de registrarlos e informarlos y los valores límites que no deben ser sobrepasados y que dan origen a compensaciones a los Usuarios de Distribución, serán establecidos por el Regulador.

Artículo 95. El Distribuidor no estará obligado a brindar el servicio con una calidad superior a los estándares establecidos en la normativa correspondiente. En caso de que el Usuario de Distribución requiera una calidad especial, será de su exclusiva responsabilidad adoptar las medidas necesarias para lograrla, pudiendo celebrar acuerdos especiales al respecto, con el Distribuidor o Comercializador. Será deber del

suministrador adoptar las providencias necesarias para no afectar la calidad de servicio del resto de los Usuarios de Distribución.

Se entenderá que un Usuario de Distribución exige una calidad especial cuando la misma supere cualquiera de los estándares máximos señalados en la correspondiente normativa.

Artículo 96. Los índices de calidad definidos en las normas de Calidad de Servicio de Distribución se establecerán por zona geográfica y características de las instalaciones.

Las compensaciones a los Usuarios de Distribución se establecerán en función de la energía no vendida de acuerdo al costo de falla por tipo de cliente de distribución. No se considerará el lucro cesante.

Artículo 97. La normativa de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador se implementará por etapas según el cronograma que el mismo establezca, quien asimismo fijará los requisitos a cumplir y las acciones adoptar por el Distribuidor, en especial las atinentes a la instrumentación de medios de registro y de procesamiento de información relevante para el control de calidad, así como establecerá los índices y límites que rijan en cada una de las etapas.

Artículo 98. Hasta tanto no entre en vigencia la normativa de Calidad de Servicio de Distribución a aprobarse, regirán las disposiciones y las compensaciones que UTE aplica a sus clientes, vigentes a la fecha de aprobación del presente Reglamento.

SECCIÓN VIII. CONCESIONES

Artículo 99. Mediante resolución expresa, y previa opinión de la UTE y el Regulador, el Poder Ejecutivo podrá otorgar en régimen de concesión a empresas eléctricas el servicio de distribución, en áreas delimitadas. Las obligaciones y derechos del concesionario, incluido el régimen de precios para la adquisición y venta de energía eléctrica, así como las penalidades por incumplimiento de las normas de Calidad de Servicio de Distribución, serán los establecidos en las disposiciones legales y reglamentarias relativas a la distribución que estén vigentes a la fecha de su otorgamiento, y sus modificaciones posteriores, y en el contrato de concesión. El contrato de concesión remitirá a dichas normas legales y reglamentarias en lo referente a las obligaciones y derechos de las partes.

SECCIÓN IX. SERVIDUMBRES

Artículo 100. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 24 del Decreto-ley N° 14.694, los edificios sobre cuyos frentes sea necesario pasar o fijar líneas de distribución se encuentran sujetos a la servidumbre respectiva con carácter gratuito. También lo están los bienes de uso público nacional o municipal y terrenos particulares en zonas no edificadas cuando sea necesario para ejecutar obras de instalación, puesta en funcionamiento, mantenimiento de líneas aéreas y subterráneas y su permanencia en el espacio o subsuelo.

Artículo 101. Las instalaciones observarán, en lo pertinente, las disposiciones de las Intendencias, de acuerdo con el segundo inciso del artículo 25 del Decreto-ley N° 14.694 citado.

Artículo 102. Siguiendo lo dispuesto en el inciso primero del artículo 25 mencionado, el Distribuidor ejecutará las obras de manera de prevenir todo peligro para las personas y las cosas, evitando perjuicios a la propiedad y conciliando los derechos del propietario, dejando a salvo la acción por daños y perjuicios. Con el mismo objetivo, el Distribuidor efectuará el mantenimiento de las instalaciones.

Artículo 103. En el caso de abandono de las instalaciones el Distribuidor deberá retirarlas y restituir la propiedad a su estado primitivo.

Artículo 104. La indemnización por daños y perjuicios será por aquellos que sean consecuencia de las servidumbres, sin que la reclamación por los propietarios, pueda impedir o retardar la efectividad de las servidumbres.

