



URSEA

Unidad Reguladora de Servicios
de Energía y Agua

ENERGÍA ELÉCTRICA

Texto Ordenado de Resoluciones de URSEA Versión enero 2019

ACLARACIÓN: El presente documento constituye un texto que tiene como objeto mostrar de modo ordenado el complejo de resoluciones aprobadas por la URSEA en materia de Energía Eléctrica. Tiene una finalidad meramente ilustrativa, contribuyendo a facilitar la comprensión de la regulación en la materia. No constituye una reglamentación, por lo que carece de efectos jurídicos vinculantes, debiendo estarse en todo caso a las resoluciones específicas dictadas por la URSEA. La consulta de los actos jurídicos específicos es insoslayable en ese sentido.

LIBRO I	REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN	1
SECCIÓN I	DISPOSICIONES GENERALES	1
TÍTULO I	OBJETO	1
TÍTULO II	ÁMBITO DE APLICACIÓN	1
TÍTULO III	DEFINICIONES	1
TÍTULO IV	REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN AL DISTRIBUIDOR	3
SECCIÓN II	CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO	3
TÍTULO I	DEFINICIÓN Y CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INDICADORES	3
TÍTULO II	METAS DE CONTINUIDAD	5
TÍTULO III	COMPENSACIONES A LOS USUARIOS	6
TÍTULO IV	ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE LAS INTERRUPCIONES	10
TÍTULO V	INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR AL REGULADOR Y PROCEDIMIENTOS DE CONTROL	10
TÍTULO VI	INFORMACIÓN A REMITIR EN LA FACTURA DE LOS USUARIOS	13
SECCIÓN III	CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO	13
TÍTULO I	PERTURBACIONES	14
TÍTULO II	NIVELES DE TENSIÓN	19
TÍTULO III	GENERALIDADES	24
SECCIÓN IV	CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL	25
TÍTULO I	GENERALIDADES	25
TÍTULO II	CONEXIÓN DE NUEVOS USUARIOS Y AUMENTOS DE POTENCIA	27
TÍTULO III	FACTURACIÓN CON BASE EN CONSUMO ESTIMADO	29
TÍTULO IV	CORTES Y RECONEXIONES	31
TÍTULO V	ERRORES DE FACTURACIÓN	31
SECCIÓN V	INCUMPLIMIENTOS EN ENTREGA DE INFORMACIÓN	32
SECCIÓN VI	PROCEDIMIENTO SANCIONATORIO	32
ANEXO I	FUERZA MAYOR	34
ANEXO II	CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN	39
ANEXO III	FORMULARIOS PARA INTERRUPCIONES DE CARÁCTER EXCEPCIONAL	54
ANEXO IV	CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO	57
ANEXO V	CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL	62
ANEXO VI	INFORMACIÓN PAGO DE COMPENSACIONES	75
ANEXO VII	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE CAMPAÑAS DE MEDICIÓN DE TENSIÓN	78
ANEXO VIII	INSTRUCTIVO PARA ENTREGA DE INFORMACIÓN DE CASOS DE FUERZA MAYOR EN EL MARCO DEL REGLAMENTO DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	83
ANEXO IX	APLICACIÓN DEL REGLAMENTO DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA E INTERPRETACIÓN DE “COSTO DE CONEXIÓN”	85

ANEXO X	INSTRUCTIVO SOBRE CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS Y CALIFICACIÓN DE CIRCUNSTANCIAS DE FUERZA MAYOR EN EL REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RCSDEE)	86
ANEXO XI	EXCEPCIONES TRANSITORIAS	89
LIBRO II	INDICADORES DE DENSIDAD, A EFECTOS DE LA ZONIFICACIÓN DEL PAÍS EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN TIPO, REQUERIDA PARA EL ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR (VADE)	91
ANEXO I	CLASIFICACIÓN DE LOCALIDADES SEGÚN ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO (ADT)	92
LIBRO III	REGLAMENTO DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DEL DISTRIBUIDOR DE MEDIA TENSIÓN	96
SECCIÓN I	DISPOSICIONES GENERALES	96
TÍTULO I	OBJETO	96
TÍTULO II	ALCANCE	96
TÍTULO III	DEFINICIONES	97
TÍTULO IV	PRINCIPIOS GENERALES	98
TÍTULO V	NORMAS TÉCNICAS	99
SECCIÓN II	ASPECTOS PROCEDIMENTALES DE LA CONEXIÓN Y ACCESO	100
TÍTULO I	INFORMACIÓN A SUMINISTRAR POR EL DISTRIBUIDOR	100
TÍTULO II	TRAMITACIÓN DE LA CONEXION	101
TÍTULO III	CONVENIO DE CONEXIÓN	104
TÍTULO IV	ETAPA EJECUTIVA DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN	105
SECCIÓN III	REQUISITOS TÉCNICOS DE LA CONEXIÓN Y ACCESO	105
TÍTULO I	INTEGRIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO	105
TÍTULO II	EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN	107
CAPÍTULO I	GENERALIDADES	107
CAPÍTULO II	PUESTO DE CONEXIÓN	108
TÍTULO III	COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL GENERADORA EN ESTADO NORMAL DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR	112
SECCIÓN IV	REQUISITOS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN	113
TÍTULO I	INSPECCIONES PREVIAS Y RECEPCIÓN DE OBRAS DE PARTE DEL DISTRIBUIDOR	113
TÍTULO II	HABILITACIÓN DEL GENERADOR A LA CONEXIÓN Y ACCESO EN LA RED CAPÍTULO I ENSAYOS PREVIOS DEL GENERADOR SIN CONEXIÓN A LA RED	113
SECCIÓN V	REQUISITOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EL ACCESO DE GENERADORES A LA RED DEL DISTRIBUIDOR	118
TÍTULO I	OPERACIÓN	118
TÍTULO II	MANTENIMIENTO	119
SECCIÓN VI	CAUSALES DE DESCONEXIÓN DE LA CENTRAL GENERADORA	120
SECCIÓN VII	POTESTAD SANCIONATORIA	120
ANEXO 1	NORMATIVA TÉCNICA SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN	121
ANEXO 2	SOLICITUD DE INFORMACIÓN	122
ANEXO 3	SOLICITUD DE ACCESO Y CONEXIÓN	123

ANEXO 4	ENSAYOS DE RECEPCIÓN PROCEDIMIENTO DE ENSAYO DE FUNCIONALIDAD DE CESE DE ENERGIZACIÓN	128
LIBRO IV	SEGURIDAD DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN	129
SECCION I	DISPOSICIONES GENERALES	129
TÍTULO I	OBJETO	129
TÍTULO II	DEFINICIONES.....	129
SECCION II	DISPOSICIONES PARTICULARES	130
TÍTULO I	REQUISITOS GENERALES DE SEGURIDAD	130
TÍTULO II	EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	130
TÍTULO III	PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD	131
TÍTULO IV	OBLIGACIONES DE LOS ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN.....	133
TÍTULO V	MARCADO	134
SECCION III	RÉGIMEN SANCIONATORIO	134
SECCION IV	VIGENCIA DEL REGLAMENTO	134
SECCION V	EXCEPCIONES.....	134
ANEXO I	MERCOSUR/GMC/RES. Nº 35/08	136
ANEXO II	138	
ANEXO III	142	
ANEXO IV	142	
ANEXO V	MERCOSUR /GMC/RES. Nº 04/09	143
ANEXO VI	MERCOSUR /GMC/RES. Nº 04/10	146
ANEXO VII	REQUISITOS PARA RECONOCIMIENTO DE ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN	152
LIBRO V	SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	155
SECCIÓN I	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)	155
TÍTULO I	MATERIA QUE TRATA ESTA SECCIÓN	155
TÍTULO II	COMPONENTES DEL SMEC.....	155
TÍTULO III	REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES.....	156
TÍTULO IV	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	156
TÍTULO V	MAGNITUDES A MEDIR	157
TÍTULO VI	CALIDAD DE LA MEDICIÓN	158
TÍTULO VII	FASES DE IMPLEMENTACIÓN PARA LOS PUNTOS DE MEDICIÓN PREEXISTENTES	160
TÍTULO VIII	HABILITACIÓN Y AUDITORÍAS TÉCNICAS	161
TÍTULO IX	ACCESO A LOS MEDIDORES.....	163
TÍTULO X	REGISTRO DE PUNTOS DEL SMEC.....	163
TÍTULO XI	FALLAS DE MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	164
TÍTULO XII	SANCIONES.....	165
TÍTULO XIII	OTRAS DISPOSICIONES	170
SECCIÓN II	SISTEMA DE MEDICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	170

