

DOCUMENTOS

PODER EJECUTIVO

CONSEJO DE MINISTROS

1
Ley 17.735

Dispónese que el Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca podrá transferir directamente la titularidad de los silos, plantas de almacenaje, graneros y ex graneros oficiales, elevadores zonales, depósitos y equipos, así como los inmuebles en que se asientan los mismos, de propiedad del Estado, a sus actuales tenedores legítimos o a las personas jurídicas integradas por los mismos tenedores que continúen con la explotación.
(120*R)

PODER LEGISLATIVO

El Senado y la Cámara de Representantes de la República Oriental del Uruguay, reunidos en Asamblea General,

DECRETAN

ARTICULO 1°.- Sustitúyese el primer párrafo del inciso segundo del numeral 2) del artículo 277 de la Ley N° 16.170, de 28 de diciembre de 1990, en la redacción dada por el artículo 288 de la Ley N° 16.736, de 5 de enero de 1996, y el artículo 119 de la Ley N° 17.556, de 18 de setiembre de 2002, por el siguiente:

"El Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca podrá transferir directamente la titularidad de los silos, plantas de almacenaje, graneros y ex graneros oficiales, elevadores zonales, depósitos y equipos, así como los inmuebles en que se asientan los mismos, de propiedad del Estado, a sus actuales tenedores legítimos con título habilitante, o a las personas jurídicas integradas por los mismos tenedores que continúen con la explotación".

ARTICULO 2°.- La transferencia se realizará por el título compraventa y modo tradición, y el precio lo constituirá la prestación a que refiere el literal A) del párrafo sexto de la norma mencionada en el acápite del artículo 1° de esta ley.

Los bienes a que refiere el artículo 1° de esta ley, no podrán ser enajenados por el término de cinco años, contados desde la transferencia definitiva de la propiedad.

Están exoneradas todas las informaciones, derechos, tasas y demás tributos que se causen con ese motivo.

ARTICULO 3°.- A los efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 1° de la presente ley, transfírense a título gratuito al Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca, los inmuebles pertenecientes al Estado, asiento de todas las instalaciones referidas en el artículo 1°.

ARTICULO 4°.- Autorízase al Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca a determinar las áreas comprendidas en la precedente disposición.

ARTICULO 5°.- Prorrógase desde su vencimiento y hasta noventa días a contar de la vigencia de la presente ley, el plazo previsto en el párrafo tercero del inciso segundo del numeral 2) del artículo 277 de la Ley N° 16.170, de 28 de diciembre de 1990, en la redacción dada por el artículo 288 de la Ley N° 16.736, de 5 de enero de 1996, y el artículo 119 de la Ley N° 17.556, de 18 de setiembre de 2002, a los solos efectos de culminar el trámite de evaluación y suscripción de convenios.

Sala de Sesiones de la Cámara de Senadores, en Montevideo, a 23 de diciembre de 2003. LUIS HIERRO LOPEZ, Presidente; MARIO FARACHIO, Secretario.

MINISTERIO DEL INTERIOR
MINISTERIO DE RELACIONES EXTERIORES
MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS
MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL
MINISTERIO DE EDUCACION Y CULTURA
MINISTERIO DE TRANSPORTE Y OBRAS PUBLICAS
MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGIA Y MINERIA
MINISTERIO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL
MINISTERIO DE SALUD PUBLICA
MINISTERIO DE GANADERIA, AGRICULTURA Y PESCA
MINISTERIO DE TURISMO
MINISTERIO DE VIVIENDA, ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y MEDIO AMBIENTE
MINISTERIO DE DEPORTE Y JUVENTUD

Montevideo, 5 de enero de 2004

Cumplase, acúcese recibo, comuníquese, publíquese e insértese en el Registro Nacional de Leyes y Decretos.

BATLLE, GUILLERMO STIRLING, DIDIER OPERTTI, ISAAC ALFIE, YAMANDU FAU, LEONARDO GUZMAN, LUCIO CACERES, JOSE VILLAR, MARIO ARIZTI, CONRADO BONILLA, MARTIN AGUIRREZABALA, JUAN BORDABERRY, OSCAR BRUM.

UNIDAD REGULADORA DE SERVICIOS DE ENERGIA Y AGUA

2
Resolución 29/003

Apruébase el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica con sus Anexos.
(155*R)

Montevideo, 24 de diciembre de 2003

RESOLUCION N° 29/003

VISTO: la necesidad de establecer un régimen de calidad del servicio público de distribución de energía eléctrica;

RESULTANDO: I) que el servicio público de distribución de energía eléctrica debe de prestarse con un nivel de calidad adecuado, lo que torna necesario una reglamentación específica;

II) que en el año 2002 el Poder Ejecutivo reglamentó mediante sendos decretos el marco legal del sector eléctrico, entre los que se destaca el Reglamento de Distribución aprobado por Decreto N° 277/003 de 28 de junio de 2003;

III) que la Sección VII del reglamento referido previó que el Regulador formulara la normativa de calidad del servicio de distribución;

IV) que el numeral 2) del literal A) de la Ley N° 17.598 de 13 de diciembre de 2002 comete a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) ejercer los cometidos y poderes atribuidos por el artículo 3° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica, entre los que figura el dictado de reglamentos en materia de seguridad y calidad de los servicios de electricidad prestados;

V) que atendiendo a la necesidad manifestada, y ejerciendo la competencia referida, el Regulador elaboró un Proyecto de Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución;

VI) que dicho proyecto de reglamentación fue sometido a consulta

pública, recibiendo diversas contribuciones, que fueron oportunamente analizadas y contestadas;

VII) que a la luz de tales antecedentes se elaboró un proyecto definitivo de reglamento que se aprueba por la presente resolución;

CONSIDERANDO: I) que es de suma necesidad dictar una regulación a efectos de que se preste el servicio de distribución de energía eléctrica con estándares adecuados de calidad;

II) que la reglamentación que se aprueba se conforma de un cuerpo principal y de anexos, teniendo por objeto la regulación de calidad del producto técnico suministrado, y de los servicios técnico y comercial prestados, bajo los cuales se debe desarrollar la actividad de distribución de energía eléctrica, con el objeto de lograr una prestación del servicio con niveles de satisfacción adecuados para los Usuarios de Distribución;

III) que es necesario resolver en consecuencia, procediendo a la aprobación del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución;

ATENTO: a lo expuesto, y a lo previsto en el numeral 2 del literal A) del artículo 15° de la Ley N° 17.598 de 13 de diciembre de 2002, en el numeral 2) del artículo 3° de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, en el numeral 1° del Capítulo II de la estructura organizativa de la URSEA aprobada por el Decreto N° 328/003 de 12 de agosto de 2003, y en la Sección VII del Reglamento de Distribución aprobado por el Decreto N° 277/003 de 28 de junio de 2002;

LA COMISION DIRECTORA

RESUELVE:

1°.- Apruébase el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica con sus Anexos, que se considera integrante de la presente Resolución.

2°.- Comuníquese, publíquese, etc.

CARLOS COSTA, OSCAR PESSANO, CRISTINA VAZQUEZ.

REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA



MONTEVIDEO, DICIEMBRE DE 2003

REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION

INDICE

SECCION I. DISPOSICIONES GENERALES	511-A
TITULO I. OBJETO	511-A
TITULO II. AMBITO DE APLICACION	511-A
TITULO III. DEFINICIONES	511-A
TITULO IV. IMPLEMENTACION DEL REGLAMENTO	512-A
SECCION II. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO	512-A
TITULO I DEFINICION Y CRITERIOS PARA EL CALCULO DE LOS INDICADORES	512-A
CAPITULO I INDICADORES GLOBALES	512-A
CAPITULO II INDICADORES INDIVIDUALES	512-A
CAPITULO III CONTABILIZACION DE INTERRUPCIONES ..	512-A
TITULO II METAS DE CONTINUIDAD	513-A
TITULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS	513-A
CAPITULO I CALCULO DE LAS COMPENSACIONES DURANTE EL REGIMEN TRANSITORIO	513-A
CAPITULO II CALCULO DE LAS COMPENSACIONES DURANTE EL REGIMEN PERMANENTE	514-A

TITULO IV ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE LAS INTERRUPCIONES	515-A
TITULO V INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR AL REGULADOR	515-A
TITULO VI INFORMACION A REMITIR EN LA FACTURA DE LOS USUARIOS	516-A

SECCION III. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

TITULO I PERTURBACIONES	516-A
TITULO II NIVELES DE TENSION	516-A
CAPITULO I INDICADORES	516-A
CAPITULO II METAS	516-A
CAPITULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS	517-A
CAPITULO IV CRITERIOS PARA LA MEDIDA Y ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE NIVELES DE TENSION	517-A

SECCION IV. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

TITULO I GENERALIDADES	518-A
TITULO II CONEXION DE NUEVOS USUARIOS Y AUMENTOS DE POTENCIA	519-A
TITULO III FACTURACION CON BASE EN CONSUMO ESTIMADO	519-A
TITULO IV CORTES Y RECONEXIONES	520-A
TITULO V ERRORES DE FACTURACION	520-A

SECCION V. INCUMPLIMIENTOS EN ENTREGA DE INFORMACION

520-A

SECCION VI. PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO

ANEXO I FUERZA MAYOR	521-A
----------------------------	-------

ANEXO II INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR	522-A
--	-------

ANEXO III FORMULARIO PARA INTERRUPCIONES DE CARACTER EXCEPCIONAL	523-A
--	-------

ANEXO IV CALIDAD DE PRODUCTO TECNICO	523-A
--	-------

ANEXO V CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL	524-A
---	-------

V.1 CONEXIONES A NUEVOS CONSUMIDORES Y AUMENTOS DE POTENCIA	524-A
V.2 CORTES Y RECONEXIONES	524-A
V.3 ERRORES DE FACTURACION	525-A
V.4 FACTURACION CON BASE EN CONSUMOS ESTIMADOS ..	525-A
V.5 RECLAMACIONES	526-A

INDICE DE TABLAS

TABLA 1 METAS DE CONTINUIDAD EN EL REGIMEN TRANSITORIO	513-A
TABLA 2 METAS DE CONTINUIDAD EN EL REGIMEN PERMANENTE	513-A
TABLA 3 NIVELES DE TENSION: DESVIACIONES ADMITIDAS EN EL REGIMEN TRANSITORIO	517-A
TABLA 4 NIVELES DE TENSION: DESVIACIONES ADMITIDAS EN EL REGIMEN PERMANENTE	517-A
TABLA 5 PLAZOS PARA TRAMITE Y CONEXION	519-A
TABLA 6 CASOS CON INVOCACION DE CAUSAL POR FUERZA MAYOR QUE HUBIESEN SIDO INFORMADAS CON AJUSTE AL TITULO III DEL REGLAMENTO	521-A
TABLA 7 CODIGO DE CAUSALES	521-A
TABLA 8 INTERRUPCIONES (MENSUAL)*	522-A
TABLA 9 INTERRUPCIONES NO COMPUTABLES (PERIODICIDAD A COORDINAR CON DISTRIBUIDOR) ..	522-A
TABLA 10 REPOSICIONES (MENSUAL)	522-A
TABLA 11 CENTROS DE TRANSFORMACION MT/BT AFECTADOS (MENSUAL)	522-A
TABLA 12 CONSUMIDORES EN ST, MT Y BT AFECTADOS (MENSUAL)	522-A
TABLA 13 INSTALACIONES DE MT PARA CONFIGURACION DE RED NORMAL (MENSUAL)	522-A
TABLA 14 INSTALACIONES MT/BT PARA CONFIGURACION DE RED NORMAL (MENSUAL)	522-A