SECCIÓN X. INSTALADORES AUTORIZADOS

Artículo 105. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 27 del Decreto-ley N° 14.694, las instalaciones requeridas para utilización de energía eléctrica en el interior de los inmuebles públicos y privados, deberán ser efectuadas por cuenta de los Usuarios de Distribución, por personas o empresas idóneas que autoricen las Intendencias, debiendo ajustarse a las normas que en la materia dicte el Regulador en ejercicio de su competencia establecida en el numeral 2) del artículo 3° de la Ley N° 16.832. Tales normas se revisarán y actualizarán periódicamente. Hasta tanto no sean sancionadas, regirán las existentes y lo establecido en el presente Reglamento.

Artículo 106. El Poder Ejecutivo, con el asesoramiento del Regulador y la opinión de UTE y las Intendencias, determinará la fecha a partir de la cual las Intendencias comenzarán a ejercer la competencia referida en el inciso anterior.

El Regulador propondrá al Poder Ejecutivo las calificaciones mínimas de idoneidad que deben tener los instaladores eléctricos que realicen instalaciones interiores.

Las Intendencias formularán un listado con los instaladores autorizados en su territorio.

Quien solicite servicio en la propiedad cuya instalación interior va a efectuarse, es el responsable de contratar a un instalador autorizado, y éste será, a su vez, responsable del cumplimiento de las normas y procedimientos regulados. El propietario debe mantener en su poder un plano de las instalaciones firmado por el instalador y una copia de la recepción conforme de las obras.

SECCIÓN XI. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

TÍTULO I. DEFINICIÓN DE ZONAS ELECTRIFICADAS INICIALES

Artículo 107. El Distribuidor tendrá el plazo de un año para solicitar ante el Regulador las zonas electrificadas, de acuerdo con lo establecido en este Reglamento. El Distribuidor

acompañará los antecedentes y planos que el Regulador especificará, pudiendo utilizarse a este efecto bases electrónicas de datos geo-referenciadas. El Regulador establecerá un procedimiento para actualizar la base de datos y la definición de las zonas electrificadas, considerando la incorporación de las expansiones de las Instalaciones de Distribución.

TÍTULO II. CONTRATOS INICIALES

Artículo 108. Para el período de transición inicial y previo a la puesta en marcha del Mercado Mayorista, se establecerán los Contratos y Convenios Internos Iniciales para la generación existente de UTE y Salto Grande, con las características del Mercado de Contratos a Término que establece el Reglamento del Mercado Mayorista. Tanto los Contratos y Convenios Iniciales como los contratos acordados por UTE previo al inicio del MMEE o en proceso de licitación previo a la entrada en vigencia del presente Reglamento, serán considerados contratos preexistentes y autorizados a transferir a tarifas del Distribuidor, en la medida que resulten aprobados por el Regulador.

Artículo 109. El cálculo del Precio Equivalente de adquisición de energía a que se refiere este Reglamento, se determinará según los siguientes procedimientos para los contratos indicados en el artículo anterior:

- a) Contratos tipo respaldo con generación nacional: la fórmula de cálculo del Precio Equivalente de compra de energía del contrato a trasladar a tarifas deberá considerar las cantidades esperadas de compra de energía en el contrato según los resultados de la Programación Estacional de Largo Plazo. Dicha energía se valorizará al precio de la energía establecido en el contrato.
- b) Contratos de importación tipo respaldo: Para el cálculo del Precio Equivalente de compra de energía del contrato de importación a trasladar a tarifas se deberá considerar el Despacho previsto de la importación correspondiente al Contrato según los resultados de la Programación Estacional de Largo Plazo. Dicha compra de energía de importación se valorizará de acuerdo a lo establecido en el contrato; los precios Spot previstos para el Mercado Eléctrico Mayorista argentino serán los adoptados en la Programación Estacional de largo plazo.
- c) La energía correspondiente a la potencia del Contrato de Respaldo que no resulte convocada, será considerada comprada por el Distribuidor en el Mercado Spot al correspondiente precio estabilizado.

TÍTULO III. PRIMERA FIJACIÓN DE TARIFAS

Artículo 110. Dentro de un plazo de 6 (seis) meses a contar de la publicación de este Reglamento, el Regulador propondrá al Poder Ejecutivo fórmulas tarifarias transitorias de suministro de electricidad, Tasas de Conexión y tarifas del servicio de transporte en redes de distribución, de acuerdo con los criterios, metodología y estructura que este Reglamento define para establecer valores meta de los diferentes cargos y tarifas que dependen de los VADE. Los valores meta se alcanzarán en el período que va desde la publicación de las tarifas provisorias hasta la publicación de las tarifas de la primera fijación, a través de la aplicación de factores de convergencia que multiplicados por valores iniciales lleven a estos a dichos valores meta mediante ajustes escalonados periódicamente. Esta primera fijación se realizará una vez establecida la duración del periodo de transición.