SECCIÓN III	SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA ENERGÍA INTERCAMBIADA EN EL MARCO DEL RÉGIMEN ESTABLECIDO EN EL DECRETO Nº 173/010.....	171
<i>TÍTULO I</i>	<i>DISPOSICIONES GENERALES</i>	<i>171</i>
<i>TÍTULO II</i>	<i>DISPOSICIONES PARTICULARES.....</i>	<i>171</i>
<i>TÍTULO III</i>	<i>IRREGULARIDADES EN LA MEDIDA</i>	<i>173</i>
<i>TÍTULO IV</i>	<i>VIGENCIA DE ESTA SECCIÓN.....</i>	<i>173</i>
LIBRO VI	GARANTÍAS A CONSTITUIR POR LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA	174
LIBRO VII	VALORES MEDIOS DE INVERSIÓN PARA DETERMINAR LOS CARGOS DE EXPANSIÓN DE RED (CER).....	175
<i>ANEXO</i>	<i>CARGO POR EXPANSIÓN DE RED.....</i>	<i>176</i>
LIBRO VIII	REGLAMENTO DE SUMINISTRO DE INFORMACIÓN CONTABLE CON FINES REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO (RSICSE)	183
<i>TÍTULO I</i>	<i>OBJETO</i>	<i>183</i>
<i>TÍTULO II</i>	<i>INFORMACIÓN A SUMINISTRAR.....</i>	<i>183</i>
<i>TÍTULO III</i>	<i>RÉGIMEN SANCIONATORIO.....</i>	<i>184</i>
<i>ANEXO I</i>	<i>Cuadro de Distribución de Costos de Generación.....</i>	<i>186</i>
<i>ANEXO II</i>	<i>Cuadro de Distribución de Costos de Trasmisión</i>	<i>187</i>
<i>ANEXO III</i>	<i>Cuadro de Distribución de Costos de Distribución y Comercial</i>	<i>188</i>
<i>ANEXO IV</i>	<i>Cuadro de Distribucion de Costos de Comercializacion Mayorista</i>	<i>189</i>
<i>ANEXO V</i>	<i>Cuadro de Distribución de Costos de Otras Actividades.....</i>	<i>190</i>
<i>ANEXO VI</i>	<i>Costos Separados por Gran Actividad</i>	<i>191</i>
<i>ANEXO VII</i>	<i>Costos Separados por Gran Actividad</i>	<i>192</i>
<i>ANEXO VIII</i>	<i>Estado de Resultados separado por Gran Actividad</i>	<i>193</i>
<i>ANEXO IX</i>	<i>Información Estadística Básica.....</i>	<i>194</i>
LIBRO IX	OTRAS DISPOSICIONES	194
<i>TÍTULO I</i>	<i>PRECIO DE LA POTENCIA</i>	<i>194</i>

LIBRO I

REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

SECCIÓN I DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO I OBJETO

Artículo 1º. 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.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

TÍTULO II ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 2º. 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.

Fuente: Artículo 2º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

TÍTULO III DEFINICIONES

Artículo 3º. 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 7º 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.

Fuente: Artículo 3º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

Artículo 4º. 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:

- a) T1: Considera la totalidad de los Consumidores del servicio de distribución.
- b) 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.
- c) T3: Considera los Consumidores pertenecientes a un Área de Distribución Tipo (ADT) en cada Agrupamiento T2, excluidos los consumidores conectados directamente a la Subtransmisión.
- d) 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 Trasmisor.

Medidas de Monitoreo: Eliminado por Numeral 1° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Medidas de Prueba: Eliminado por Numeral 1° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Resolución de la URSEA N° 61/009 de 7 de mayo de 2009.

Medidas Reglamentarias: Eliminado por Numeral 1° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

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.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 4° Resolución URSEA N° 29/009 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

Artículo 5º. Sin perjuicio de los plazos establecidos específicamente en este reglamento, todo otro requerimiento de información que realice el Regulador al Distribuidor en el marco del control del cumplimiento de esta reglamentación debe evacuarse en un plazo de 10 días hábiles, prorrogables por cinco días hábiles.

Existiendo circunstancias fundadas, el Regulador, de oficio o a solicitud del Distribuidor, podrá establecer plazos especiales.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O 09/01/2012

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O.15/6/2009. Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/008 de 18/12/2008, publicada D.O. 31/12/2008. Artículo 1º Resolución URSEA N° 88/005 de 28/12/2005, publicada D.O. 23/11/2006. Artículo 1º Resolución URSEA N° 5/005 de 17/01/2005, publicada D.O 24/01/2005. Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O 12/8/2004. Artículo 5º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

SECCIÓN II CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

TÍTULO I DEFINICIÓN Y CRITERIOS PARA EL CÁLCULO DE LOS INDICADORES

Artículo 6º. 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.

Fuente: Artículo 6º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO I INDICADORES GLOBALES

Artículo 7º. 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.

Fuente: Artículo 7º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 8º. 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.

CAPÍTULO II INDICADORES INDIVIDUALES

Artículo 9º. Se define frecuencia de interrupción de un consumidor i , F_{C_i} , como el número total de interrupciones sufridas por el consumidor en el período en consideración:

$$F_{C_i} = n$$

n es el número total de interrupciones del consumidor i

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA Nº 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 9º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

$$T_{C_i} = \sum_{k=1}^n t_k$$

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.

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA Nº 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 10º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 11. Se define tiempo máximo de interrupción de un consumidor i , D_{max_i} , como:

$$D_{max_i} = t_M$$

donde:

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

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución de URSEA Nº 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 11º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

CAPÍTULO III CONTABILIZACIÓN DE INTERRUPCIONES

Artículo 12. Para el cálculo de los indicadores se tendrán en cuenta todas las interrupciones de duración superior o igual a 3 (tres) minutos.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA Nº 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 12º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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 de la superficie de la tierra). Las interrupciones programadas serán consideradas de forma especial en el régimen de compensaciones aplicable, establecido en el TÍTULO 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.

Fuente: Artículo 13º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

El cumplimiento de la notificación luego del plazo expresado, pero realizada dentro de los treinta días siguientes e improrrogables al acaecimiento o toma de conocimiento del caso de Fuerza Mayor, se sancionará con multa equivalente a quinientas (500) Unidades Indexadas. Pasado este último plazo, la omisión de dicha notificación será considerada como renuncia a la configuración de Fuerza Mayor para la interrupción correspondiente al caso de que se trate.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 153/010 de 14/7/2010, publicada D.O. 26/7/2010.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 100/008 de 7/8/2008, publicada D.O. 18/8/2008. Artículo 14º Resolución URSEA N° 29/010 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO II METAS DE CONTINUIDAD¹

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.