TABLA 15 INSTALACIONES DE BT PARA CONFIGURACION DE RED NORMAL (MENSUAL)	523-A
TABLA 16 RECLAMOS DE CONSUMIDORES (MENSUAL, SOLO LOS CORRESPONDIENTES A FALTA DE SUMINISTRO)	523-A
TABLA 17 INTERRUPCIONES POR CONSUMIDOR (SEMESTRAL)	523-A
TABLA 18 COMPENSACIONES POR CONSUMIDOR (SEMESTRAL)	523-A
TABLA 19 COMPENSACIONES POR CONSUMIDOR (MENSUAL)	523-A
TABLA 20 INFORMACION POR CONSUMIDOR AFECTADO POR INCUMPLIMIENTO (MENSUAL)	524-A
TABLA 21 INFORMACION PARA EL CALCULO DE INDICADORES DE DESVIO GLOBAL POR NIVELES DE TENSION (SEMESTRAL)	524-A
TABLA 22 INFORMACION POR CONSUMIDOR AFECTADO POR INCUMPLIMIENTO (MENSUAL)	524-A
TABLA 23 INDICADOR GLOBAL DE DESVIO POR DISTRITO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	525-A
TABLA 24 INFORMACION POR CONSUMIDOR AFECTADO POR INCUMPLIMIENTO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	525-A
TABLA 25 INFORMACION PARA EL CALCULO DE INDICADORES GLOBALES DE DESVIO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	525-A
TABLA 26 INFORMACION POR CONSUMIDOR AFECTADO POR INCUMPLIMIENTO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	525-A
TABLA 27 LISTA DE CAUSAS DE ESTIMACION DE LECTURAS	526-A
TABLA 28 INFORMACION PARA EL CALCULO DE INDICADORES GLOBALES DE DESVIO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	526-A
TABLA 29 INFORMACION POR CONSUMIDOR AFECTADO POR INCUMPLIMIENTO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	526-A
TABLA 30 LISTAS DE CAUSALES DE RECLAMACIONES ...	526-A
TABLA 31 INFORMACION PARA EL CALCULO DE INDICADORES GLOBALES DE DESVIO (PERIODO SEMESTRAL DE CONTROL)	526-A

REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

SECCION I. DISPOSICIONES GENERALES

TITULO I. OBJETO

Artículo 1. El presente Reglamento estatuye el régimen de calidad del producto técnico suministrado, y de los servicios técnico y comercial prestados bajo el cual se debe desarrollar la actividad de distribución, con el objeto de lograr una prestación del servicio con niveles de satisfacción adecuados para los Usuarios de Distribución.

TITULO II. AMBITO DE APLICACION

Artículo 2. El ámbito de aplicación de este cuerpo normativo es el de la prestación de la actividad de distribución, comprensiva del Servicio Público de Electricidad y del servicio público de transporte mediante redes de distribución para suministros realizados por Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TITULO III. DEFINICIONES

Artículo 3. Los términos propios del sector eléctrico que se utilizan en este Reglamento deben entenderse, en cuanto estén contenidos, conforme al sentido que se indica en el artículo 7° del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional aprobado por el Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002, a menos que tengan un sentido específico previsto en el artículo siguiente.

Artículo 4. Las siguientes expresiones tendrán en el marco de este Reglamento, el sentido que se indica:

Agrupamiento (a): Refiere a un conjunto de usuarios del Distribuidor. Según el criterio de formación del conjunto, se definen cuatro tipos de agrupamientos:

- T1: Considera la totalidad de los Consumidores del servicio de distribución.
- T2: Considera los Consumidores de un área geográfica perteneciente a la zona de servicio del Distribuidor, excluidos los consumidores conectados directamente a la subtransmisión. Inicialmente se considerarán las áreas geográficas correspondientes a cada Distrito administrativo de UTE.
- T3: Considera los Consumidores pertenecientes a un Área de Distribución Tipo (ADT) en cada Agrupamiento T2, excluidos los consumidores conectados directamente a la Subtransmisión.
- T4: Considera todos los Consumidores conectados directamente a la Subtransmisión.

Área de Distribución Tipo Conjunto de zonas geográficas con características de densidad de distribución similares.

Consumidor: Persona física o jurídica contratante del servicio de distribución en un punto de conexión. Los Usuarios de Distribución tendrán tantas veces esta condición como puntos de conexión. Sólo se admitirán puntos de conexión sin medida en los casos previstos por la estructura tarifaria aprobada por el Poder Ejecutivo.

Estado anormal de operación de un sistema eléctrico de distribución: 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 producen perturbaciones en el sistema eléctrico de distribución de origen externo a la empresa de distribución, según lo establece el artículo 90 del Reglamento de Distribución.

Evento: Discontinuidad respecto de la tensión nominal disponible en cualquiera de las fases de un circuito eléctrico que atiende a un Consumidor.

Indicador: Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución.

Indicador Individual: Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución a nivel de Consumidor individual.

Indicador Global: Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución a nivel de Agrupamiento.

Interrupción: falta de tensión o disminución de la misma a valores inferiores al 10% (diez por ciento) de la tensión nominal disponible en cualquiera de las fases de un circuito eléctrico que atiende a un Consumidor.

Interrupción programada: Es toda aquella interrupción del servicio llevada a cabo por el Distribuidor, que es comunicada por el mismo con una antelación no inferior a 2 (dos) días hábiles, a través de medios de comunicación que tengan en forma conjunta un alcance no menor al 50% (cincuenta por ciento) de la población a afectar. La comunicación debe contener, al menos, la información de días y horas de inicio y de finalización previstas así como de área o áreas afectadas. La comunicación deberá ser hecha en forma individual, a aquellos servicios o usuarios con especial dependencia de la energía eléctrica, tales como hospitales, personas dependientes de aparatos médicos con riesgo vital, u otros de similares características. Para ello el Distribuidor deberá obtener listados de estos usuarios, para cuya confección realizará campañas de difusión, otorgando plazo a los mismos para que denuncien tal situación y se registren. Todas las comunicaciones deberán quedar registradas. Será responsabilidad del Distribuidor comunicar las interrupciones programadas del Transmisor.

Metas: Valores límites admisibles para los Indicadores Globales e Individuales por fuera de los cuales el Distribuidor debe compensar a los usuarios de acuerdo con lo establecido en este Reglamento.

Período: Es un intervalo de tiempo utilizado a los efectos del cálculo de Indicadores.

Período de control: Período de control de las Metas. Inicialmente se fija un período de control de 6 (seis) meses.

TITULO IV. IMPLEMENTACION DEL REGLAMENTO

Artículo 5. En el período de 6 (seis) meses siguientes a la aprobación del presente Reglamento, el Distribuidor deberá desarrollar los sistemas de bases de datos y de información necesarios para asegurar la operatividad del control del régimen de calidad. Durante un período de 12 (doce) meses a partir de la aprobación del presente reglamento continuarán rigiendo los criterios de calidad y las compensaciones que UTE viene aplicando a sus clientes.

Transcurrido el período de doce meses antes referido, en los 24 (veinticuatro) meses siguientes, tendrá vigencia un régimen transitorio de requerimientos en lo que se refiere a calidad de producto y calidad del servicio técnico, que se especifica en cada caso. Finalizado el régimen transitorio, será aplicable integralmente el régimen permanente que se establece.

No se define régimen transitorio general para la calidad de servicio comercial. Transcurrido el período de doce meses antes referido, tendrán vigencia los requerimientos permanentes establecidos, excepto en lo que se refiere a los plazos para la conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, para los que se define un régimen con metas transitorias que regirán durante un período de 12 (doce meses) de duración. Culminado este período de transición, tendrán vigencia las metas permanentes establecidas.

SECCION II. CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO

TITULO I DEFINICION Y CRITERIOS PARA EL CALCULO DE LOS INDICADORES

Artículo 6. A los efectos de la evaluación de la Calidad del Servicio Técnico se utilizarán los indicadores globales e individuales que se definen en este Título.

CAPITULO I INDICADORES GLOBALES

Artículo 7. Se define Frecuencia media de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (a), Fc_a , como el promedio de interrupciones por consumidor ocurridas en dicho Agrupamiento, calculado en el período considerado:

$$Fc_a = \frac{\sum_{k=1}^m C_{ak}}{C_a}$$

donde,

C_{ak} , es el número de consumidores del Agrupamiento a interrumpidos en un evento k , en el Período en consideración

C_a , es el número total de consumidores del agrupamiento a al final del Período en consideración

m , es el número total de interrupciones en el período en consideración

Artículo 8. Se define tiempo medio total de interrupción por consumidor en un Agrupamiento a , Tc_a , como el tiempo promedio de interrupción por consumidor, calculado en el período considerado:

$$Tc_a = \frac{\sum_{k=1}^m C_{ak} \times t_k}{C_a}$$

donde,

C_{ak} , C_a y m , son los definidos en el Artículo 7

t_k , es la duración de cada interrupción k , en el Período en consideración

CAPITULO II INDICADORES INDIVIDUALES

Artículo 9. Se define frecuencia de interrupción de un consumidor, Fc_i , como el número total de interrupciones sufridas por el consumidor en el período en consideración:

$$Fc_i = n$$

n , es el número total de interrupciones del consumidor, en el Período en consideración

Artículo 10. Se define tiempo total de interrupción de un consumidor, Tc_i , como la suma de las duraciones de todas las interrupciones sufridas por el consumidor en el período en consideración:

$$Tc_i = \sum_{k=1}^n t_k$$

donde,

t_k , es la duración de la interrupción k del consumidor, en el Período en consideración

n , es el definido en el Artículo 9

Artículo 11. Se define tiempo máximo de interrupción de un consumidor, $Dmax_i$, como:

$$Dmax_i = t_M$$

donde,

M , es la interrupción de mayor duración en el Período en consideración

CAPITULO III CONTABILIZACION DE INTERRUPCIONES

Artículo 12. Hasta la finalización del primer período tarifario, para el cálculo de los indicadores se tendrán en cuenta todas las interrupciones de duración superior o igual a 3 (tres) minutos.

Artículo 13. Las interrupciones a considerar se contabilizarán a partir del momento que el Distribuidor tome conocimiento de las mismas, ya sea por medios informáticos (sistemas de supervisión remotos) o por otros medios, por ejemplo primer aviso telefónico.

Se considerarán las interrupciones programadas y no programadas, excepto aquellas comprendidas en los supuestos de perturbación que provocan un Estado Anormal de Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución. Se considerará configurada de pleno derecho la Fuerza Mayor, en los casos de interrupciones del suministro de electricidad que hayan sido consecuencia de temperaturas superiores a 45°C o inferiores a -10°C, o de vientos de velocidad superior a 130 km/h o de inundaciones de carácter excepcional. Las temperaturas referidas corresponden a la máxima y mínima diaria respectivamente (temperatura ambiental al abrigo meteorológico, cerca a la superficie de la tierra). Las interrupciones programadas serán consideradas de forma especial en el régimen de compensaciones aplicable, establecido en el TITULO III, siempre que no superen el 15% (quince por ciento) de tiempo total de interrupción contabilizado para el cálculo de los indicadores en el Período de Control. Cuando se trate de un corte programado que afecta exclusivamente a un Consumidor, el Distribuidor deberá coordinar con el mismo procurando minimizar la afectación.

Asimismo, serán contabilizadas las interrupciones provocadas por usuarios de la red de Distribución que afecten a terceros usuarios conectados a dicha red.

Se excluirán del cómputo de los indicadores las interrupciones originadas por obras de interés del usuario y que lo afecten exclusivamente, las interrupciones relacionadas con usuarios en situación de corte de suministro dispuesto por el Distribuidor como consecuencia de su estado de morosidad o de otras causas autorizadas por el Reglamento de Distribución, y aquellas que hubieren sido ordenadas por el Regulador u otra autoridad competente, así como las comprendidas en todos los supuestos de perturbación que provocan un Estado Anormal de Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución.

Artículo 14. El Distribuidor deberá notificar fehacientemente al Regulador, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes, el acaecimiento o toma de conocimiento del caso de Fuerza Mayor, estableciendo la duración y alcance de la interrupción en forma precisa. La omisión de dicha notificación será considerada como renuncia a la configuración de Fuerza Mayor para la o las interrupciones correspondientes al caso de que se trate.