Los valores iniciales y los valores meta de los diferentes cargos y tarifas que dependen del VADE tomarán en cuenta el estudio de costos ya contratado por el Distribuidor, y supervisado por el Regulador. El Regulador revisará los estudios, formulará las observaciones que le parezcan oportunas y elevará un informe al Poder Ejecutivo, que deberá ser de acceso público. El Poder Ejecutivo, previa opinión del Regulador, fijará y publicará las tarifas de distribución y las fórmulas de ajuste así como su fecha de entrada en vigencia.

**REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**

ANEXO

ANEXO: REMUNERACIONES TRANSITORIAS DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

TÍTULO I. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y USUARIOS

El presente Anexo regula los cargos por el uso de las instalaciones de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica que deberán pagar los usuarios de las mismas a su propietario.

Serán usuarios de las instalaciones de transmisión y subtransmisión de energía eléctrica, en adelante Sistema, los agentes que efectúen retiros o inyecciones de energía en nodos del Sistema en las tensiones de 500, 150, 60 o 30 kV. Quedan excluidas de este pliego las instalaciones correspondientes al cuadrilátero de Salto Grande.

TÍTULO II. ETAPAS DEL SISTEMA

El Sistema se considera integrado por las etapas que se detallan a continuación:

CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL

i. Subetapa Red de 500 kV

Líneas San Javier - Palmar 1 y 2, línea Palmar - Montevideo A, línea Palmar - Montevideo B, línea Montevideo A - Montevideo B y línea Montevideo A - Montevideo I.

ii. Subetapa Transformación 500/150 kV y líneas 150 kV

Transformación 500/150 kV en las estaciones Salto Grande, San Javier, Palmar, Montevideo A, Montevideo B.

Líneas 150 kV Palmar - Montevideo B, G. Terra - Montevideo A (una terna), Palmar - Baygorria, G. Terra - Baygorria.

CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES

Se definen los siguientes sistemas zonales constituidos por las estaciones que se listan a continuación y las líneas que las vinculan entre sí y con la Malla Central.

i. Sistema zonal 1

Arapey, Tomás Gomensoro y Artigas.

ii. Sistema zonal 2

Tacuarembó, Manuel Díaz y Rivera.

iii. Sistema zonal 3

Valentines, Treinta y Tres, Melo y Enrique Martínez.

iv. Sistema zonal 4

Pando, Bifurcación, Pan de Azúcar, Maldonado, Punta del Este, Rocha y San Carlos.

v. Sistema zonal 5

Salto (Cuatro Bocas), Paysandú, Young, Mercedes, Fray Bentos, Nueva Palmira y Conchillas.

vi. Sistema zonal 6

Santiago Vázquez, Libertad, Colonia, Rosario, Rodriguez.

vii. Sistema zonal 7

Montevideo A 150 kV, Montevideo B 150 kV, Montevideo C, Montevideo E, Montevideo F, Montevideo H, Montevideo I 150 kV, Montevideo J, Montevideo K, Montevideo L, Montevideo Norte, Las Piedras y Solymar.

viii. Sistema zonal 8

Durazno, Florida, Trinidad y Aguas Corrientes.

Se agrega Anexo 1 con detalle de las instalaciones que constituyen cada sistema zonal.

CAPÍTULO III. TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV EN ESTACIONES DE TRASMISIÓN

Corresponde al conjunto de los transformadores 150/60-30kV y las instalaciones asociadas.

CAPÍTULO IV. SUBTRASMISIÓN EN LÍNEAS DE 60 - 30 KV

Corresponde al conjunto de las líneas y equipos asociados que integran las instalaciones de subtrasmisión de 60-30 kV.

TÍTULO III. USUARIOS DE LAS ETAPAS

Todo usuario del Sistema con independencia del punto de inyección o retiro de energía, pagará un peaje mínimo que cubre los costos de administración, operación y mantenimiento de la red no adaptada.