Fuente: Artículo 15º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 16. Los valores de las Metas de continuidad, que regirán a partir del 1º de julio de 2013, son los que se establecen en la Tabla 1.

Tabla 1 Metas de continuidad calidad del servicio técnico

Indicador	Agrupamiento									
	a1BT	a1MT	a2BT	a2MT	a3BT	a3MT	a4BT	a4MT	T4a	T4b
Tca (hs.)	3,6	2,5	9,9	6,8	18	14	36	28	3	8
Fca	1,8	1,5	4,5	4	8	7	14	11	1,5	4
Tci (hs.)	16	9	25	20	37	31	77	58	9	20
Fci	7	5	12	10	18	16	33	24	3	9
Dmaxi (Hs.)	10	8	10	10	10	10	14	14	8	8

¹ La URSEA iniciará una evaluación de las metas correspondientes a los indicadores de calidad del servicio técnico dentro de un lapso que no exceda el año 2015.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012.

AGRUPAMIENTOS TIPO T3 considerando como área geográfica todo el país:

- a1MT Conjunto de los Consumidores del ADT1 conectados directamente en MT.
- a2MT Conjunto de los Consumidores del ADT2 conectados directamente en MT.
- a3MT Conjunto de los Consumidores del ADT3 conectados directamente en MT.
- a4MT Conjunto de los Consumidores de las ADT4 y ADT5 conectados directamente en MT.

AGRUPAMIENTOS TIPO T3 para cada Distrito:

- a1BT Conjunto de los Consumidores del ADT1 conectados directamente en BT.
- a2BT Conjunto de los Consumidores del ADT2 conectados directamente en BT.
- a3BT Conjunto de los Consumidores del ADT3 conectados directamente en BT.
- a4BT Conjunto de los Consumidores de las ADT4 y ADT5 conectados directamente en BT.

AGRUPAMIENTOS TIPO T4:

- T4a Conjunto de los Consumidores conectados a la Subtrasmisión a una distancia menor o igual a 15 km del punto de alimentación de transmisión.
- T4b Conjunto de los Consumidores conectados a la Subtrasmisión a una distancia mayor a 15 km del punto de alimentación de transmisión.

Fuente: Numeral 1 Resolución URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 2 Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009. Artículos 1°,2°,3° Resolución URSEA N° 36/006 de 10/11/2006, publicada D.O. 23/11/2006 Artículo 1° Resolución URSEA N° 88/005 de 28/12/2005, publicada D.O. 23/11/2006. Artículo 16° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS

Artículo 17. A partir del 1° de julio de 2009, se calcularán los indicadores cuyas metas están incluidas en la Tabla 1.

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 los siguientes artículos.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 17° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 18. Cuando se excedieran las Metas de continuidad para los indicadores Tca y Fca, se calculará el monto correspondiente a las compensaciones con los dos indicadores y se aplicará el mayor de ellos.

Se calculará y aplicará de igual forma cuando se excedieran las Metas de continuidad para los indicadores Tci y Fci.

La compensación por concepto de duración máxima de interrupción se aplicará siempre que se supere el correspondiente indicador, independientemente del resultado de los otros indicadores en el mismo período.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Numeral 1° Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O 13/06/2018.

Antecedentes: Artículo 18° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 19. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los consumidores afectados. Cuando éstas superen el monto de la primera factura en la cual se efectiviza el descuento, el saldo que resta por compensar deberá deducirse de las siguientes facturas, deduciendo el máximo que cada una permita, hasta completar la compensación.

Las compensaciones calculadas conforme a lo establecido en el Capítulo II de este Título comenzarán a efectivizarse al conjunto de los Usuarios de Distribución afectados dentro de los 60 (sesenta) días corridos siguientes a la publicación por parte del Distribuidor de la tabla resumen

de todas las compensaciones a pagar por el semestre, tabla 40, prevista en el ANEXO VI, y sin perjuicio del control que con posterioridad realice el Regulador.

Los eventuales ajustes en las compensaciones que surgieren del estudio de los casos de fuerza mayor por parte del Regulador, comenzarán a efectivizarse al conjunto de los Usuarios de Distribución afectados, dentro de los 60 (sesenta) días corridos siguientes a la publicación por el Distribuidor de la tabla 40 ajustada según el resultado de ese estudio.

En oportunidad de que se efectivicen las compensaciones, el Distribuidor deberá informar a través de su sitio Web y por otros medios oportunos, que las mismas admiten estar sujetas a ajustes en virtud del pronunciamiento posterior al respecto del Regulador.

En un plazo no mayor a los 120 días del pronunciamiento del Regulador con relación al estudio de los casos de fuerza mayor, el Distribuidor debe informar a la URSEA el estado de situación en relación al pago de las compensaciones.

Simultáneamente, el Distribuidor realizará una comunicación pública sobre las compensaciones que no se han hecho efectivas. Esta comunicación debe cumplirse a través de la publicación de un edicto en el Diario Oficial con la lista de las personas cuya compensación está pendiente de cobro. Asimismo, dicha información se debe publicar en el sitio Web de UTE.

Fuente: Numeral 1º Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O 13/06/2018.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012, Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 19º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO I SUPRIDIDO A PARTIR DEL 1º DE JULIO DE 2013 POR RESOLUCIÓN URSEA N° 238/012

Fuente: Numeral 3 Resolución URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 4 Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Capítulo I de Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 20. Derogado a partir del 1º de julio de 2013.

Fuente: Numeral 2 Resolución URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 3 Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009. Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004. Artículo 20º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 21. Derogado a partir del 1º de julio de 2013.

Fuente: Numeral 2 Resolución URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 3 Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009. Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004. Artículo 21º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 22. Derogado a partir del 1º de julio de 2013.

Fuente: Numeral 2 Resolución URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 32 Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009. Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004. Artículo 22º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO II CÁLCULO DE COMPENSACIONES PARA USUARIOS DE DISTRIBUCIÓN²

Artículo 23. Si el valor calculado del Tiempo total de interrupción ponderado $\left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k\right)$ 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 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 0,9.

w_k , es un factor ponderador que depende de la hora y de la tarifa aplicable. Su valor 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.

FMPi, 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. Se adoptará un factor igual a 15 y en el futuro será determinado por el Regulador con una anticipación no inferior a 6 (seis) meses respecto de su aplicación.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 23º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

***Las modificaciones establecidas en la Resolución N° 287/017 entraron en vigencia el 1º de julio de 2018, al tenor de lo establecido en el Numeral 1º de la Resolución N° 371/017 de 20/12/2017, publicada D.O 26/12/2017.**

Artículo 24. Si el valor calculado de la Frecuencia de interrupción ponderada $\left(\sum_{j=1}^n f_j Fc_{j_i}\right)$

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:

$$\$C_i = \left(\sum_{j=1}^n f_j Fc_{j_i} - \bar{F}C_i \right) \times \frac{\bar{T}C_i}{\bar{F}C_i} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