TITULO II METAS DE CONTINUIDAD

Artículo 15. Con el objeto de mantener y mejorar la continuidad del servicio de distribución de energía eléctrica, se establecen Metas de continuidad semestrales para los Indicadores Globales e Individuales. Estas Metas podrán ser modificadas en cada revisión tarifaria.

Artículo 16. En el período de 6 (seis) meses siguientes a la aprobación de este Reglamento, el Distribuidor deberá desarrollar los sistemas de bases de datos y de información necesarios para asegurar la operatividad del control de la calidad de servicio. A partir de ese plazo, se determinarán los indicadores de calidad de servicio definidos, pero, hasta transcurridos 12 (doce) meses desde la aprobación del Reglamento, no serán aplicables las compensaciones por superar las metas establecidas. Los valores de las Metas de continuidad que regirán a partir de los 12 (doce) meses de la aprobación de este Reglamento son los que se establecen a continuación. Durante el régimen transitorio, el Distribuidor sólo deberá cumplir las metas correspondientes a los Indicadores Globales para los agrupamientos T3 indicados y T4, y la Meta individual de duración máxima de interrupción.

AGRUPAMIENTOS TIPO T3 PARA CADA DISTRITO:

- a1MT: Conjunto de los Consumidores del ADT1 conectados directamente en MT
- a1BT: Conjunto de los Consumidores del ADT1 conectados directamente en BT
- a2MT: Conjunto de los Consumidores del ADT2 conectados directamente en MT
- a2BT: Conjunto de los Consumidores del ADT2 conectados directamente en BT
- a3MT: Conjunto de los Consumidores del ADT3 conectados directamente en MT
- a3BT: Conjunto de los Consumidores del ADT3 conectados directamente en BT
- a4MT: Conjunto de los Consumidores de las ADT4 y ADT5 conectados directamente en MT
- a4BT: Conjunto de los Consumidores de las ADT4 y ADT5 conectados directamente en BT
- T4_A: Conjunto de los Consumidores conectados a la Subtrasmisión a una distancia menor o igual a 60 km del punto de alimentación de trasmisión
- T4_B: Conjunto de los Consumidores conectados a la Subtrasmisión a una distancia mayor a 60 km del punto de alimentación de trasmisión

Tabla 1 Metas de continuidad en el régimen transitorio

Indicador\agrupamiento	a1BT	a1MT	a2BT	a2MT	a3BT	a3MT	a4BT	A4MT	T4 _A	T4 _B
$\bar{T}c_a$ (horas)	4	2,5	11	6,8	20	14	31	28	2	3,5
$\bar{F}c_a$	2	1,5	5	4	8	7	12	11	1,5	2
$\bar{D}max_i$	10	10	10	10	10	10	14	14	6	6

Tabla 2 Metas de continuidad en el régimen permanente

Indicador\agrupamiento	a1BT	a1MT	a2BT	a2MT	a3BT	a3MT	a4BT	a4MT	T4 _A	T4 _B
$\bar{T}c_a$ (horas)	3	2,5	8	5	16	10	21	18	1,5	3
$\bar{F}c_a$	1,5	1	3	2	4	3	6	5	1	1,5
$\bar{T}c_i$ (horas)	11	9	20	15	33	22	45	40	3	6
$\bar{F}c_i$	5	3	8	6	9	7	14	11	2,5	4
$\bar{D}max_i$	8	8	8	8	8	8	12	12	5	5

Para los conjuntos de Consumidores a4BT y a4MT las metas para el período transitorio tendrán validez por 36 meses a partir de la vigencia del presente Reglamento, y las del período permanente hasta la siguiente revisión tarifaria.

TITULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS

Artículo 17. Durante la vigencia del régimen transitorio se calcularán los Indicadores Globales, Tc_a y Fc_a , para los Agrupamientos T3 definidos en el presente Reglamento, así como el Indicador Individual $Dmax_i$, tomando como Período de Control el semestre correspondiente. Si los valores calculados resultaren superiores a las Metas de Continuidad establecidas para dichos indicadores, el Distribuidor deberá compensar a los usuarios mediante los mecanismos que se establecen en el presente Título.

Si se excedieren las Metas de continuidad para ambos indicadores (Tc_a y Fc_a), se calculará el monto correspondiente a las compensaciones con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Artículo 18. Transcurrido el plazo en que rige el régimen transitorio, para cada Período de Control semestral se calcularán, además de los ya mencionados, los Indicadores Individuales Tc_i y Fc_i para cada usuario. Si los valores calculados resultaren superiores a las Metas de continuidad establecidas para dichos indicadores, el Distribuidor deberá compensar a los usuarios mediante los mecanismos que se establecen en el presente Título.

Si se excedieran las Metas de continuidad para un par de indicadores (Tc_a, Fc_a o Tc_i, Fc_i), se calculará el monto correspondiente a las compensaciones con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Tanto durante la vigencia del régimen transitorio como del régimen definitivo, la compensación por concepto de duración máxima de interrupción se aplicará siempre que se supere el correspondiente indicador, independientemente del resultado de los indicadores Tc_a, Fc_a, Tc_i y Fc_i en el mismo período.

Artículo 19. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los usuarios afectados. Estos descuentos se realizarán en la primera factura posterior a la notificación al Distribuidor de que las mismas han sido dispuestas. En caso de que las compensaciones superaren el monto de aquella, los descuentos deberán realizarse en las siguientes facturas hasta completar la compensación.

CAPITULO I CALCULO DE LAS COMPENSACIONES DURANTE EL REGIMEN TRANSITORIO

Artículo 20. Si el valor calculado del Tiempo medio total de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (Tc_a) resultare superior al

valor de la Meta de continuidad correspondiente a este indicador (Tc_a), se compensará a todos aquellos Consumidores afectados cuyo Tiempo total de interrupción ponderado con la correspondiente afectación de las interrupciones programadas ($\sum_{k=1}^n f_k t_k$) sea superior a $\bar{T}c_a$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\$C_i = \left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k - \bar{T}c_a \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i

t_k , es la duración de cada interrupción k , en el Período en consideración

f_k , es un factor igual a 1 para interrupciones no programadas. Para interrupciones programadas se adoptará un valor igual a 0.75 durante el régimen transitorio

w_k es un factor ponderador que depende de la hora y de la tarifa aplicable. Su valor inicial se fija en 1 (uno) y en el futuro será determinado por el Regulador con una anticipación no inferior a 6 (seis) meses respecto de su aplicación.

FMP_i , se calcula como el promedio de los distintos cargos mensuales (fijos y variables) abonados por el Consumidor en las facturas de los últimos 6 (seis) meses, valorizados según la tarifa vigente al momento del pago de la compensación. El cálculo no incluye impuestos.

f_{VENS} , es un factor de amplificación que tiene en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía. Durante el régimen transitorio se adoptará un factor igual a 15.

Artículo 21. Si el valor calculado de la Frecuencia media de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (Fc_a) resultare superior al valor de la Meta de continuidad correspondiente a este indicador ($\bar{F}c_a$), se compensará a todos aquellos Consumidores afectados cuya Frecuencia de interrupción (Fc_i) sea superior a $\bar{F}c_a$, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\$C_i = \left(\sum_j f_j Fc_{j_i} - \bar{F}c_a \right) \times \frac{\bar{T}c_a}{\bar{F}c_a} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i

f_j es un factor igual a 1 para interrupciones no programadas. Para interrupciones programadas se adoptará un valor igual a 0,75 durante el régimen transitorio y de 0.8 durante el régimen permanente correspondiente al primer período tarifario.

Los demás parámetros tienen el significado antes definido.

Artículo 22. Si el valor del Tiempo máximo de interrupción de un consumidor Dc_i resultare superior al de la Meta correspondiente $\bar{D}c_i$, se compensará al Consumidor afectado, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\$C_i = (Dc_i - \bar{D}c_i) \times \frac{FMP_i}{730} \times \frac{f_{VENS}}{5}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i

Los demás parámetros tienen el significado antes definido.

CAPITULO II CALCULO DE LAS COMPENSACIONES DURANTE EL REGIMEN PERMANENTE

Artículo 23. Si el valor calculado del Tiempo total de interrupción ponderado con la correspondiente afectación de las interrupciones programadas ($\sum_{k=1}^n f_k t_k$) resultare superior al valor de la Meta de continuidad ($\bar{T}c_i$), se compensará al Consumidor afectado, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\$C_i = \left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k - \bar{T}c_i \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al usuario i

t_k , es la duración de cada interrupción k , en el Período en consideración

f_k , es un factor igual a 1 para interrupciones no programadas. Para interrupciones programadas se adoptará un valor igual a 0.90 durante el régimen permanente

w_k es un factor ponderador que depende de la hora y de la tarifa. Su valor inicial se fija en 1 (uno) y en el futuro será determinado por el Regulador con una anticipación no inferior a 6 (seis) meses respecto de su aplicación.

FMP_i , se calcula como el promedio de los distintos cargos mensuales (fijos y variables) abonados por el Consumidor en las facturas de los últimos 6 (seis) meses, valorizados según la tarifa vigente al momento del pago de la compensación. El cálculo no incluye impuestos.

f_{VENS} , es un factor de amplificación que tiene en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía. El valor de este factor que regirá en el régimen permanente será determinado por el Regulador con una anticipación no inferior a 6 (seis) meses respecto de su aplicación.

Los demás parámetros tienen el significado definido en el artículo anterior.

Artículo 24. Si el valor calculado de la Frecuencia de interrupción del consumidor (Fc_i) resultare superior al valor de la Meta de Continuidad correspondiente a este indicador ($\bar{F}c_i$), se compensará al usuario afectado, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\$C_i = \left(\sum_j f_j Fc_{j_i} - \bar{F}c_i \right) \times \frac{\bar{T}c_i}{\bar{F}c_i} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al usuario i

Los demás parámetros tienen el significado definido en este capítulo.

Artículo 25. Si el valor calculado del Tiempo total de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (Tc_a) resultare superior al valor de la Meta de Continuidad correspondiente a este indicador ($\bar{T}c_a$), se compensará a todos aquellos Consumidores afectados cuyo Tiempo total de interrupción ponderado con la correspondiente afectación de las interrupciones programadas ($\sum_{k=1}^n f_k t_k$) sea superior a $\bar{T}c_a$, de acuerdo con las siguientes expresiones:

i. Si $\sum_{k=1}^n f_k t_k < \bar{T}c_i$, entonces:

$$\$C_i = \left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k - \bar{T}c_a \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

$$Tc_a = \frac{\sum_{k=1}^m C_{ak} \times t_k}{C_a}$$

$$\$C_i = (\bar{T}c_i - \bar{T}c_a) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al usuario i

Los demás parámetros tienen el significado antes definido en este capítulo.

Artículo 26. Si el valor calculado de la Frecuencia media de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (Fc_i) resultare superior al valor de la Meta de Continuidad correspondiente a este indicador ($\bar{F}c_a$), se compensará a todos aquellos usuarios afectados cuya Frecuencia de interrupción (Fc_i) sea superior a $\bar{F}c_a$, de acuerdo con las siguientes expresiones:

i. Si $Fc_i < \bar{F}c_a$, entonces:

$$\$C_i = \left(\sum_j f_j Fc_{j_i} - \bar{F}c_a \right) \times \frac{\bar{T}c_a}{\bar{F}c_a} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

ii. Si $Fc_i \geq \bar{F}c_a$, entonces:

$$\$C_i = (\bar{F}c_i - \bar{F}c_a) \times \frac{\bar{T}c_a}{\bar{F}c_a} \times \frac{FPI_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al usuario i

Los demás parámetros tienen el significado antes definido.

Artículo 27. Si el valor del Tiempo máximo de interrupción de un consumidor Dc_i resultare superior al de la Meta correspondiente $\bar{D}c_i$, se compensará al usuario afectado, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\$C_i = (Dc_i - \bar{D}c_i) \times \frac{FMP_i}{730} \times \frac{f_{VENS}}{5}$$

donde,

$\$C_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al usuario i

Los demás parámetros tienen el significado antes definido.