Adicionalmente, pagarán los cargos asociados a cada etapa los agentes que la utilicen, de acuerdo con los criterios que se definen a continuación:

CAPÍTULO I. MALLA CENTRAL

Los cargos por uso de la Malla Central se aplicarán sobre la Malla Central reconocida como adaptada. Se detalla en Anexo la Malla Central que se reconoce como adaptada.

i. Red de 500 kV

Se considerará que un agente utiliza la red de 500 kV de la Malla Central, cuando su inyección o retiro de energía provoca un flujo de potencia por alguna de las líneas de 500 kV de la Malla Central en el sentido predominante.

ii. Transformación 500/150 kV y red de 150 kV

Con relación a la subetapa transformación 500/150 kV y red 150 kV, también se considera que un agente utiliza la misma cuando su inyección o retiro de energía provoca un flujo en el sentido predominante por cualquiera de los transformadores de relación 500/150 kV.

iii. Procedimiento de verificación de uso de la malla central

A efectos de verificar el uso de la Malla Central por parte de los agentes, se realizará un flujo de cargas correspondiente a la máxima demanda esperada del sistema; la generación y la demanda y los contratos de importación y exportación serán repartidas en proporción a la potencia representativa de cada agente asociada al período representativo de la Malla Central, de acuerdo con la definición de potencia representativa que se detalla en el TÍTULO IV de este Anexo.

A los efectos de la determinación del uso de las distintas etapas del Sistema realizado por los contratos internacionales de importación o exportación, los contratos serán considerados como:

- a) generación vinculada al sistema en el nodo frontera especificado en el contrato respectivo, con la potencia representativa del contrato, para los contratos de importación.
- b) Demanda localizada en el nodo frontera especificado en el contrato respectivo, con la potencia representativa del contrato, para los contratos de exportación.

La configuración de la red considerada para el flujo será la que corresponde a la Malla Central reconocida como adaptada más el total de las líneas correspondientes a los sistemas zonales, sin considerar otras restricciones. Para cada elemento de la Malla Central adaptada, el sentido de flujo de potencia que surge del flujo de cargas antes descrito se define como sentido predominante.

Este flujo de cargas también será la base para determinar si un agente hace uso de cada una de las subetapas de la Malla Central adaptada.

El procedimiento se aplicará para cada generador, para cada contrato de importación o exportación, y para cada demanda a nivel de la estación 150 kV/MT o tensión superior a la cual esté conectada (ya sea directamente, o a través de transformación 150 kV/MT y redes de subtransmisión).

Para cada una de las dos subetapas definidas se establecerán todos los caminos que vinculan la estación 150 kV/MT, el generador, el importador o el exportador, a un nodo de dicha subetapa de la Malla Central.

Tratándose de una demanda o un contrato de exportación, cuando al menos uno de los caminos posibles presenta en todo su recorrido un flujo de extracción respecto de la Malla Central, que colabora con el flujo de sentido predominante en alguno de los elementos relevantes de la subetapa analizada (líneas 500 kV y transformadores 500/150 kV respectivamente), se considerará que la demanda hace uso de la subetapa.

En el caso de los generadores o contratos de importación, el análisis se realizará verificando si alguno de los caminos presenta en todo su recorrido un flujo de inyección respecto de la Malla Central, que colabora con el flujo de sentido predominante en algún elemento relevante perteneciente a la subetapa correspondiente. Se agrega en Anexo XI-2 la matriz de uso de los distintos usuarios del Sistema, de cada subetapa de la Malla Central adaptada en el próximo período reglamentario.

CAPÍTULO II. SISTEMAS ZONALES, TRANSFORMACIÓN 150/60-30 KV Y SUBTRASMISIÓN

Para estas tres etapas, se considerará que el agente hace uso de una de ellas, y por lo tanto pagará sus cargos por uso, cuando debe pasar por la misma para llegar desde su punto de conexión al Sistema hasta algún nodo de la Malla Central (criterio topológico).

TÍTULO IV. POTENCIA REPRESENTATIVA DEL USO DE CADA ETAPA

Cada agente pagará las etapas que utiliza en proporción al grado de uso que haga de las mismas, el cual estará dado por la "Potencia Representativa del Uso" o simplemente Potencia Representativa. Cada agente tendrá definida una potencia representativa para cada etapa que utilice.