²Denominación dada por la Resolución de la URSEA N° 238/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Donde, f_j , es un factor igual a 1 para interrupciones no programadas. Para interrupciones programadas se adoptará un valor igual 0.8. Los demás parámetros tienen el significado antes definido.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 24º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 25. Si el valor calculado del Tiempo medio total de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (\overline{Tc}_a) resultare superior al valor de la Meta de Continuidad correspondiente a este indicador (\overline{Tc}_i), se compensará a todos aquellos Consumidores afectados cuyo Tiempo total de

interrupción ponderado ($\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k$) sea superior a \overline{Tc}_a , de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\text{Si } \sum_{k=1}^n w_k f_k t_k < \overline{Tc}_i, \text{ entonces: } \$C_i = \left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k - \overline{Tc}_a \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

$$\text{Si } \sum_{k=1}^n w_k f_k t_k \geq \overline{Tc}_i, \text{ entonces: } \$C_i = \left(\overline{Tc}_i - \overline{Tc}_a \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde los parámetros tienen el significado antes definido.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O 12/8/2004. Artículo 25º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 26. Si el valor calculado de la Frecuencia media de interrupción por consumidor en un Agrupamiento (\overline{Fc}_a) resultare superior al valor de la Meta de Continuidad correspondiente a este indicador (\overline{Fc}_i), se compensará a todos aquellos Consumidores afectados cuya Frecuencia de

interrupción ponderada ($\sum_{j=1}^n f_j Fc_{j_i}$) sea superior a (\overline{Fc}_a), de acuerdo con las siguientes expresiones:

($\sum_{j=1}^n f_j Fc_{j_i}$) sea superior a (\overline{Fc}_a), de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$\text{i. Si } \sum_j f_j Fc_{j_i} < \overline{Fc}_i, \text{ entonces: } \$C_i = \left(\sum_j f_j Fc_{j_i} - \overline{Fc}_a \right) \times \frac{\overline{Tc}_a}{\overline{Fc}_a} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

$$\text{ii. Si } \sum_j f_j Fc_{j_i} \geq \overline{Fc}_i, \text{ entonces: } \$C_i = \left(\overline{Fc}_i - \overline{Fc}_a \right) \times \frac{\overline{Tc}_a}{\overline{Fc}_a} \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

donde los parámetros tienen el significado antes definido.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O 12/8/2004. Artículo 26º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 27. Si el valor del Tiempo máximo de interrupción de un consumidor D_{max}_i resultare superior al de la Meta correspondiente \overline{D}_{max}_i , se compensará al usuario afectado, de acuerdo a la siguiente expresión:

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

donde los parámetros tienen el significado antes definido.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004. Artículo 27º Resolución URSEA N° 29 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO 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 indicado.

Fuente: Artículo 28º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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:

- a) Alimentador BT
- b) Centro MT/BT
- c) Alimentador MT
- d) Transformador MT/MT
- e) Subestación MT/MT
- f) 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.

Fuente: Artículo 29º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Fuente: Artículo 30º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO V INFORMACION A REMITIR POR EL DISTRIBUIDOR AL REGULADOR Y PROCEDIMIENTOS DE CONTROL

Fuente: Numeral 2º Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O. 13/06/2018.

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. Adicionalmente, brindará la información acumulada en forma mensual y semestral, proporcionando en cada caso los valores de los indicadores definidos en el TITULO I.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 31º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 32. La información será organizada en tablas (base de datos) tomando como base conceptual los formatos que se encuentran detallados en los Anexos 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.

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 32º Resolución URSEA N° 29 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 33. Hasta el último día hábil de cada mes, el Distribuidor tendrá plazo para declarar al Regulador la información mensual que se detalla en la Tabla 6, relativa a los casos de Fuerza Mayor correspondientes al mes calendario anterior. La documentación probatoria de dichos casos deberá estar disponible para su consulta y estudio por el Regulador, quien podrá requerirla para su análisis.

Fuente: Numeral 1 Resolución URSEA N° 241/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 153/010 de 14/7/2010, publicada D.O. 26/7/2010. Artículo 33º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 34º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 35. Vencido el Período de control semestral, el Distribuidor excluirá del cálculo de los indicadores la totalidad de las interrupciones por él calificadas como Caso de Fuerza Mayor y realizará el cálculo de las compensaciones a los usuarios que correspondieren, en los términos establecidos en el Título III de esta Sección.

En un plazo de 25 (veinticinco) días hábiles de publicada la tabla 6 del Anexo I correspondiente al último mes del Período de control, el Distribuidor presentará al Regulador los resultados de los cálculos efectuados y la información que se detalla en las tablas de periodicidad semestral del ANEXO II y en la Tabla 40 del ANEXO VI del presente Reglamento.

El Regulador analizará los casos de Fuerza Mayor declarados en un plazo de 280 días siguientes a la finalización del período semestral correspondiente, realizando los controles que estime pertinentes. Para esto, podrá solicitar al Distribuidor la presentación de la documentación probatoria que corresponda, según tabla 6A del Anexo I, la que deberá ser remitida dentro de los 10 (diez) días hábiles de efectuado el requerimiento.

La detección de casos declarados como Fuerza Mayor que no cumplan con los criterios aprobados por el Regulador constituirá una infracción pasible de sanción.

La aplicación de la misma se realizará de acuerdo a la siguiente tabla:

Cantidad de usuarios afectados	Duración de la Interrupción (minutos)		
	de 3 a 630	de 631 a 1802	más de 1802
de 1 a 29	1	62	5.265
de 30 a 896	59	3.378	193.795

de 897 a 25.000

1.015

47.622

2.234.142

Valores expresados en UI.

Cuando la cantidad de usuarios afectados por la incidencia supere los 25.000, la URSEA realizará el análisis casuístico que estime del caso, aplicando las sanciones que correspondan de acuerdo a los artículos 91 y 92.

Concluido su análisis de los casos de Fuerza Mayor declarados, y si hubiere casos que no califiquen como tal, el Regulador emitirá un pronunciamiento en el que instruirá al Distribuidor para que en un plazo de 25 (veinticinco) días hábiles de notificado elabore y presente al Regulador los resultados del ajuste del cálculo de compensaciones efectuado y la información que se detalla en las tablas de periodicidad semestral del ANEXO II y en la Tabla 40 del ANEXO VI del presente Reglamento, publique dichas Tablas, y oportunamente en el plazo previsto en el artículo 19 pague las diferencias de compensaciones.

De existir otras diferencias entre la Tabla 40 inicial y la ajustada que no sean atribuibles a la inclusión en los cálculos de casos de fuerza mayor rechazados por el Regulador, el Distribuidor deberá presentar un informe explicando las mismas.

Fuente: Numeral 1° Resolución N° 360/018 de 22/11/2018, publicada D.O. 27/11/2018 y Numerales 3°, 4° y 5° Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O. 13/06/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017, Numeral 1 Resolución URSEA N° 241/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013, Artículo 1° Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012 y Artículo 35° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 35 Bis. El Regulador realizará el control final de las compensaciones a los usuarios afectados dentro de los 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos siguientes a la publicación de la Tabla 40 del ANEXO VI del presente Reglamento, con sus respectivos ajustes si hubiere, sin perjuicio de la suspensión de su transcurso durante el tiempo en que se requiera información al Distribuidor, tramitándose las actuaciones reguladas en la Sección VI de este Reglamento. Si como resultado del control final por el Regulador de los cálculos realizados por el Distribuidor surgieren diferencias con las compensaciones por él efectuadas, éste debe notificar al Distribuidor, instruyéndolo para que en un plazo de 25 (veinticinco) días hábiles elabore y presente la información que se detalla en la Tabla 42 del Anexo VI del presente Reglamento, la publique, y oportunamente efectúe los pagos de las diferencias de compensaciones que correspondan. Las diferencias informadas en la referida Tabla 42 comenzarán a efectivizarse al conjunto de los Usuarios de Distribución afectados que corresponda dentro de los 60 (sesenta) días corridos siguientes a la publicación de dicha tabla por parte del Distribuidor. La constatación de que el monto total de las compensaciones calculadas en el Período de control, incluyendo los eventuales ajustes que surgieren del estudio de los casos de fuerza mayor y de un eventual Estado Anormal de Operación por parte del Regulador, resulte menor al 85% del monto total de las compensaciones que corresponda reglamentariamente, según surja del resultado del control final realizado por el Regulador, podrá constituir una infracción pasible de sanción. La aplicación de dicha sanción atenderá los criterios previstos en los Artículos 91 y 92.