TITULO IV ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE LAS INTERRUPCIONES

Artículo 28. En un plazo no mayor a 6 (seis) meses desde la aprobación de este Reglamento, el Distribuidor deberá contar con procedimientos auditables para el almacenamiento de los datos sobre las interrupciones, que contemplen desde la recolección de los mismos hasta su transformación en indicadores.

Artículo 29. Se almacenará la información correspondiente a todas las interrupciones de duración mayor o igual a 1 minuto, si bien el cálculo de los indicadores se realizará únicamente para aquellas cuya duración se establece en el Artículo 12.

Dicho almacenamiento se realizará a través de bases de datos. Se desarrollarán dos: una con los datos de las contingencias de la red y otra con el esquema de alimentación de cada usuario, de forma tal que permitan identificar los usuarios afectados ante cada falla de la red. La base de datos de contingencias se conformará con la información de los equipos afectados, inicio y fin de las mismas y equipos operados a consecuencia de la contingencia para reponer el suministro de la mayor cantidad posible de usuarios afectados (modificaciones transitorias al esquema operativo de la red). La base de datos

sobre el esquema de alimentación de cada usuario contendrá los equipos e instalaciones que le abastecen, con el siguiente nivel de agregación:

- Alimentador BT
- Centro de transformación MT/BT
- Alimentador MT
- Transformador MT/MT
- Subestación MT/MT
- Red ST

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y deben permitir el cálculo de las compensaciones a cada uno de los usuarios afectados a los efectos de aplicar lo establecido en el Título anterior. El Regulador deberá aprobar los criterios de diseño y la implementación de las mismas, y podrá auditar las tareas de relevamiento de información básica y de procesamiento, en cualquiera de sus etapas.

Artículo 30. Los datos sobre las interrupciones deberán ser almacenados por un mínimo de 2 (dos) años.

TITULO V INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR AL REGULADOR

Artículo 31. Con el fin del seguimiento y control que efectuará el Regulador para verificar el cumplimiento de las obligaciones del Distribuidor, éste deberá suministrar la información sobre interrupciones ocurridas cada día. El plazo para cumplir esta obligación es de 5 (cinco) días hábiles en el régimen transitorio, y de 2 (dos) días hábiles en el régimen permanente. Adicionalmente, brindará la información acumulada en forma mensual y semestral, proporcionando en cada caso los valores de los indicadores definidos en el TITULO I de esta Sección, calculados en el Período correspondiente. Para los Índices Globales, se tendrán en cuenta las Agrupaciones tipo T1, T2, T3 y T4. Para el régimen transitorio solo se exigirá el cálculo de los Índices Globales.

Artículo 32. La información será organizada en tablas (base de datos) tomando como base conceptual los formatos que se encuentran detallados en el ANEXO II del presente Reglamento.

Antes de los 3 (tres) meses de aprobado este Reglamento, el Distribuidor deberá presentar para su aprobación los formatos, tamaños y descripción de los campos correspondientes a cada tabla, acorde al modelo establecido para la remisión de información.

Artículo 33. El día 15 (quince) de cada mes, o el siguiente hábil si aquel fuere inhábil, el Distribuidor deberá remitir al Regulador la información mensual que se detalla en la Tabla 6, referente a lo ocurrido el mes calendario anterior en lo que respecta a los casos de Fuerza Mayor. Asimismo, deberá proporcionar al Regulador todas las pruebas conducentes al encuadramiento bajo la figura Caso de Fuerza Mayor de las interrupciones ocurridas.

Artículo 34. En la misma fecha, el Distribuidor deberá remitir al Regulador la información que se detalla en las tablas con periodicidad mensual del ANEXO II, referente a lo ocurrido el mes calendario anterior.

Artículo 35. Vencido el Período de Control semestral, el Regulador dictaminará sobre los casos de exclusión por causales de Fuerza Mayor presentados por el Distribuidor en ajuste a lo establecido, instruyendo al Distribuidor para que:

- Excluya del cálculo de los indicadores las interrupciones calificadas como de Caso de Fuerza Mayor y proceda al cálculo correspondiente al Período de Control
- Hecho lo precedente, realice el cálculo de las compensaciones a los usuarios que correspondieren, en los términos establecidos en el TITULO III de esta Sección

El Regulador dispondrá de un plazo de 3 (tres) meses para dictaminar sobre las reclamaciones por Fuerza Mayor presentadas por el Distribuidor.

A los 20 (veinte) días hábiles de notificado el dictamen del Regulador a que se refiere el primer párrafo de este artículo, el Distribuidor deberá presentar los resultados de los cálculos efectuados y la información que se detalla en las tablas de periodicidad semestral del ANEXO II del presente Reglamento.

Previo contralor de los cálculos realizados por el Distribuidor, se tramitarán las actuaciones reguladas en la SECCION VI de este Reglamento

Artículo 36. En el caso de emergencias en el sistema eléctrico o a pedido especial del Regulador, el Distribuidor deberá remitir la información señalada en el formulario que se adjunta en el ANEXO III del presente Reglamento, y de acuerdo al formato en él establecido.

Se considerará que el sistema eléctrico está en emergencia cuando una contingencia produzca una interrupción en el suministro a un número superior a 25000 (veinticinco mil) usuarios, o cuando se produzca la salida de servicio de una instalación de potencia instalada de al menos 5 MVA.

En tales casos el Distribuidor, en un plazo que no exceda la hora de producida la contingencia (entre las 8 y las 21 horas), deberá remitir al Regulador vía telefax o por vía electrónica la información preliminar de lo ocurrido (de acuerdo al formulario del Anexo III, especificando hora del evento y cantidad de Usuarios afectados). Una vez se produzca la normalización completa de la contingencia, el Distribuidor remitirá, también por las mismas vías, la información requerida en el formulario citado precedentemente con la información actualizada. El mismo deberá contener información ampliada de la preliminar, en caso que ésta hubiera resultado insuficiente o alterada por el conocimiento de nuevos hechos. Finalizada la emergencia, el Distribuidor, en un plazo no mayor de 3 (tres) días hábiles, deberá entregar al Regulador un informe pormenorizado del acontecimiento y de sus consecuencias.

TITULO VI INFORMACION A REMITIR EN LA FACTURA DE LOS USUARIOS

Artículo 37. El Distribuidor deberá incluir en la factura de los usuarios, en forma clara y auto-explicativa, los siguientes datos:

- Nombre del Agrupamiento de tipo T3 al cual pertenece el Consumidor
- Metas semestrales de los Indicadores Globales para el Agrupamiento tipo T3 correspondiente
- Valores de los Indicadores Globales para el Agrupamiento tipo T3 en consideración, registrados en el último Semestre de Control

Artículo 38. Una vez finalizado el Régimen Transitorio, el Distribuidor deberá incluir además en la factura de los usuarios, los siguientes datos:

- Metas semestrales para los Indicadores Individuales correspondientes al Consumidor
- Valores de los Indicadores Individuales del Consumidor registrados en el último Semestre de Control

SECCION III. CALIDAD DEL PRODUCTO TECNICO

Artículo 39. Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión.

TITULO I PERTURBACIONES

Artículo 40. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las caídas (sag) o subidas (swell) de

tensión de corta duración, las armónicas, los impulsos transitorios y los desequilibrios.

Artículo 41. El Distribuidor será responsable de mantener, para cada tipo de perturbación, un nivel inferior al Nivel de Referencia. Se considerará que el nivel de perturbaciones para un tipo dado es inferior al Nivel de Referencia si lo es con una ocurrencia no inferior al 95% (noventa y cinco por ciento).

Los límites admisibles para los niveles de referencia que registrarán en el régimen permanente se fijarán teniendo en cuenta las normas internacionales.

El Distribuidor deberá adoptar medidas conducentes a:

- Alcanzar límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores definidos en la reglamentación vigente.
- Controlar a los Grandes Consumidores conectados en la red de distribución.
- Impulsar, conjuntamente con el Regulador, la aprobación de normas de fabricación y su adopción en la adquisición de equipos propios y de los usuarios.

Artículo 42. Al finalizar el régimen transitorio, tendrán aplicación los niveles de referencia que se hayan fijado, los que serán medidos de acuerdo con la metodología y en los lugares que la normativa aplicable defina.

Según lo prevé la Sección II, Capítulo III del Reglamento de Distribución, el Distribuidor podrá interrumpir el servicio a un usuario que exceda los límites de emisión fijados.

TITULO II NIVELES DE TENSION

Artículo 43. Los valores de las tensiones nominales de suministro son los siguientes:

- Subtrasmisión: 31.5 kV y 60 kV
- Distribución MT: 22 kV, 15 kV y 6.4 kV
- Distribución BT: 230 V, 400 V

CAPITULO I INDICADORES

Artículo 44. El indicador para evaluar la tensión en un punto de la red del Distribuidor, en un intervalo de medición k de 15 (quince) minutos de duración, será la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces medidos en el punto considerado (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n) del mismo. Este indicador estará expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V_k = \frac{(V_k - V_n)}{V_n} \times 100$$

Donde V_k es el valor eficaz promediado durante el intervalo de 15 minutos, definido por la norma internacional IEC 60050-101-14-16. El error máximo del equipo de medida deberá ser de 1% en condiciones de red (distorsión armónica total menor o igual a 10%).

El valor V_k deberá ser obtenido con medidas tomadas como máximo cada 30 segundos (un mínimo de 30 valores en los 15 minutos).

CAPITULO II METAS

Artículo 45. Se considerará que una medición presenta mala calidad respecto al nivel de tensión si el indicador definido en el artículo anterior no está dentro de los rangos admisibles establecidos en las siguientes tablas:

Tabla 3 Niveles de tensión: desviaciones admitidas en el régimen transitorio

	Rango admitido de desviación	Factor de peso	
		ΔV (%)	A_p
Subtrasmisión 31.5 y 60 kV	$-7 \leq \Delta V \leq +7$	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$-12 \leq \Delta V < -7$	1
		$7 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15
Media Tensión 6,6 kV 15 kV 22 kV	ADT1 ADT2 ADT3	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$-12 \leq \Delta V < -7$	1
		$7 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
	ADT4 ADT5	$\Delta V > 18$	15
		$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -10$	5
		$10 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15
Baja Tensión 230V 400V	ADT1 ADT2 ADT3	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -10$	5
		$6 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15
	ADT4 ADT5	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$6 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15

Tabla 4 Niveles de tensión: desviaciones admitidas en el régimen permanente

	Rango admitido de desviación	Factor de peso	
		ΔV (%)	A_p
Subtrasmisión 31.5 y 60 kV	$-5 \leq \Delta V \leq +5$	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$-12 \leq \Delta V < -5$	1
		$5 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15
Media Tensión 6,6 kV 15 kV 22 kV	ADT1 ADT2 ADT3	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$-12 \leq \Delta V < -5$	1
		$5 < \Delta V \leq 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
	ADT4 ADT5	$\Delta V > 18$	15
		$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$-12 \leq \Delta V < -7$	1
		$7 < \Delta V \leq 12$	1
Baja Tensión 230 V 400 V	ADT1 ADT2 ADT3	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -12$	5
		$6 \leq \Delta V < 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15
	ADT4 ADT5	$\Delta V < -18$	15
		$-18 \leq \Delta V < -10$	5
		$6 \leq \Delta V < 12$	1
		$12 < \Delta V \leq 18$	5
		$\Delta V > 18$	15

CAPITULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS

Artículo 46. Si el porcentaje de mediciones con mala calidad es superior al 3% (tres por ciento) del total en el Período de Medición, el Distribuidor deberá compensar a los usuarios afectados de acuerdo con la siguiente expresión:

$$SCVT_i = (Tmc_i - 3\%) \times FMP_i \times A_p$$

donde:

$SCVT_i$, es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i

Tmc_i , es el porcentaje del tiempo del Período de Medición con mediciones con mala calidad

FMP_i , es el monto total en pesos (\$) de la factura mensual promedio correspondiente al Consumidor i calculada con el consumo promedio de dicho usuario en los últimos seis meses y con el valor de los distintos cargos tarifarios vigentes al momento del pago de la compensación

A_p , es un factor de peso, dependiente de la variación porcentual de tensión alcanzada, cuyo valor se detalla en las Tablas del Capítulo anterior.