CAPÍTULO I. GENERADORES

La potencia representativa del generador se calculará a partir de su generación esperada para el año, la cual resultará como promedio de las energías anuales con que dicho generador resulta despachado en todas las crónicas hidrológicas registradas. A efectos de calcular estas energías anuales se utilizarán los programas e hipótesis de optimización hidrotérmica vigentes para la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Las diferencias entre la disponibilidad real del generador y la prevista al realizar la programación no darán lugar a ajustes en el pago de peajes. La potencia representativa resultará de asociar a la generación esperada una potencia de acuerdo con el factor de carga del Sistema Interconectado Nacional del último año, con máximo igual a la potencia instalada del generador. La potencia representativa de los generadores será la misma para todas las etapas que usen.

CAPÍTULO II. DEMANDAS

Para las demandas, el parámetro base para la determinación de la potencia representativa del uso de cada etapa será la potencia máxima consumida por el agente durante los últimos doce meses (año móvil), en el período representativo del uso de la etapa correspondiente, excepto para la subtrasmisión en que la potencia representativa será el máximo entre la potencia máxima consumida en el período representativo del uso de esa etapa y el 80% de la potencia contratada por el agente con el distribuidor para el uso de la red de subtrasmisión.

La potencia representativa para distribuidores será determinada a partir de mediciones en las salidas en media tensión de las estaciones de transmisión.

La potencia máxima consumida por un agente vinculado al Sistema a través de la red de un distribuidor será medida en sus bornes de conexión. En este caso la potencia representativa del distribuidor en la salida de media tensión resultará de restar de la potencia máxima de la salida de media tensión en el período representativo, la potencia representativa de los otros agentes incluidos en la misma.

Hasta tanto no se disponga de los equipos de medición necesarios para implementar el procedimiento antedicho, la potencia representativa para el distribuidor en cada estación será medida en el devanado de media tensión de los transformadores de transmisión. En caso que existan agentes del mercado mayorista vinculados al sistema a través del devanado de media tensión, la potencia máxima consumida por cada agente se asumirá igual a la potencia media consumida por el agente en el período representativo. La potencia representativa del distribuidor en la estación resultará de la diferencia entre la potencia máxima de la estación en el período representativo y la de los otros agentes conectados a la misma estación.

CAPÍTULO III. INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

Para los importadores o exportadores con contratos internacionales de potencia firme, la potencia representativa del uso de cada etapa será la potencia máxima contratada en los siguientes doce meses en el período representativo del uso de la etapa.

Los intercambios ocasionales no tendrán cargos por concepto de peaje.

TÍTULO V. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES

El peaje mínimo, que corresponde a los costos de administración, operación y mantenimiento de las instalaciones no adaptadas de la Malla Central, será pagado por todos los usuarios del Sistema de Transporte en proporción a su potencia representativa en el período representativo de la Malla Central, independientemente de si son o no usuarios de dicha etapa.

Adicionalmente, cada agente usuario de una etapa pagará mensualmente un peaje, calculado como el peaje unitario de la misma afectado por la potencia representativa del usuario en la etapa.

$$Peaje_{m,u,e} = Peaje_{unit_e} \times Potres_{u,e}$$

$$Peaje_{m,u,e} = \text{Peaje mensual a abonar por el usuario } u \text{ para la etapa } e$$

$$Peaje_{unit_e} = \text{Peaje unitario de la etapa } e$$

$$Potres_{u,e} = \text{Potencia representativa del usuario } u \text{ en la etapa } e$$

Los titulares en Uruguay de los contratos de importación o exportación pagarán los cargos de transporte para el uso de la etapa determinado para dichos contratos, además de los cargos de transporte por el uso de la etapa correspondiente a su naturaleza de agente del mercado (generador, distribuidor o gran consumidor).

TÍTULO VI. PEAJES UNITARIOS Y PERÍODOS REPRESENTATIVOS

Los peajes unitarios y los períodos representativos de cada zona se detallan en el Anexo 3.