Fuente: Numeral 1° Resolución N° 31/2019 de 6/02/2019, publicada D.O. 13/02/2019.

Antecedente: Numeral 6° Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O. 13/06/2018.

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 los formularios que se adjuntan 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 25.000 (veinticinco mil) usuarios, o

cuando se produzca la salida de servicio, por un tiempo mayor a 60 minutos, de una instalación de potencia instalada de al menos 10 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 ANEXO III.

Una vez que se produzca la normalización completa de la contingencia, el Distribuidor remitirá, por las mismas vías, la información requerida en el referido Anexo. 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.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 36º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO VI INFORMACIÓN A REMITIR EN LA FACTURA DE LOS USUARIOS

Artículo 37. El Distribuidor deberá incluir mensualmente en la factura de cada usuario, la categoría del Agrupamiento de tipo T3 o T4, a la cual dicho usuario pertenece, así como informarle al menos una vez por período de control, si la calidad del servicio que le ha brindado ha estado dentro de las exigencias establecidas por la Reglamentación de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, identificando el período controlado.

Será responsabilidad del Distribuidor instrumentar y mantener operativo un plan de comunicación a todos sus clientes en forma general, y en forma personalizada a los Medianos y Grandes Consumidores, que garantice la efectiva información de la totalidad de los parámetros de control del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y de las metas establecidas para cada período de control.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 44/006 de 15/12/2006, publicada D.O. 23/1/2007. Artículo 37º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 38. Para los consumidores conectados a media tensión y subtransmisión, a partir del 1º de julio de 2009 y cuando corresponda el pago de compensaciones, se informará adicionalmente las metas y valores reales correspondientes a los índices Tca, Fca, Tci, Fci y Dmax, ponderados con los factores correspondientes a cada uno de ellos.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 44/006 de 15/12/2006, publicada D.O. 23/1/2007. Artículo 38º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

SECCIÓN III CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

Artículo 39. Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones de la tensión de la red, a saber: armónicas, flicker y desbalance, y el nivel de tensión.

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 39º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO I- INDICADORES

Artículo 40. Los indicadores empleados para evaluar cada uno de los tres parámetros serán:

Armónicas: Se evaluará la distorsión armónica individual de la tensión, expresada como porcentaje de la componente fundamental, esto es:

$$U_h [\%] = \frac{U_h}{U_1} \cdot 100$$

Donde:

U_h : Componente armónica de orden h;

U_1 : Componente fundamental (50 Hz).

La evaluación con fines de control de la red se realizará hasta la componente armónica de orden 25. Excepcionalmente, el Regulador podrá extender este rango, en casos que así lo requieran y debidamente fundados, hasta la componente armónica de orden 50.

Se evaluará también la Tasa de Distorsión Total / Total Harmonic Distortion (TDT / THD), definida como:

$$\text{THD U} [\%] = \sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\text{máx}}} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \cdot 100$$

Donde:

U_h, U_1 : Ídem ut supra.

$h_{\text{máx}}$: máximo orden de componente a considerar en el cálculo del THD. Debe ser mayor o igual 25.

Flicker: Se utilizará el indicador Pst (índice de severidad de corta duración), definido conforme a la Norma IEC 61000-4-15:2010.

Desbalance: Se utilizará la razón de secuencia negativa de la tensión, definida como:

$$u_2 [\%] = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100$$

Donde:

U_1 : Componente de secuencia positiva.

U_2 : Componente de secuencia negativa.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA 184/011 de 29/6/2011, publicada D.O.6/7/2011, Resolución de URSEA N° 214/013, de 25 de julio de 2013, publicada en el D.O. 1° de agosto de 2013, Artículo 1°

CAPÍTULO II- METAS

Artículo 41. Para cada indicador, se define el Nivel de Referencia como aquel nivel de perturbación en un punto dado, que asegura que si no es sobrepasado en un tiempo mayor al 5% del período de medición, la calidad se considerará adecuada.

Estos Niveles de Referencia deben ser garantizados por el Distribuidor.

El Distribuidor deberá adoptar medidas conducentes a impulsar, conjuntamente con el Regulador, la aprobación de normas de fabricación y su adopción en la adquisición de equipos propios y de los usuarios.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 41° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 41 Bis. Se definen los siguientes Niveles de Referencia, para los distintos indicadores:

Armónicas: Se establecen en la Tabla siguiente tanto para las componentes armónicas individuales como para el THD.

Niveles de Referencia para las componentes armónicas en la tensión (Baja Tensión, Media Tensión, y Subtrasmisión).

Orden de la armónica		Nivel de Referencia de la armónica (en % con respecto a la fundamental)
(h)		BT, MT y ST
(impares no múltiplos de 3)	5	6,00
	7	5,00
	11	3,50
	13	3,00
	17	2,00
	19	1,76
	23	1,41
	25	1,27
(impares múltiplos de 3)	3	5,00
	9	1,50
	15	0,40
	21	0,30
(Pares)	2	2,00
	4	1,00
	6	0,50
	8	0,50
	10	0,50
	12	0,46
	14	0,43
	16	0,41
	18	0,39
	20	0,38
	22	0,36
	24	0,35
Tasa de Distorsión Total (THD)		8,00

Para los casos excepcionales en que se haya extendido este rango hasta la componente armónica de orden 50, se considerarán los límites establecidos en las normas IEC 61000-2-2:2002+Amd 2017 para Baja Tensión e IEC 61000-2-12:2003 para Media Tensión y Subtrasmisión.

Flicker: El Nivel de Referencia será $P_{st} = 1$, tanto para Baja Tensión, como para Media Tensión, y Subtrasmisión.

Desbalance: El Nivel de Referencia será $u_2= 2\%$, tanto para Baja Tensión, como para Media Tensión, y Subtrasmisión.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

CAPÍTULO III- COMPENSACIONES A LOS USUARIOS

Artículo 42. Si el porcentaje de mediciones con mala calidad es superior al 5 % (cinco por ciento) del total en el Período de Medición, el Distribuidor deberá compensar a los usuarios afectados, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\$CP_i = \max \left[\left(\frac{P_{95,A} - NR_A}{NR_A} \right), \left(\frac{P_{95,F} - NR_F}{NR_F} \right), \left(\frac{P_{95,D} - NR_D}{NR_D} \right) \right] \times k_{VAD} \times FMP_i$$

Donde:

$\$CP_i$: es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i.

$P_{95,j}$: Valor no superado durante el 95% del tiempo de medición. (con j igual a F para Flicker, a A para Armónicas y a D para Desbalance)

NR_j : Nivel de Referencia (con j igual a F para Flicker, a A para Armónicas y a D para Desbalance).

k_{VAD} : 0,53.

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.

Para armónicas se considerará el máximo desvío verificado entre el THD y las componentes armónicas individuales de órdenes 2 a 25.

La compensación se calculará con el mayor de los respectivos desvíos en los tres parámetros controlados.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 42° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 42 bis. Para el caso en que la medición con mala calidad sea realizada en una barra de Baja Tensión de una Subestación, la compensación se aplicará a todos los usuarios alimentados desde dicha barra.

Para el caso en que la medición con mala calidad sea realizada en un Usuario, la compensación se aplicará a todos los usuarios del o los alimentadores desde ese punto hasta el punto de la próxima medición en dirección a la carga.

En ambos casos, cuando la mala calidad sea por Desbalance, la compensación se aplicará sólo a los usuarios trifásicos.