Artículo 47. Si la tensión en un punto de medición es muy baja, todos los usuarios del o los alimentadores desde ese punto hasta el punto de la próxima medición en dirección a la carga, serán elegibles para ser compensados, basándose en el nivel de tensión de ese primer punto. Si la tensión en un punto de medición es muy alta, todos los clientes del alimentador desde ese punto hasta el punto de la próxima medición en dirección a la estación transformadora, serán elegibles para ser compensados, basándose en el nivel de tensión de ese primer punto.

Artículo 48. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los usuarios afectados, de acuerdo con lo especificado en el Artículo 19. Las mismas se aplicarán hasta tanto se compruebe la corrección de la situación de infracción.

Artículo 49. Independientemente del pago de las compensaciones, el Distribuidor deberá tomar las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas. Una vez adoptadas las mismas, deberá realizar medidas de verificación y comunicarlas al Regulador y al usuario cuando su reclamo haya sido el origen de las medidas. Este proceso no deberá ser mayor a 120 días; el incumplimiento del plazo citado dará lugar a la aplicación de sanciones en el marco de competencia del Regulador.

CAPITULO IV CRITERIOS PARA LA MEDIDA Y ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE NIVELES DE TENSION

Artículo 50. A partir de los 6 (seis) meses de la aprobación de este Reglamento, el distribuidor deberá llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras de todas las estaciones de subtrasmisión y transmisión y efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 1% (uno por ciento) de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0.2% (cero punto dos por ciento) de los centros de transformación MT/BT rurales, durante un período no inferior a 7 (siete) días corridos (Período de Medición). El Distribuidor registrará, además, el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el Regulador.

Artículo 51. Los niveles de tensión se determinarán al nivel de suministro mediante campañas de medición que permitirán adquirir y procesar información. A efectos de recolectar información para determinación de curvas de carga, una parte de los registradores deberá tener capacidad de obtener y procesar información para dichos fines. Las campañas de medida serán implementadas por el Distribuidor, que además procesará la información adquirida, con las directivas y bajo la supervisión del Regulador.

Artículo 52. A partir de la finalización del régimen transitorio el Distribuidor deberá tener al menos 1 (un) punto de medición por cada

4000 (cuatro mil) puntos de entrega que variarán su ubicación mensualmente, cubriendo adecuadamente las distintas localidades de la zona de servicio. La razón de medidores monofásicos a medidores trifásicos debe corresponder a la relación del número de clientes de estos tipos, con la salvedad de que deberá existir al menos uno de cada tipo.

La información correspondiente será remitida al Regulador dentro de los primeros quince días del mes siguiente, junto con el cálculo de las compensaciones a los usuarios a que da lugar la aplicación de lo dispuesto en el capítulo anterior.

El lapso mínimo de medición de la tensión en cada punto será de 7 (siete) días corridos (Período de Medición).

Artículo 53. El Distribuidor deberá mantener suficientes medidores de reserva para poder responder a las quejas de los clientes, para realizar re-mediciones en los lugares con problemas de tensión y para cubrir las fallas de los medidores en servicio.

Artículo 54. Los datos sobre las mediciones de los niveles de tensión deberán ser almacenados por un tiempo mínimo de 1 (año).

Artículo 55. Todo Consumidor podrá tener un registrador independiente en su punto de suministro, a efectos de contrastar los registros con los valores obtenidos por el Distribuidor.

Este registrador deberá ser homologado según la normativa que establezca el Regulador, y la instalación deberá ser aprobada por el Distribuidor. La extracción y evaluación de la información del registrador deberá ser realizada en presencia del Distribuidor y según pautas establecidas en el presente Reglamento a efectos de su validación. El Distribuidor podrá formular observaciones al procedimiento, las que serán consideradas por el Regulador previo a definir la eventual aplicación de compensaciones.

SECCION IV. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

TITULO I GENERALIDADES

Artículo 56. Sin perjuicio de las otras responsabilidades del Distribuidor respecto de sus Usuarios, los aspectos de la Calidad de Servicio Comercial que se controlarán son los plazos de la conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, facturación estimada, plazos de cortes y reconexiones, errores de facturación y respuestas ante reclamaciones.

Artículo 57. Será también responsabilidad del Distribuidor emitir facturas que contengan como mínimo la siguiente información:

- Identificación del Consumidor
- Identificación de la tarifa aplicable
- Potencia autorizada
- Consumo mensual de energía
- Discriminación de las componentes de costos que inciden en la factura, de acuerdo con la normativa específica que oportunamente emitirá el Regulador.
- Información relativa a calidad de servicio técnico, según lo estipulado en el Título VI de la SECCION II del presente Reglamento.
- Devoluciones o compensaciones por incumplimiento de metas de calidad de servicio, adecuadamente detalladas

El Regulador supervisará la forma en que el Distribuidor implemente la inclusión de la información precedente en la factura. Dicha implementación deberá estar finalizada y puesta en práctica, previa aprobación del Regulador, cumplido el sexto mes de vigencia del período transitorio.

Artículo 58. La factura deberá ser entregada al Usuario al menos 7 (siete) días antes de la fecha de vencimiento en las zonas urbanas y suburbanas, y 5 (cinco) días antes de la fecha de vencimiento en zonas rurales.

Artículo 59. Es obligación del Distribuidor informar y asesorar correctamente a los usuarios sobre la modalidad más conveniente de tarifa y potencia a contratar en cada caso.

Artículo 60. El Distribuidor deberá implementar mecanismos de atención de reclamaciones de los usuarios, que podrán ser personalizados o telefónicos. Asimismo deberá tener implementado un procedimiento de recepción y tramitación de reclamaciones por escrito, según lo prevé el Art. 7 del Reglamento de Distribución. En cualquier caso, las reclamaciones deben quedar adecuadamente registradas e identificadas. La identificación será proporcionada al usuario, de forma que éste disponga de una referencia para consulta y para acceder a un comprobante de la reclamación efectuada.

Artículo 61. El Distribuidor dará respuesta a las reclamaciones dentro del plazo estipulado en el Reglamento de Distribución. La respuesta deberá contener información relativa a la causa del problema que generó la reclamación, y, cuando corresponda, el plazo previsto para subsanarlo.

Artículo 62. Cuando el Distribuidor incumpla el plazo máximo estipulado para dar respuesta, compensará al Usuario afectado con un monto igual al 30% de su facturación promedio diaria en los últimos seis meses por cada día de atraso. Dicha facturación promedio diaria será calculada con los cargos tarifarios vigentes a la fecha de pago de la compensación.

Artículo 63. En las Tablas del Anexo V se indica la información mínima a entregar por el Distribuidor al Regulador con relación a la calidad de servicio comercial, con la periodicidad y plazos indicados en cada caso.

Artículo 64. El día 15 (quince) de cada mes, o el siguiente hábil si aquel fuere inhábil, el Distribuidor deberá remitir al Regulador la información mensual que se detalla, referente a lo ocurrido el mes calendario anterior, indicando los apartamientos de las metas individuales que se hayan configurado (para plazos de respuesta de reclamaciones, de conexión de nuevos servicios y aumentos de carga, plazos de cortes y reconexiones y errores de facturación) y calculando las correspondientes compensaciones. Asimismo, deberá proporcionar al Regulador todas las pruebas conducentes al encuadramiento bajo la figura Caso de Fuerza Mayor de las situaciones ocurridas. El Regulador dictaminará sobre los casos de exclusión por causales de Fuerza Mayor presentados por el Distribuidor, y determinará las compensaciones que corresponda abonar a los usuarios.

Artículo 65. Vencido el Período de Control, el Regulador instruirá al Distribuidor para que:

- a) Excluya del cálculo de los indicadores de control semestral las situaciones de incumplimiento calificadas como de Caso de Fuerza Mayor y proceda al cálculo correspondiente al Período de Control
- b) Hecho lo precedente, realice el cálculo de las compensaciones a los usuarios que correspondieren, en los términos establecidos en esta Sección

A los 20 (veinte) días hábiles de notificado el dictamen del Regulador a que se refiere el primer párrafo de este artículo, el Distribuidor deberá presentar los resultados de los cálculos efectuados.

Previo contralor de los cálculos realizados por el Distribuidor, se tramitará las actuaciones reguladas en la SECCION VI.

Artículo 66. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los consumidores afectados. Estos descuentos se realizarán en la primera factura posterior a la notificación al Distribuidor de que las mismas han sido dispuestas. En caso de que las compensaciones superaren el monto de aquella, los descuentos deberán realizarse en las siguientes facturas hasta completar la compensación.

En la contabilización de los plazos previstos en esta sección se excluirán del cómputo los tiempos atribuibles a Fuerza Mayor.

TITULO II CONEXION DE NUEVOS USUARIOS Y AUMENTOS DE POTENCIA

Artículo 67. Se establecen plazos máximos de atención a una solicitud de nueva carga o de aumento de la existente, especificando límites para el período transcurrido desde la solicitud hasta la comunicación del Distribuidor de la habilitación para el pago, y para el período entre el pago y la efectiva disponibilidad de la instalación para su conexión. Se considerarán para el establecimiento de estos plazos las eventuales obras a realizar para la conexión o el aumento de potencia solicitados.

En aquellos casos en que un grupo de solicitudes individuales por su ubicación física formen un conjunto que requiera una obra en común para atenderlas, se agruparán las mismas, considerándolas como una única solicitud a los efectos de definir el tipo de obra y el plazo máximo de ejecución asociado.

Cuando para la ejecución de obras se requiera de permisos de organismos Municipales o Nacionales, o de particulares, concesionarios de servicios o espacios públicos o propietarios de terrenos donde es indispensable establecer servidumbres o ingresar para ejercer el derecho a usufructuar de las mismas, los tiempos necesarios para su obtención no serán computados en los plazos máximos de ejecución asociados.

El Distribuidor deberá presentar comprobantes del trámite de los mencionados permisos, en los que constará la fecha de la solicitud y aprobación, así como documentación probatoria de los impedimentos señalados.

Serán excluidos también del cómputo, aquellos tiempos atribuibles al solicitante del suministro. El Distribuidor deberá acreditar la circunstancia ante el Regulador.

Se excluirán asimismo los días fijados para la licencia de la construcción según lo establecido en los convenios laborales homologados por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social.

Artículo 68. En aquellos casos en que se requiera la obtención de permisos municipales o nacionales, se excluirán del cómputo del plazo los tiempos atribuibles a los mismos. El Distribuidor deberá presentar comprobantes del trámite de los mencionados permisos, en los que constarán las fechas de solicitud y aprobación.

Artículo 69. Cuando para la atención de un nuevo suministro o aumento de carga sea necesario contar con un nuevo local o espacio para un centro de transformación y existan dificultades para la obtención del mismo, el Distribuidor deberá comunicarlo al Regulador previo al vencimiento del plazo límite fijado, aportando los antecedentes que correspondan.

Artículo 70. Los límites admisibles de plazos para trámite y conexión de nuevos usuarios y aumentos de carga de usuarios existentes se indican en la Tabla 5.

Tabla 5 Plazos para trámite y conexión

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles	
			Transitorio	Permanente
TRAMITE	Baja tensión	P ≤ 8,8 kW	6	6
		8,8kW < P ≤ 50kW	10	10
		P > 50kW sin centro de transformación	15	15
		P < 50kW sin centro de transformación	25	20
	Media tensión		30	30
	Subtrasmisión		75	60
CONEXION	Baja tensión sin modificación de red	P ≤ 8,8 kW	5	5
		P > 8,8 kW	15	15
	Baja tensión con modificación de red	Sin subestación P ≤ 50 kW	20	20
		P > 50 kW	30	30
		Con Subestación	50	40
	Media tensión		70	60

Artículo 71. En casos excepcionales, cuando la magnitud de la obra de ampliación de la red así lo justifique, el Distribuidor podrá solicitar al Regulador el otorgamiento de plazos mayores con la correspondiente fundamentación. El Regulador resolverá el plazo máximo admisible aplicable en cada caso. Si el Regulador no se pronunciara dentro de los 15 días hábiles de recibida dicha solicitud, se reputará concedido el plazo peticionado.