ANEXO 1: CONSTITUCION DE LA MALLA CENTRAL Y SISTEMAS ZONALES

Sistemas	Líneas y cables de 150 kV	Estaciones 150 kV	Líneas de 500 kV	Estaciones 500 kV	OBRAS
5Z1	Salto-Arapey Arapey-Gomensoro Gomensoro-Artigas	Arapey T.Gomensor Artigas			
5Z2	G.Terra Tacuarembó Tacuarembó-M.Diaz Manuel Diaz-Rivera	Tacuarembó Manuel Diaz Rivera			
5Z3	G.Terra-Valentines Valentines-T.yTres T.yTres-Melo T.y Tres-E.Martinez	Valentines T.yTres Melo E.Martinez			
5Z4	MontevideoA.Pando Mdeo.A.Bifurcación BifurcaciónPanAzucar Bifurcación-Minas P.Azúcar-Maldonado Maldonado-P.Este Maldonado-Rocha	Pando Bifurcación PandeAzúcar Minas Maldonado PuntadelEste Rocha San Carlos	MdeoI-SCarlos		
5Z5	CuatroBocas Paysandú Paysandú-Young Young-G.Terra Young-Mercedes SanJavier-FrayBentos FrayBentos-Mercedes Mercedes-N. Palmira N.Palmira-Conchillas	CuatroBocas Paysandú Young Mercedes San Javier Fray Bentos N. Palmira Conchillas			
5Z6	Mdeo.C.-S.Vázquez S.Vázquez-Libertad Libertad Colonia Rodriguez-Rosario	S.Vázquez Libertad Colonia Rosario Rodriguez			
5Z7	Mon.C-Mon.E Mon.E-Mon.J Mon.E-Mon.F Mon.J-Mon.F. Mon.F-Mon.H Mon.H-Mon.I Mon.I-Mon.F Mon.I-Mon.K Mon.A-Mon.B Mon.B-Mon.C Mon.A-Mon.I Mon.I-Solymer Mon.B-Mon.L Mon.A-Mon.L Mon..A-Mon.N Mon..B-Las Piedras	Mon.E Mon.F Mon.J Mon.H Mon.K Mon.L Mon.N Mon.A Mon.B Mon.C Mon.I Solymer Las Piedras			
5Z8	GterraDurazno (1tema) DuraznoFlorida (1tema) Florida-Mon.A (1tema) Baygorria-Trinidad Trinidad-Rodriguez Rodriguez-A.Corrientes ACorrientes-Mon.B	Durazno Florida Trinidad A.Corrientes			
Sistema 0		TRAFO DE TERRA			
Malla Central	Palmar Mon B GTerra-Mon A (1 tema) Palmar-Baygorria Baygorria-G. Terra	G.Terra Baygorria Palmar	SJavier-Palmar Palmar-Mon A Palmar Mon B Mon A-Mon B	Mon.A Mon.B Mon.I Palmar	Comuni-Caciones Telecon-trol
CTM				S.Javier SaltoGde	

MALLA CENTRAL ADAPTADA

Se reconoce como instalaciones adaptadas de la Malla Central las siguientes:

Red 500 kV

Líneas San Javier – Palmar 1
 San Javier – Palmar 2
 Palmar – Montevideo A
 Palmar – Montevideo B
 Montevideo A – Montevideo B
 Montevideo A – Montevideo I

Y el equipamiento de estaciones asociado a las mismas.

Transformación 500/150 kV y red 150 kV

Transformadores 500/150 kV

Estación Salto Grande
Estación San Javier
Estación Montevideo A
Estación Montevideo B

Autotransformador 500/150kV Estación Palmar y el equipamiento de estaciones asociado.

Líneas 150 kV

G. Terra – Baygorria
Baygorria – Palmar

y el equipamiento de estaciones asociado.