Cuando el Distribuidor acredite fehacientemente frente al Regulador, que la mala calidad medida es responsabilidad de uno o varios Usuarios, no corresponderá la aplicación de dicha compensación a ese o esos Usuarios.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Artículo 42 ter. Las referidas compensaciones se calcularán a partir del 1° de enero de 2020 y comenzarán a hacerse efectivas a los usuarios afectados a partir del 1° de enero de 2023.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

CAPÍTULO IV- REQUISITOS PARA LA MEDIDA

Artículo 43. El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,016% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,017% de los centros de transformación MT/BT rurales, durante los tres primeros años a contar a partir del 1° de enero de 2020.

A partir del 1° de enero de 2023, el Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en las barras de salida de por lo menos el 0,025% de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0,026% de los centros de transformación MT/BT rurales.

El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de las perturbaciones en por lo menos 1 (un) usuario por cada 102.000 puntos de entrega durante los tres primeros años a contar a partir del 1° de enero de 2020 y por lo menos en un usuario por cada 43.500 puntos de entrega a partir del 1° de enero de 2023.

La ubicación de los puntos de medición variará mensualmente, cubriendo adecuadamente las distintas localidades de la zona de servicio.

El Distribuidor registrará, además, el nivel de perturbaciones en hasta 7 puntos de la red seleccionados por el Regulador.

La medición de los parámetros de perturbaciones deberá realizarse en forma continua, y se extenderá por el lapso mínimo de una (1) semana.

El intervalo de integración será de 10 minutos. Consecuentemente, el período de medición estará conformado por al menos 1008 intervalos consecutivos de 10 minutos. La cantidad mínima de intervalos válidos será la correspondiente a 5 días (720 intervalos).

Para los distintos indicadores, cada registro semanal se caracterizará por medio de su Percentil 95 % (P95,j); esto es, el valor superado por el 5 % de los períodos de 10 minutos que conforman dicha medición.

Para armónicas y flicker, cuando se trate de mediciones trifásicas, deberá considerarse el peor desvío de las tres fases.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Artículo 43 bis. Simultáneamente a la medición de los parámetros de perturbaciones en la tensión, se deberá medir la corriente de carga en el punto de registro (valor eficaz, componentes armónicas por lo menos hasta el orden 25, y Tasa de Distorsión Total / Total Harmonic Distortion (TDT / THD)), las potencias activa y reactiva. Adicionalmente, deberá medirse o calcularse el desbalance en la corriente.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Artículo 43 ter. Los equipos a utilizar por el Distribuidor para efectuar las mediciones requeridas deberán ser Clase A conforme a la Norma IEC 61000-4-30.

Solamente se admitirá el uso de equipos Clase S conforme a la Norma IEC 61000-4-30 para aquellas mediciones cuyo Percentil 95 % (P95,j) sea inferior al 80% (ochenta por ciento) del Nivel de Referencia para todos de los parámetros medidos.

Excepcionalmente, entre el 1° de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, el Distribuidor podrá utilizar equipos Clase S para todas las mediciones requeridas en dicho período.

Para cada tipo de equipo (de acuerdo a marca, modelo, incluyendo accesorios) el Distribuidor deberá disponer de un archivo auditable de sus características y ensayos de tipo.

La selección de equipos será realizada por el Distribuidor, debiendo presentar al Regulador la información técnica correspondiente para su eventual validación.

Los equipos deberán ser calibrados en la puesta en servicio y cada 5 años, a menos que el fabricante especifique un plazo menor. En este último caso se respetará el plazo establecido por el fabricante.

Cada tarea de calibración deberá ser comunicada al Regulador con 15 días de anticipación, para su eventual auditoría.

El Regulador podrá solicitar calibraciones de equipos individuales, o de lotes, cuando mediaran dudas sobre los resultados de las mediciones.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Artículo 43 quater. En todas las instancias, el Regulador podrá realizar las auditorías que considere pertinentes.

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

TÍTULO II NIVELES DE TENSIÓN

Artículo 44. Los valores de las tensiones nominales de suministro son los siguientes:

- a) Subtransmisión: 31,5 kV y 63 kV
- b) Distribución MT: 22 kV, 15 kV y 6,4 kV
- c) Distribución BT: 230 V, 400 V

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 Y Artículo 43° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO I INDICADORES

Artículo 45. 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).

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 44º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO II METAS

Artículo 46. 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 la Tabla 2:

Tabla 2 Niveles de tensión: desviaciones admitidas

Nivel de Tensión	ADT	Rango admitido de desviación ΔV (%)	Factor de peso por rango de desviación	
			Rango	Ap
Subtrasmisión 63 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
Subtrasmisión 31,5 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 6,4 kV 15 kV 22 kV	ADT 1 ADT 2 ADT 3	$-5 \leq \Delta V \leq +5$	$\Delta V < -18$	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
	ADT 4 ADT 5	$-7 \leq \Delta V \leq +7$	$\Delta V > 18$	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	ADT 1 ADT 2 ADT 3	$-10 \leq \Delta V \leq +6$	$12 < \Delta V \leq 18$	5
			$\Delta V > 18$	15
			$\Delta V < -18$	15
			$-18 \leq \Delta V < -10$	5
			$6 \leq \Delta V < 12$	1
	ADT 4 ADT 5	$-12 \leq \Delta V \leq +6$	$12 < \Delta V \leq 18$	5
			$6 < \Delta V \leq 12$	1
			$12 < \Delta V \leq 18$	5
			$\Delta V > 18$	15

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009, Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/07/2004, publicada D.O. 12/08/2004 y Artículo 45° Resolución URSEA N° 29 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO III COMPENSACIONES A LOS USUARIOS

Artículo 47. 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:

$$\$CVT_i = \frac{(T_{mc}(\%)_i - 3)}{100} \times FMP_i \times A_p$$

donde:

$\$CVT_i$ es el monto en \$ de la compensación correspondiente al Consumidor i.

$T_{mc}(\%)_i$ 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 la Tabla 2.

La fórmula anterior se aplica directamente para el caso en que la desviación ocurra dentro de un único rango de los establecidos en la Tabla 2. Si la referida desviación ocurre en más de un rango, la fórmula se aplica tomando como A_p el promedio ponderado de los A_p^j de cada rango. La ponderación se hará con los porcentajes del tiempo del Período de Medición con mediciones de mala calidad correspondientes a cada rango, dividido por el porcentaje de tiempo total con mediciones de mala calidad.

Es decir:

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

$$A_p = \frac{\sum_j Tmc_i^j \times A_p^j}{\sum_j Tmc_i^j}$$

donde:

A_p^j es el factor de peso para cada rango j

Tmc_i^j es el porcentaje del tiempo del Período de Medición con mala calidad correspondiente al rango j y al Consumidor i.

Se observa que:

$$Tmc_i = \sum_j Tmc_i^j$$

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y

Artículo 46º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 48. 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.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 47° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO IV- CRITERIOS PARA LA MEDIDA Y ALMACENAMIENTO DE LOS DATOS SOBRE NIVELES DE TENSIÓN

Artículo 49. El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 0.75% (cero punto setenta y cinco por ciento) de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0.15% (cero punto quince por ciento) de los centros de transformación MT/BT rurales, durante el primer año a partir del 1° de julio de 2009.

A partir del 1° de julio de 2010, el Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en las barras de salida de por lo menos el 0.5% (cero punto cinco por ciento) de los centros de transformación MT/BT urbanos y por lo menos el 0.1% (cero punto uno por ciento) de los centros de transformación MT/BT rurales.