Artículo 72. Cuando incumpla el plazo establecido para el trámite, el Distribuidor compensará al Consumidor según se indica a continuación:

$$\$Ct = Fdp \times Nda$$

donde,

$\$Ct$ es el monto de la compensación a abonar al Usuario, en \$

Fdp es la facturación promedio diaria correspondiente a los Consumidores de igual tarifa y rango de potencia que el Consumidor afectado para los últimos seis meses, calculada con la tarifa vigente a la fecha de pago de la compensación

Nda es el número de días de atraso respecto del plazo límite fijado

Artículo 73. Cuando incumpla el plazo establecido para la conexión, el Distribuidor compensará al Consumidor según se indica a continuación:

$$\$Ct = Nda \times \frac{CCo}{(Pc \times 2)}$$

donde,

$\$Cc$ es el monto de la compensación a abonar al Consumidor en \$

CCo es el costo de conexión, actualizado a la fecha del pago de la compensación, en \$

Pc es el plazo límite establecido para realizar la conexión, en días

Nda es el número de días de atraso respecto del plazo límite fijado

Cuando el atraso supere dos veces el plazo máximo establecido, el Distribuidor compensará al Consumidor con un monto diario igual a dos veces la compensación establecida en el primer tramo; la compensación en este período, que será adicionada a la antes especificada, será calculada según:

$$\$Ct = Nda \times \frac{CCo}{Pc}$$

donde Nda corresponde ahora a los días de atraso adicionales respecto a dos veces el plazo máximo establecido

TITULO III FACTURACION CON BASE EN CONSUMO ESTIMADO

Artículo 74. El Distribuidor realizará las lecturas de consumos con periodicidad bimestral, aunque la facturación será mensual, por lo que el consumo correspondiente a cada mes intermedio sin lectura será estimado, en base a los criterios que establecerá el Regulador.

Artículo 75. En los suministros que tengan medida con registro de potencia máxima, cuando el Consumidor lo solicite, la lectura será mensual. El sobre costo resultante será tenido en cuenta en el cargo fijo de la factura.

Artículo 76. Se establecen como límites máximos admisibles en cada Período de Control: para cada usuario con medida bimestral, una estimación de consumo adicional a la que resulta de la propia periodicidad; para usuarios con medida mensual, dos estimaciones de consumo. En ambos casos el plazo máximo sin lectura no debe exceder los 4 meses en el Período de Control semestral. Los consumos informados por los Consumidores no se computarán como estimados.

Artículo 77. Para que la estimación reiterada de consumos en un período sea considerada como no penalizable deberá cumplirse el siguiente procedimiento: en el correspondiente Período de Control, el Distribuidor deberá haber comunicado al menos dos veces al Usuario la imposibilidad de la toma de consumo, y enviado al mismo un aviso de las medidas a tomar para evitar el problema en el futuro. Todas las medidas que se adopten y los gastos derivados se registrarán por lo dispuesto en el Reglamento de Distribución.

Artículo 78. Además del control de las metas antes establecidas para cada usuario, se realizará un control global de la cantidad de facturas emitidas con base en consumos estimados, en cada zona de aplicación (T3), a través de los siguientes indicadores:

$$ICEb = 2 \times \frac{Nce_b}{Nfe_b} \times 100 \text{ para consumidores con medida bimestral}$$

donde,

Nce_b es el número total de consumos estimados en el período de control para Consumidores con medida bimestral

Nfe_b es el número total de facturas emitidas en el período de control para Consumidores con medida bimestral

Nce_m es el número total de consumos estimados en el período de control para Consumidores con medida mensual

Nfe_m es el número total de facturas emitidas en el período de control para Consumidores con medida mensual

Artículo 79. Cuando el indicador *IFE* supere el 5% en el período de control semestral, el Distribuidor compensará a todos los Consumidores que hubieren tenido facturaciones basadas en consumos estimados por más de dos meses consecutivos, con un monto igual al 10 (diez) por ciento de la facturación del tercer mes y siguientes en que no se leyó el consumo.

Artículo 80. Cuando el Distribuidor incumpla alguno de los límites establecidos para la estimación de consumos de un Usuario en el período de control semestral, lo compensará con un 30% de la facturación correspondiente a los consumos estimados incumpliendo los límites fijados.

Artículo 81. Se deducirá de la compensación por concepto de incumplimiento de la meta global, el monto correspondiente a las compensaciones recibidas por los Consumidores por el incumplimiento de los límites fijados a nivel individual en el mismo período de control. Cuando las compensaciones recibidas por incumplimiento de límites a nivel individual superen la compensación que resultaría por este concepto, el Consumidor solo percibirá las primeras.

TITULO IV CORTES Y RECONEXIONES

Artículo 82. El corte por no pago deberá ser comunicado con una antelación que respete los plazos establecidos en el Reglamento de Distribución, estableciéndose claramente la fecha prevista de corte y la última fecha admisible de pago para evitarlo.

Artículo 83. Una vez efectuado el pago, el Distribuidor deberá proceder a la reconexión en un plazo máximo de 24 horas. Cuando el pago se haya realizado en locales no pertenecientes a la Distribuidora, el plazo máximo admisible se extenderá a 48 horas.

Cuando no sea posible realizar la conexión en el plazo establecido por causas atribuibles al Usuario, no se considerará a los efectos de la compensación. El Distribuidor deberá presentar ante el Regulador las pruebas que acrediten tal circunstancia.

Artículo 84. Cuando el Distribuidor efectúe el corte del servicio de un Consumidor (sin mediar solicitud del mismo) antes del plazo estipulado en el aviso, o no haya dado aviso anticipado de corte, deberá compensar al Consumidor con un monto igual al 30% de la primera factura impaga, actualizada con los cargos tarifarios vigentes al momento del pago de la compensación.

Artículo 85. Cuando la reconexión de un servicio se realice más allá

del plazo máximo establecido, el Distribuidor compensará al Consumidor con un monto por día de atraso igual a 5 (cinco) veces la facturación promedio diaria del Consumidor afectado en los últimos seis meses. Dicha facturación promedio diaria será calculada con los cargos tarifarios vigentes a la fecha de pago de la compensación.

TITULO V ERRORES DE FACTURACION

Artículo 86. Cuando exista una reclamación de un Consumidor por presunto error de facturación, las fecha de vencimiento de la factura se prorrogará al día hábil inmediato siguiente al de la respuesta y eventual refacturación por parte del Distribuidor.

Artículo 87. El desempeño global del Distribuidor con relación a errores de facturación será evaluado en función del siguiente indicador:

$$IFE = \frac{Nfe}{Ntf} \times 100$$

Donde,

IFE es el indicador de facturas con errores sobre el total de facturas emitidas

Nfe es el número total de facturas con error en el período semestral de control

Ntf es el número total de facturas emitidas en el período semestral de control.

Los desvíos entre el consumo real y el facturado de acuerdo con los criterios de estimación fijados por el Regulador no serán considerados errores de facturación.

El indicador *IFE* no deberá superar el 1.2%.

Artículo 88. Cuando se confirme la existencia de un error de facturación en una factura ya paga por el usuario, la devolución correspondiente deberá ser realizada con la factura del mes siguiente, actualizada con la tarifa vigente al momento de la devolución.

Artículo 89. Cuando el índice global de control *IFE* supere el 1.2%, se aplicará al Distribuidor una multa igual al 10% de las devoluciones realizadas por errores de facturación en el semestre de control, actualizadas con la tarifa vigente al momento de la aplicación de la multa, por cada 0.5% adicional. La multa máxima no superará el 100% de las devoluciones efectuadas, debidamente actualizadas.

SECCION V. INCUMPLIMIENTOS EN ENTREGA DE INFORMACION

Artículo 90. Constituyen infracciones pasibles de la aplicación de sanciones los siguientes supuestos de incumplimiento de la obligación de suministro de información al Regulador:

- a. No suministro de toda la información requerida por este Reglamento
- b. No suministro de esa información en el plazo especificado en cada caso
- c. Entrega de información no fidedigna o con errores significativos

Artículo 91. Las sanciones a aplicar por la comisión de las infracciones previstas en el artículo precedente, se graduarán atendiendo a la entidad del incumplimiento. Si la misma fuere una multa, su cuantía estará relacionada especialmente, sin perjuicio de otras circunstancias, con el impacto sobre el régimen de control previsto y el cálculo de las compensaciones que deben pagarse a los usuarios, teniendo como límite máximo el tope dispuesto legalmente.

Artículo 92. El suministro de información no fidedigna realizado con dolo o culpa grave, será considerado infracción gravísima, que habilita según sea la importancia de la información de que se trate a la aplicación de multas de la máxima cuantía.

SECCION VI. PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO

Artículo 93. Previo a adoptar sanción contra el Distribuidor por incumplimiento de disposiciones del presente régimen de calidad, o a proponer su adopción al Poder Ejecutivo, el Regulador conferirá vista al Distribuidor, estándose en todos los aspectos procedimentales a lo previsto en el Decreto Nº 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

Artículo 94. Cuando corresponda, la o las resoluciones sancionatorias dispondrán la aplicación de multa contra el Distribuidor y el consiguiente mandato de cumplimiento de la misma, mediante conferimiento de compensaciones a los Usuarios de Distribución.

ANEXOS

ANEXO I FUERZA MAYOR

Mes: _____

CASOS DE FUERZA MAYOR

CASO Nº _____

Datos identificatorios

Identificación de la interrupción: Fecha de inicio:

Instalación afectada: Hora de inicio:

Cantidad de usuarios afectados: Duración en horas:

Causal

Causa:

Detalle:

Breve descripción del hecho:

.....

.....

.....

Resumen de pruebas aportadas

Fotografías certificadas:

Exposición Civil ante la Policía que contenga testimonios de terceros ajenos al Distribuidor:

Acta notarial de constatación:

Formulario de testimonio de personal:

Oficios (indicar al destinatario del pedido de información):

Copia de causa judicial, certificada por el Distribuidor:

Juzgado interviniente:

Reservado para URSEA

Resultado:

Comentarios:

.....

Tabla 6 Casos con invocación de causal por Fuerza Mayor que hubiesen sido informadas con ajuste al Título III del Reglamento

Campo	Descripción
Empresa	Nombre de la empresa
Mes	Mes al que corresponde el caso
Caso	Nº correlativo de caso dentro del mes
Id Inter.	Identificación de la interrupción
Instalación afectada	Instalaciones afectadas (SE, alim, etc)
Consumidores afectados	Cantidad de consumidores afectados
Fecha i	Fecha de inicio de la interrupción
Hora i	Hora de inicio de la interrupción
Duración	Duración en horas de la interrupción
Causal	Código de causa de Fuerza Mayor
Detalle	Descripción del código
Descripción	Breve descripción de los hechos
P-foto	Aporta fotografías certificadas
P-acta	Aporta Acta notarial
P-formulario	Aporta formulario de testimonio de personal
P-exp-civil	Aporta Exposición Civil ante Policía
P-oficios	Aporta Oficios
P-causa	Aporta copia de causa judicial
Resultado-URSEA	
Expediente-URSEA	

Tabla 7 Código de Causales

Causal	Descripción
011	Terceros - Vandalismo
012	Terceros - Cometas
013	Terceros - Boleadoras
014	Terceros - Alambres
015	Terceros - Cables Telefónicos
016	Terceros - Trabajos en la vía pública
017	Terceros - Embestidas
018	Terceros - Poda
021	Condiciones Climáticas Extremas - Vientos
022	Condiciones Climáticas Extremas - Inundaciones
023	Condiciones Climáticas Extremas - Temperaturas
024	Condiciones Climáticas Extremas - Descargas Atmosféricas
030	Incendio
040	Solicitado por el cliente
050	Autorizado / ordenado por URSEA o autoridad competente
060	Afectación instalaciones subterráneas - Obstrucciones de desagües
062	Afectación instalaciones subterráneas - Filtración por rotura de desagüe o ducto de agua
070	Otros

DECLARACION TESTIMONIAL DE PERSONAL DEL DISTRIBUIDOR SOBRE CONTINGENCIAS EN EL SERVICIO TECNICO

- * Empresa:
- * Dependencia interna:
- * Fecha de interrupción:
- * Hora:
- * Duración de la interrupción:
- * Nómina del personal actuante:
- * Designación y ubicación de la o las instalaciones afectadas:
- * Descripción de la contingencia:
- * Causa de la contingencia, aclarando cómo o por qué lo sabe:
- * Datos identificatorios del o los terceros causantes de la contingencia, aclarando cómo y por qué lo sabe:
- * Especificar las medidas de prevención que existían, en caso que las hubiere, para evitar el hecho:
- * Otros datos que considere de interés aportar:

A los fines de su presentación ante la UNIDAD REGULADORA DE SERVICIOS DE ENERGIA Y AGUA declaro bajo juramento que la información que antecede es verdadera. En....., a los.....días del mes.....de.....