ANEXO 2 – MATRIZ DE USO DE LA MALLA CENTRAL – DEMANDAS

	RED 500 kV	TR500/150 kV
ARAPEY	NO	SI
TOMAS GOMENSORO	NO	SI
ARTIGAS	NO	SI
TACUAREMBO	SI	SI
MANUEL DIAZ	SI	SI
RIVERA	SI	SI
VALENTINES	SI	SI
TREINTA Y TRES	SI	SI
MELO	SI	SI
ENRIQUE MARTINEZ	SI	SI
PANDO	SI	SI
BIFURCACION	SI	SI
PAN DE AZUCAR	SI	SI
MALDONADO	SI	SI
MINAS	SI	SI
MALDONADO	SI	SI
PUNTA DEL ESTE	SI	SI
ROCHA	SI	SI
SAN CARLOS	SI	SI
SALTO CUATRO BOCAS	NO	SI
PAYSANDU	SI	SI
YOUNG	SI	SI
MERCEDES	SI	SI
FRAY BENTOS	NO	SI
NUEVA PALMIRA	SI	SI
CONCHILLAS	SI	SI
SANTIAGO VAZQUEZ	SI	SI
ROSARIO	SI	SI
COLONIA	SI	SI
LIBERTAD	SI	SI
EFICE	SI	SI
MONTEVIDEO A	SI	SI
MONTEVIDEO B	SI	SI
MONTEVIDEO C	SI	SI
MONTEVIDEO E	SI	SI
MONTEVIDEO F	SI	SI
MONTEVIDEO H	SI	SI
MONTEVIDEO J	SI	SI
MONTEVIDEO K	SI	SI
MONTEVIDEO L	SI	SI
MONTEVIDEO NORTE	SI	SI
LAS PIEDRAS	SI	SI
SOLYMAR	SI	SI
DURAZNO	SI	SI
FLORIDA	SI	SI
TRINIDAD	SI	SI
AGUAS CORRIENTES	SI	SI
RODRIGUEZ	SI	SI
TERRA	SI	SI

ANEXO 2 – MATRIZ DE USO DE LA MALLA CENTRAL-GENERADORES

	RED 500 kV	TR500/150 kV
TERRA	NO	NO
BAYGORRIA	NO	NO
PALMAR	SI	SI
SALTO GRANDE	SI	SI
CTR LA TABLADA 1(MB)	NO	NO
CTR LA TABLADA 2 (MA) NO		NO
CENTRAL BATLLE	NO	NO

ANEXO 3 – PEAJES UNITARIOS Y PERIODOS REPRESENTATIVOS

	UTE	CTM	TOTAL
Peaje mínimo de Malla No adaptada (US\$/KW/mes)	0,030	0,000	0,030
Peaje Red de 500 KV de Malla Central (US\$/KW/MES)	0,838	0,030	0,867
P.Transformación 500/150 KV Malla Central (US\$/KW/mes)	0,668	0,079	0,747
Peaje Sistema Zonal (US\$/KW/mes)	1,918		1,918
Peaje Transformación 150/60/30 KV (US\$/KW/mes)	1,206		1,206
Peaje Subtransmisión 60 – 30 KV (US\$/KW/mes)	2,585		2,585

**PERÍODO DE REFERENCIA
MESES, HORAS**

ZONA MESES	0	MALLA CENTRAL	1	2	3	4
ENERO			00:00 a 23:59		20:00 a 23:59	20:00 a 23:59
FEBRERO						20:00 a 23:59
MARZO						
ABRIL						
MAYO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59		19:00 a 22:59		
JUNIO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59		19:00 a 22:59		
JULIO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59		19:00 a 22:59		
AGOSTO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59		19:00 a 22:59		
SETIEMBRE						
OCTUBRE						
NOVIEMBRE				20:00 a 23:59		
DICIEMBRE			00:00 a 23:59	20:00 a 23:59	20:00 a 23:59	
Estaciones	Terra		Artigas Arapey T. Gomensoro	Rivera Tacuarembó Manuel Díaz	Valentines Treinta y Tres Melo E. Martínez	Bifurcación Pan de Azúcar Maldonado P. del Este Rocha Pando

ZONA MESES	5	6	7	8
ENERO				
FEBRERO				
MARZO				
ABRIL				
MAYO	19:00 a 22:59		10:00 a 14:59 y 19:00 a 22:59	19:00 a 22:59
JUNIO	19:00 a 22:59		10:00 a 14:59 y 19:00 a 22:59	19:00 a 22:59
JULIO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59	10:00 a 14:59 y 19:00 a 22:59	19:00 a 22:59
AGOSTO	19:00 a 22:59	19:00 a 22:59	10:00 a 14:59 y 19:00 a 22:59	19:00 a 22:59
SETIEMBRE				
OCTUBRE				
NOVIEMBRE				
DICIEMBRE				
Estaciones	Young Paysandú C. Bocas Mercedes N. Palmira Fray Bentos	Colonia Libertad Rodríguez Rosario Santiago Vázquez Effice	Montevideo A Montevideo B Montevideo C Montevideo E Montevideo F Montevideo H Montevideo J Montevideo K Montevideo N Solymar Las Piedras	Durazno Florida Trinidad Aguas Corrientes