El Distribuidor deberá efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión en por lo menos 1 (un) usuario por cada 30.000 (treinta mil) puntos de entrega durante el primer año a partir del 1° de julio de 2009 y por lo menos en un usuario por cada 15.000 (quince mil) puntos de entrega a partir del 1° de julio de 2010.

La ubicación de los puntos de medición variará 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.

El Distribuidor registrará, además, el nivel de tensión en hasta 50 (cincuenta) puntos de la red seleccionados por el Regulador.

Todos los registros se realizarán durante un período no inferior a 7 (siete) días corridos (Período de Medición).

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 50° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 50. 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.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 51° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO I- PAGO DE COMPENSACIONES

Artículo 51. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los usuarios afectados, siéndoles aplicables las disposiciones pertinentes contenidas en los Artículos 19 y 35 Bis. Las mismas se aplicarán hasta tanto se compruebe la corrección de la situación de infracción

Fuente: Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Numeral 1° Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O. 13/06/2018, Artículo 1° Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 19/1/2012 y Artículo 48° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 52. 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 en el caso de nivel de tensión y 180 días en las perturbaciones. Para este último plazo de 180 días y 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. El incumplimiento del plazo establecido dará lugar a la aplicación de sanciones en el marco de competencia del Regulador.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 49° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

CAPÍTULO II ENVÍO DE INFORMACIÓN

Artículo 53 La información mensual correspondiente será remitida al Regulador dentro 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 III de los Títulos I y II anteriores.

La información semestral correspondiente al resumen de las compensaciones se incluirá en la Tabla 40 del ANEXO VI, la que será requerida en los plazos indicados en el Art. 35.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedentes: Artículo 1° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017, Artículo 1° Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012, Artículo 1° Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Artículo 52° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 54. 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 calidad de producto y para cubrir las fallas de los medidores en servicio.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 53° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 54° Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Antecedente: Artículo 55º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

SECCIÓN IV CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

TÍTULO 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 en la conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, facturación estimada, plazos de cortes y reconexiones, errores de facturación y respuestas ante reclamaciones.

Fuente: Artículo 56º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

- i. Identificación del Consumidor
- ii. Identificación de la tarifa aplicable
- iii. Potencia autorizada
- iv. Consumo mensual de energía
- v. Discriminación de las componentes de costos que inciden en la factura, de acuerdo con la normativa específica que oportunamente emitirá el Regulador.
- vi. Información relativa a calidad de servicio técnico, según lo estipulado en el Título VI de la SECCIÓN II del presente Reglamento.
- vii. 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.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 57º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 58º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 59º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 60º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 61º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

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.

Fuente: Artículo 62º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 63º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 64. Hasta el último día hábil de cada mes 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, y de declarar casos que se encuadren bajo la figura de eximente de responsabilidad de Fuerza Mayor, la documentación probatoria de dichos casos deberá estar disponible para su consulta y estudio por el Regulador, quien podrá requerirla para su análisis.

Fuente: Numeral 1 Resolución URSEA N° 241/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 153/010 de 14/7/2010, publicada D.O. 26/7/2010. Artículo 64º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 65. Vencido el Período de control semestral, el Distribuidor excluirá del cálculo de los indicadores la totalidad de los casos por él calificados como Caso de Fuerza Mayor y realizará el cálculo de las compensaciones a los usuarios que correspondieren, en los términos establecidos en esta Sección.

En un plazo de 25 (veinticinco) días hábiles de publicada la tabla 6 del Anexo I correspondiente al último mes del Período de control, el Distribuidor presentará al Regulador los resultados de los cálculos efectuados y la información que se detalla en las tablas de periodicidad semestral del ANEXO V y en la Tabla 40 del ANEXO VI del presente Reglamento.

El Regulador analizará los casos de Fuerza Mayor declarados, realizando los controles que estime pertinentes. Para esto, podrá solicitar al Distribuidor la presentación de la documentación probatoria que corresponda, la que deberá ser remitida dentro de los 10 (diez) días hábiles de efectuado el requerimiento.

Concluido su análisis, y si hubiere casos que no califiquen como tal, el Regulador emitirá un pronunciamiento en el que instruirá al Distribuidor para que en un plazo de 25 (veinticinco) días hábiles de notificado elabore y presente al Regulador los resultados del ajuste del cálculo de compensaciones efectuado y la información que se detalla en la Tabla 40 del ANEXO VI del presente Reglamento, publique dicha Tabla, y oportunamente, en el plazo previsto en el artículo 19, pague las diferencias de compensaciones.

La detección de casos declarados como Fuerza Mayor que no cumplan con los criterios aprobados por el Regulador constituirá una infracción pasible de sanción. La aplicación de dicha sanción atenderá los criterios previstos en los Artículos 91 y 92.

De no presentarse Casos de Fuerza Mayor, toda la información con periodicidad semestral detallada en el ANEXO V, excepto la información correspondiente a los indicadores globales de desvío, debe ser remitida al Regulador dentro del mes siguiente a la finalización del semestre sujeto a control.

La información correspondiente a los indicadores globales de desvío, detallada en el ANEXO V, deberá ser remitida al Regulador como máximo en un plazo de 10 (diez) días hábiles a contar a partir de la finalización del mes siguiente del semestre de control.

El contralor final de los cálculos realizados por el Distribuidor será realizado por el Regulador conforme lo establecido en el artículo 35 Bis, tramitándose las actuaciones reguladas en la Sección VI de este Reglamento. Los eventuales pagos de diferencias derivadas de dicho contralor se atenderán también a lo establecido en el referido artículo.

Fuente: Numeral 1º Resolución N° 187/2018 de 5/05/2018, publicada D.O 13/06/2018.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017, Numeral 1 Resolución URSEA N° 241/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013 y Artículo 1º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012. Artículo 65º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 66. Las compensaciones se implementarán como descuentos en la facturación de los usuarios afectados, de acuerdo con lo especificado en el Artículo 19.

En la contabilización de los plazos previstos en esta Sección se excluirán del cómputo los tiempos atribuibles a fuerza mayor.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 66º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO II CONEXIÓN 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.

Fuente: Artículo 67º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 68º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 69º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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 3.

Tabla 3 Plazos para trámite y conexión

Nivel de tensión		Potencia solicitada		Plazo en días hábiles		
				hasta 31/12/2009	desde 1/1/2010	
TRÁMITE	Baja tensión	P ≤ 8,8 kW		6	6	
		8,8 kW < P ≤ 50 kW		10	10	
		P > 50kW sin centro de transformación		15	15	
		P > 50kW con centro de transformación		25	20	
	Media tensión		30	30		
	Subtrasmisión		75	60		
CONEXIÓN	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 SE	P ≤ 50kW		20	20
			P > 50 kW		30	30
		Con SE		50	40	
	Media tensión		70	60		

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 6º Resolución URSEA N° 88/005 de 28/12/2005, publicada D.O. 23/11/2006. Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada en D.O 12/8/2004. Artículo 70º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 71º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 72º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

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

donde,

- \$Cc** es el monto de la compensación a abonar al Consumidor en \$.
- CCo** es el monto de la tasa de conexión, definida en el artículo 68 del Decreto Nº 277/002, de 28 de junio de 2002, en redacción dada por el Decreto Nº 366/2007, de 1º de octubre de 2007, 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:

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

donde

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

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA Nº 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA Nº 22/004 de 29/7/2004, publicada D.O. 12/08/2004. Artículo 73º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO III FACTURACIÓN 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.

Fuente: Artículo 74º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Fuente: Artículo 75º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 76º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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 regirán por lo dispuesto en el Reglamento de Distribución.