.....

Firma y aclaración

CI Nº:

En mi carácter de certifico que la firma que antecede es auténtica

.....

Firma y aclaración de superior jerárquico del declarante

ANEXO II INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR**Tabla 8 Interrupciones (mensual)***

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Sistema	ST-MT-BT
Origen	Externa - Interna
Tipo	Intempestivo - Programado
Fecha_In	Fecha y Hora de inicio de la interrupción
Conf_red	Configuración de la red - Normal o Alterada
Id_elem	Identificación del elemento de red origen de interrupción
Tipo_elem	Descripción del elemento de red origen de interrupción (interruptor, fusible, puente, caja, esquinera, etc.)
SSEE	Subestación AT/MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.
Alimentador	N° de alimentador desde donde se alimenta el elemento de red origen interrupción.
SE_MTB	N° de centro MT/BT, N° de barra, N° de transformador y N° de salida desde donde se alimenta el elemento de red origen de la interrupción.

(*) Incluye aquellas para las que se invoca fuerza mayor

Tabla 9 Interrupciones no computables (periodicidad a coordinar con Distribuidor)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Causa	Interrupción con origen en la instalación propia del Consumidor (sin afectar a otros consumidores), reclamo de Consumidor por interrupción no válido, interrupción con duración menor a 3 minutos y menor a 1 minuto, interrupción con origen en la red de transmisión.

Tabla 10 Reposiciones (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)
Fecha_Rp	Fecha y Hora de la reposición
Id_elem	Elemento maniobrado para reposición
Tipo_elem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, puente, caja, esquinera, etc.)
Estación	Estación AT/ MT, N° de transformador y N° de barra desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.
Alimentador	N° de alimentador desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.

SE_MTB

N° de centro MT/BT, N° de barra, N° transformador y N° salida desde donde se alimenta el elemento maniobrado para reposición.

Cons_BT

Cantidad de Consumidores de BT repuestos

Tabla 11 Centros de transformación MT/BT afectados (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)
SEMTBTrp	N° de centro MT/BT, N° barra y N° de transformador repuesto
KVA_Rp	kVA del transformador repuesto
Cons_AT/MT	Cantidad de Consumidores de BT repuestos por cada transformador para interrupciones que afectan al sistema en AT o MT

Tabla 12 Consumidores en ST, MT y BT afectados (mensual)

Campo	Descripción
Id_Inter.	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)
Id_ST, MT, BT	Cantidad de Consumidores AT, MT y BT
Pot_cont	Potencia contratada en Kw
Tens_ali	Tensión de alimentación al usuario

Tabla 13 Instalaciones de MT para configuración de red normal (mensual)

Campo	Descripción
Cód alim	N° o código del alimentador de MT
Localidad (*)	Nombre de la localidad a la que pertenece el alimentador
Zona	Código o nombre de zona
Estación	Código o identificación de la estación ST/MT a la que pertenece el alimentador
Trafos	Cantidad total de transformadores MT/BT por alimentador para la configuración de red normal
kVA inst	Total de kVA instalados en el alimentador como suma de potencias nominales de los trafos MT/BT para configuración red normal
Cant Cons	Cantidad total de Consumidores MT por alimentador para configuración red normal

Tabla 14 Instalaciones MT/BT para configuración de red normal (mensual)

Campo	Descripción
Cód SE	N° o código del centro de transformación MT/BT
Localidad(*)	Nombre de la localidad a la que pertenece el centro de transformación

Zona	Código o nombre de zona	Nombre	Nombre completo del Consumidor
Alim MT	Código o identificación del alimentador del centro de transformación	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
kVA inst	Potencia del centro de transformación	Cód post	Código Postal
Salid BT	Cantidad de salidas de BT del centro de transformación	Localidad(*)	Localidad
Tot Cons	Cantidad total de Consumidores BT en centro de transformación para configuración red normal	Tarifa	Tarifa
Pot total	Potencia total contratada de usuarios de BT	Pot_cont	Potencia contratada
		Tens_ali	Tensión de alimentación al Consumidor
		Co_anual	Consumo en kWh de los últimos 6 meses
		SE_MTBT	Nº de centro MT/BT, Nº de transformador y Nº de salida que alimenta al Consumidor en configuración red normal
		Causa efect	Incumplimiento que da lugar a la compensación calculada (**)
		Comp inc	Compensación por el incumplimiento informado (**)
		Comp total	Compensación total a recibir por el Consumidor

Tabla 15 Instalaciones de BT para configuración de red normal (mensual)

Campo	Descripción
Cód alim	Nº o código de salida de BT
Localidad(*)	Nombre de la localidad a la que pertenece la salida de BT
Zona	Código o nombre de zona
SE	Código o identificación de la subestación MT/BT a la que pertenece la salida de BT
Cant Cons	Cantidad total de Consumidores de la salida de BT para la configuración de red normal
Pot total	Potencia total contratada de Consumidores BT por salida de BT para configuración red normal

Tabla 16 Reclamos de consumidores (mensual, solo los correspondientes a falta de suministro)

Campo	Descripción
N reclamo	Nº de reclamo asignado por el DISTRIBUIDOR
Consumidor	Nombre del Consumidor que reclama por corte de suministro
Direc_Cons	Dirección del Consumidor que reclama por corte de suministro
Localidad (*)	Localidad del Consumidor que reclama por corte de suministro
Fecha_Re	Fecha y Hora de ingreso del reclamo
Id_Inter..	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción)

Tabla 17 Interrupciones por Consumidor (semestral)

Campo	Descripción
Id_Consumidor	Nº de identificación única del Consumidor (NIC)
Id_Inter.	Identificación de la interrupción (unívoca para cada interrupción)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción)

Tabla 18 Compensaciones por Consumidor (semestral)

Campo	Descripción
Id_Cons	Nº de identificación única del Consumidor (identificador, Nº de cuenta, etc. Según corresponda)

(*) Las Localidades son aquellas indicadas en la Resolución de UREE de fecha 26 de junio de 2001.

Los campos (**) deberán repetirse en la tabla tantas veces como causales distintas de compensación haya para el Consumidor en el período de control informado.

ANEXO III FORMULARIO PARA INTERRUPCIONES DE CARACTER EXCEPCIONAL

EMPRESA:
INFORME A LA UNIDAD REGULADORA DE SERVICIOS DE ENERGA Y AGUA DE LAS ANORMALIDADES a las hs.
DIA:
TOTAL:
TOTAL CLIENTES AFECTADOS POR LAS ANORMALIDADES

ANEXO IV CALIDAD DE PRODUCTO TECNICO

Tabla 19 Compensaciones por Consumidor (mensual)

Campo	Descripción
Id_Cons	Nº de identificación única del Consumidor
Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_us	Dirección completa del Consumidor

Cód post	Código Postal	Desvío con	Desvío plazo de conexión (si corresponde) Ndac
Localidad(*)	Localidad	Fpd	Facturación promedio diaria
Tarifa	Tarifa	CCo	Costo de conexión, actualizado a fecha de compensación
Pot_cont	Potencia contratada	Comp Cons	Compensaciones del semestre al Consumidor por concepto de atraso en plazos de trámites o conexiones de un nuevo servicio o ampliación de potencia contratada
Tens_ali	Tensión nominal de alimentación al Consumidor	Observac	Observaciones (permisos, otros)
ADT_Cons	ADT a la que pertenece el Consumidor		
Co_anual	Consumo anual en kWh de los 2 últimos 12 meses		

SE_MBTB N° de centro MT/BT, N° de transformador y N° de salida que alimenta al Consumidor en configuración red normal

Desv mín	Desvío mínimo de la tensión admitido para el Consumidor
Desv máx	Desvío máximo de la tensión admitido para el Consumidor
Desvío	Desvío de la tensión medido
Tiempo_d	Porcentaje del tiempo en que se constató desvío mayor que el admitido
Comp inc	Compensación por el incumplimiento informado
Comp total	Compensación total a recibir por el Consumidor

(*) Las Localidades son aquellas indicadas en la Resolución de UREE de fecha 26 de junio de 2001

ANEXO V CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

V.1 CONEXIONES A NUEVOS CONSUMIDORES Y AUMENTOS DE POTENCIA

Tabla 20 Información por Consumidor afectado por incumplimiento (mensual)

Campo	Descripción
Id_Cons	N° de identificación única del Consumidor (NIC)
Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
Cód post	Código Postal
Localidad(*)	Localidad
Tarifa	Tarifa
Pot_cont	Potencia contratada
Mod red	Modificación necesaria en la red
Fech inic	Fecha de inicio del trámite
Fech p/pag	Fecha de puesta al pago
Plazo máx	Plazo máximo admitido (en días hábiles)
Desvío tra	Desvío plazo de trámite (si corresponde) Ndat
Fech pago	Fecha de pago del Consumidor
Fech últ act	Fecha de última actuación por parte del Distribuidor para finalizar conexión
Últ act	Descripción de última actuación

Tabla 21 Información para el cálculo de indicadores de desvío global por niveles de tensión (semestral)

Campo	Descripción
Baja Tensión	
<i>Nti (Nci)</i>	Número de trámites (conexiones) iniciados en el período
<i>Ntf (Ncf)</i>	Número de trámites (conexiones) finalizados en el período
<i>Ntfp (Ncftp)</i>	Número de trámites (conexiones) fuera de plazo en el período
<i>Idpt (Idpc)</i>	Indicador de desvío de plazo de trámite (conexión)
Media tensión	
<i>Nti (Nci)</i>	Número de trámites (conexiones) iniciados en el período
<i>Ntf (Ncf)</i>	Número de trámites (conexiones) finalizados en el período
<i>Ntfp (Ncftp)</i>	Número de trámites (conexiones) fuera de plazo en el período
<i>Idpt (Idpc)</i>	Indicador de desvío de plazo de trámite (conexión)
Subtrasmisión	
<i>Nti (Nci)</i>	Número de trámites (conexiones) iniciados en el período
<i>Ntf (Ncf)</i>	Número de trámites (conexiones) finalizados en el período
<i>Ntfp (Ncftp)</i>	Número de trámites (conexiones) fuera de plazo en el período
<i>Idpt (Idpc)</i>	Indicador de desvío de plazo de trámite (conexión)

Los indicadores globales de desvío que se calcularán son los que se indican a continuación:

$$Idpt = 2 \times 100 \times \frac{Ntfp}{(Nti + Ntf)}$$

$$Idpc = 2 \times 100 \times \frac{Ncftp}{(Nci + Ncf)}$$

V.2 CORTES Y RECONEXIONES

Tabla 22 Información por Consumidor afectado por incumplimiento (mensual)

Campo	Descripción
Id_Cons	N° de identificación única del Consumidor (NIC)

Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_Cons	Dirección completa del Cons
Cód post	Código Postal
Localidad(*)	Localidad
Tarifa	Tarifa
Pot_cont	Potencia contratada
Fecha corte	Fecha de corte
Causa	Causa del corte
Fecha pago	Fecha de pago del Consumidor
Lugar pago	Lugar de pago
Fecha rec	Fecha de reconexión
Plazo máx	Plazo máximo admitido
Desvío	Desvío
Obs	Observaciones

Tabla 23 Indicador global de desvío por Distrito (período semestral de control)

Campo	Descripción
Distrito	Nombre del Distrito para el que se suministra la ADT 1 ADT 2,3 ADT 4,5 información
Tarifa (**)	Tarifa del grupo para el que se suministra la información
Ct	Número de cortes del período
Rt	Número de reposiciones del período
Rfp	Número de reposiciones fuera de plazo del período
Icr	Indicador de desvío

El indicador global de desvío que se calculará es el que se indica a continuación:

$$Icr = \frac{Rfp}{Rt} \times 100$$

V.3 ERRORES DE FACTURACION

Tabla 24 Información por Consumidor afectado por incumplimiento (período semestral de control)

Campo	Descripción
Id_Cons	Nº de identificación única del Consumidor (NIC)
Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
Cód post	Código Postal
Localidad(*)	Localidad a la cual pertenece el Consumidor
Tarifa	Tarifa aplicable al Consumidor
Pot_cont	Potencia contratada

Caus err	Causa del error
Fecha rec	Fecha del reclamo
Fecha com	Fecha de respuesta comunicando resolución
Plazo máx	Plazo máximo admitido
Desvío	Desvío (si corresponde)
Fech próx.	Fecha de próxima facturación
Monto error	Monto del error de facturación
3 últ errores	Fecha de los 3 últimos errores de facturación al usuario

Tabla 25 Información para el cálculo de indicadores globales de desvío (período semestral de control)

Campo	Descripción
Nfe	Número total de errores de facturación del período
Ntf	Número total de facturas emitidas en el período
IFE	Indicador de desvío global errores de facturación

El indicador global de desvío IEC se calculará y remitirá al Regulador:

$$IFE = \frac{Nfe}{Ntf} \times 100$$

V.4 FACTURACION CON BASE EN CONSUMOS ESTIMADOS

Tabla 26 Información por Consumidor afectado por incumplimiento (período semestral de control)

Campo	Descripción
Id_Cons	Nº de identificación única del Consumidor (NIC)
Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
Cód post	Código Postal
Localidad(*)	Localidad a la que pertenece el Consumidor
Tarifa	Tarifa aplicable al Consumidor
Pot_cont	Potencia contratada
Causa est	Causa de estimación
Fecha conc	Fecha de concurrencia del tomaconsumos
kWh est	kWh estimados
Fecha 3 últ	Fecha de las 3 últimas estimaciones
Plazo máx	Plazo máximo entre lecturas de consumo
Núm Fac.	Número de facturaciones con base en consumos estimados en el período
Desvío	Desvío
Obs	Observaciones

Tabla 27 Lista de causas de estimación de lecturas

Descripción
Medidor no encontrado
Medida sin acceso
Medidor con defecto
Otros

Tabla 28 Información para el cálculo de indicadores globales de desvío (período semestral de control)

Campo	Descripción
<i>Nmne</i>	Número total de consumos estimados por medidor no encontrado del período
<i>Nnam</i>	Número total de estimación de consumos por no acceso al medidor
<i>Nmd</i>	Número total de consumos estimados por medidor defectuoso
<i>No</i>	Número total de consumos estimados por otras causas
<i>Nce</i>	Número total de consumos estimados en el período
<i>Nfe</i>	Número total de facturas emitidas del período
<i>ICEb</i>	Indicador de desvío global
<i>Imne</i>	Indicador de desvío por medidor no encontrado
<i>Inam</i>	Indicador de desvío por no acceso a medidos
<i>Imd</i>	Indicador de desvío por medidor defectuoso
<i>Io</i>	Indicador de desvío de otras causas

Los indicadores globales de desvío que se calcularán y remitirán al Regulador son los que se indican a continuación:

$$ICE_b = 2 \times \frac{Nce}{Nfe} \times 100$$

$$Imne = \frac{Nmne}{Nce} \times 100$$

$$Inam = \frac{Nnam}{Nce} \times 100$$

$$Imd = \frac{Nmd}{Nce} \times 100$$

$$Io = \frac{No}{Nce} \times 100$$

V.5 RECLAMACIONES

Tabla 29 Información por Consumidor afectado por incumplimiento (período semestral de control)

Campo	Descripción
<i>Id_Cons</i>	N° de identificación única del Consumidor (NIC)

Nombre	Nombre completo del Consumidor
<i>Direc_Cons</i>	Dirección completa del Consumidor
Cód post	Código Postal
Localidad(*)	Localidad a la que pertenece el Consumidor
Tarifa	Tarifa aplicable al Consumidor
<i>Ident recl</i>	Identificación reclamo (N°)
Tipo recl	Tipo de reclamo
Fecha recl	Fecha del reclamo
Fecha resp	Fecha de respuesta de resolución
Tiempo res	Tiempo de resolución y respuesta
Desvío	Desvío
Fecha res	Fecha comprometida para resolución de problema (si corresponde)
<i>Obs</i>	Observaciones

Tabla 30 Listas de causales de reclamaciones

Descripción
Irregularidad en recepción de factura
Incumplimiento de conexión
Corte indebido o sin aviso
Incumplimiento de reconexión
Instalación de distribución defectuosa
Otros

Tabla 31 Información para el cálculo de indicadores globales de desvío (período semestral de control)

Campo	Descripción
<i>Ntr</i>	Número total de reclamaciones del período
<i>Nrirf</i>	Número total de reclamaciones por irregularidad en la recepción de facturas
<i>Nric</i>	Número total de reclamaciones por incumplimiento en la conexión
<i>Nrir</i>	Número total de reclamaciones por incumplimiento en reconexión
<i>Nrci</i>	Número total de reclamaciones por corte indebido o sin aviso
<i>Nrdd</i>	Número total de reclamaciones por instalaciones de distribución en mal estado
<i>Nro</i>	Número total de reclamaciones por otras causas
<i>IR</i>	Indicador de desvío global
<i>Irirf</i>	Indicador de desvío por irregularidades en la recepción de facturas
<i>Iric</i>	Indicador de desvío por incumplimientos en la conexión
<i>Irir</i>	Indicador de desvío por incumplimientos en la reconexión

<i>Irci</i>	Indicador de desvío por cortes indebidos o sin aviso
<i>Irdd</i>	Indicador de desvío por reclamos de instalaciones de distribución en mal estado
<i>Iro</i>	Indicador de desvío por reclamaciones de otras causas

Los indicadores globales de desvío que se calcularán y remitirán al Regulador son los que se indican a continuación:

$$IR = \frac{Ntr}{N} \times 100 \quad \text{Con } N = \text{número total de Consumidores}$$

$$Irirf = \frac{Nrirf}{Ntr} \times 100$$

$$Iric = \frac{Nric}{Ntr} \times 100$$

$$Irir = \frac{Nrir}{Ntr} \times 100$$

$$Irci = \frac{Nrci}{Ntr} \times 100$$

$$Irdd = \frac{Nrdd}{Ntr} \times 100$$

$$Iro = \frac{Nro}{Ntr} \times 100$$

Notas:

(1) se excluyen las reclamaciones por errores de facturación

(2) los plazos indicados en este Anexo V se contabilizan en días hábiles

(*) Las Localidades son aquellas indicadas en la Resolución de UREE de fecha 26 de junio de 2001.

(**) Las filas con la información por grupos de la misma tarifa deberán repetirse tantas veces como categorías tarifarias haya en el Distrito.

---o---

3

Resolución 1/004

Créase el Registro de Agentes en Actividades Vinculadas al GLP (RAGLP). (170*R)

Montevideo, 13 de enero de 2004

RESOLUCION N° 01/004

VISTO: la conveniencia de poner en funcionamiento el Registro de Agentes en Actividades Vinculadas al GLP (RAGLP), que será llevado por la URSEA;

RESULTANDO: I) que con fecha 10 de junio de 2003 esta Unidad puso en consulta pública, el Proyecto de Reglamento para la prestación de actividades de comercialización mayorista, transporte, envasado y distribución de GLP;

II) que con fecha 17 de setiembre de 2003 la URSEA procedió a responder las contribuciones recibidas en el transcurso de dicha consulta pública, hallándose la reglamentación en etapa de última revisión;

III) que en el proyecto de reglamentación aludido se prevé el funcionamiento de un Registro de personas que desarrollan las actividades alcanzadas por la misma;

IV) que la Ley N° 17.598 de 13 de diciembre de 2002 asigna a la URSEA la competencia de regulación y control de las diversas actividades referidas al petróleo, los combustibles y derivados de hidrocarburos, incluyendo al GLP;

V) que, en especial, el literal C) del artículo 15 de la ley citada encomienda a la URSEA velar por el cumplimiento de las normas sectoriales específicas, referidas al petróleo, combustibles y derivados de hidrocarburos, formular regulaciones en materia de calidad y seguridad de los productos y servicios, así como de los materiales, instalaciones y dispositivos a utilizar, fijar las condiciones mínimas para autorizar la prestación de las actividades con seguridad, así como regular el mercado conforme a las políticas que le encomiende el poder Ejecutivo;

VI) que, asimismo, el literal L) del artículo 14 de la misma ley, comete a la Unidad, examinar en forma permanente las tarifas y precios correspondientes a los servicios comprendidos dentro de su competencia, a efectos de formular las determinaciones técnicas y recomendaciones que entienda del caso;

VII) que a efectos de cumplir con las atribuciones cometidas, la URSEA cuenta con el poder jurídico de requerir la información que sea necesaria (literal G del artículo 14 de la Ley N° 17.598);

VIII) que por Decreto N° 540/003 de 24 de diciembre de 2003, el Poder Ejecutivo autorizó provisoriamente a Acodike Supergás S.A., Riogas S.A. y Megal S.A., a continuar desarrollando las actividades de envasado y distribución de GLP hasta el próximo 9 de abril de 2004, en tanto se adoptan las decisiones necesarias para la conformación e implementación de un nuevo marco de tales actividades;

CONSIDERANDO: I) que la conformación del marco aludido, así como la realización de la labor de contralor de las actividades referidas al GLP, hacen necesaria la obtención por parte de la URSEA, de información esencial del sector;

II) que, a vía de ejemplo, resulta esencial para la labor de examen permanente de tarifas y precios a que refiere el literal L del artículo 14 de la Ley N° 17.598, y de asesoramiento respectivo al Poder Ejecutivo, contar con información relativa a márgenes actualizados de comercialización en la cadena de GLP;

III) que a efectos de recabar dicha información, se estima conveniente poner en funcionamiento el Registro de personas que desarrollan actividades de Comercialización Mayorista, Transporte y Distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP), ya sea envasado o a granel, Envasado de GLP en Recipientes Portátiles, y Recarga de Microgarrafas, que será llevado por la URSEA;

IV) que resulta necesario resolver en consecuencia;

ATENTO: a lo precedentemente expuesto, y a las normas invocadas;

LA COMISION DIRECTORA

RESUELVE:

Artículo 1°.- Créase el Registro de Agentes en Actividades Vinculadas al GLP (RAGLP), a ser llevado por la URSEA, en el que se inscribirán las personas que desarrollan actividades de Comercialización Mayorista, Transporte y Distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP), ya sea envasado o a granel, Envasado de GLP en Recipientes Portátiles, y Recarga de Microgarrafas. Dicha inscripción tendrá carácter provisorio hasta el otorgamiento de la autorización de la actividad según la reglamentación respectiva.

Los Agentes mencionados presentarán ante la URSEA, debidamente completados según corresponda, los formularios incluidos en el Anexo adjunto, que se considera parte integrante de la presente resolución, en