Fuente: Artículo 77º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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:

$$ICE_b = \left(2 \times \frac{Nce_b}{Nfe_b} - 1 \right) \times 100 \text{ para consumidores con medida bimestral}$$

$$ICE_m = \left(\frac{Nce_m}{Nfe_m} \right) \times 100 \text{ para consumidores con medida mensual}$$

donde,

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

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

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

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

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución URSEA N° 22/004 de 29/7/2004, publicada en D.O 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 78º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 79. Cuando el indicador ICE 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.

Fuente: Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos" Resolución de URSEA N° 22 de 29/7/2004, publicada D.O 12/8/2004.

Antecedentes: Artículo 79º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 80º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 81º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 82º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 83. Una vez efectuado el pago, el Distribuidor deberá proceder a la reconexión al día siguiente de la realización del mismo. Cuando el pago no se haya realizado en forma on-line, la reconexión deberá realizarse, a más tardar, al día siguiente de los dos (2) días hábiles posteriores a la realización del mismo. Cuando el día previsto para la reconexión establecido en el inciso anterior, fuera coincidente con un feriado nacional o domingo, el mismo no se computará en el plazo.

En las nuevas contrataciones con terceros de la actividad de cobro de sumas relacionadas con la reconexión de servicios, el Distribuidor ajustará razonablemente el plazo para la recepción de la información sobre las fechas de pago respectivas, según las pautas que coordine con el Regulador a los efectos de la adecuación del plazo de reconexión aludido.

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.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA Nº 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017 y Artículo 1º Resolución URSEA Nº 61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Artículo 5º Resolución URSEA Nº 88/005 de 28/12/2005, publicada D.O. 23/11/2006. Artículo 83º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 84º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 85º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

TÍTULO V ERRORES DE FACTURACIÓN

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

Fuente: Artículo 86º Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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%.

Fuente: Artículo 87º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 88º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 89º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

SECCIÓN V INCUMPLIMIENTOS EN ENTREGA DE INFORMACIÓN

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.

Fuente: Artículo 90º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 91º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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.

Fuente: Artículo 92º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

SECCIÓN 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 N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991.

Fuente: Artículo 93º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 94. Cuando corresponda, la o las resoluciones sancionatorias dispondrán la aplicación formal de multa contra el Distribuidor y el consiguiente mandato de cumplimiento de la misma, mediante otorgamiento de compensaciones a los Usuarios de Distribución, precisando los ajustes que correspondan a las compensaciones provisorias conferidas según lo previsto en el artículo 19."

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O. 9/1/2012.

Antecedentes: Artículo 94º Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Artículo 95. Los procedimientos para la realización de campañas de medición de tensión en el marco del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica se rigen por lo dispuesto en el Anexo VII de este Reglamento.

La entrega de Información de Casos de Fuerza Mayor en el Marco del Reglamento de Calidad de Distribución de Energía Eléctrica se rige por lo dispuesto en el Anexo VIII de este Reglamento.

La aplicación del Reglamento de Calidad de Distribución de Energía Eléctrica e Interpretación de “Costo de Conexión” se rigen por lo dispuesto en el Anexo IX de este Reglamento.

Fuente: Artículo nuevo.

Artículo 96. Prorrogase hasta el 1º de enero de 2014 la entrada en vigencia del régimen sancionatorio previsto en los artículos del RCSDEE modificados por la Resolución N° 241/012, de 20 de diciembre de 2012.

Fuente: Artículo nuevo que recoge lo dispuesto en el numeral 1) de la Resolución N° 119/013 de 21/9/2013.

Artículo 97. Apruébanse los criterios para la aplicación de sanciones ante omisión de mediciones indicadas por la URSEA en cumplimiento con lo establecido en el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCSDEE) aprobado por Resolución de la URSEA N° 29/2003, con sus posteriores modificaciones, los que obran siguientemente:

- Para medidas que UTE debe realizar como resultado de los sorteos aleatorios de puntos a medir: 2.000 UI por cada registro no realizado.
- Para las medidas específicas solicitadas por la Unidad (50 puntos de la red mensuales adicionales):

Zona	Departamentos	Gerencia	Monto sanción por cada registro no realizado (UI)
1	Montevideo, Canelones, San José y Florida	Montevideo y Centro	12.500
2	Maldonado, Lavalleja, Rocha, Treinta y Tres, Durazno, Flores, Soriano, Colonia y Cerro Largo	Gerencias Este y Oeste	19.700
3	Artigas, Salto, Paysandú, Río Negro, Tacuarembó y Rivera	Norte	29.600

Fuente: Artículo 1º y Anexo de Resolución URSEA N° 204/014 de 29/10/2014, no publicada D.O.

Artículo 98. Las sanciones aprobadas comenzarán a aplicarse a partir del 1º de julio de 2015. *Fuente:* Artículo 2º Resolución URSEA N° 204/014 de 29/10/2014, no publicada D.O.

Fuente: Resolución URSEA 204/014 de 29/10/2014, no publicada D.O.

ANEXO I FUERZA MAYOR

Mes:

CASOS DE FUERZA MAYOR

CASO N°

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:

.....

.....

Fuente: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 6 del Anexo I “Fuerza Mayor”:

- Instrúyase a UTE a que, en cada tabla que informe al Regulador, en el marco del RCSDEE, incluya cada título de los campos informados.

Fuente: Numeral 4° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Tabla 6

PERIODICIDAD MENSUAL

Campo	Descripción
Mes	Mes al que corresponde el caso.
Caso	N° correlativo de caso dentro del mes.
Id_ Incidencia	Identificación de la incidencia
Id_ Instalación Afectada	Código o identificador de la Instalación Afectada.
Instalación afectada	Instalaciones Afectadas.
Dist_ Instalación afectada	Distrito de las instalaciones afectadas
Consumidores afectados	Cantidad de consumidores afectados.
Loc_consumidores afectados 1	Localidad 1 a la que pertenecen los clientes afectados
Loc_consumidores afectados 2	Localidad 2 a la que pertenecen los clientes afectados
Loc_consumidores afectados 3	Localidad 3 a la que pertenecen los clientes afectados
Loc_consumidores afectados 4	Localidad 4 a la que pertenecen los clientes afectados
Loc_consumidores afectados 5	Localidad 5 a la que pertenecen los clientes afectados
Fecha i	Fecha de inicio de la incidencia.
Hora i	Hora de inicio de la incidencia.
Duración	Duración en minutos de la incidencia.
Causal	Código de causa de Fuerza Mayor (Tabla 7).
Detalle	Descripción del código.
Resultado-URSEA	Acreditado/No acreditado.
Expediente-URSEA	Número de expediente.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 4° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Campo	Descripción
Caso	N° correlativo de caso dentro del mes.
Causal	Código de causa de Fuerza Mayor según Tabla 7
Detalle	Descripción del código según Tabla 7.
Formulario	Aporta formulario de testimonio de personal.
Foto	Aporta fotografías certificadas.
Denuncia Policial	Aporta constancia de denuncia policial
Testigo	Aporta testimonio de testigo.
Acta	Aporta Acta notarial.
Prensa	Aporta recortes de prensa.
Pedido	Aporta solicitud de cliente.
Autoridad competente	Aporta solicitud autoridad competente.

Fuente: Artículo 4º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 7 Códigos de Causales

- 021 VIENTOS
- 022 INUNDACIONES
- 023 TEMPERATURA
- 024 DESCARGAS ATMOSFERICAS
- 025 INCENDIO BOSQUE
- 041 VANDALISMO
- 042 COMETAS
- 043 ACCIDENTES
- 044 ALAMBRES Y BOLEADORAS
- 045 CABLES
- 046 TRABAJOS VIA PUBLICA
- 047 PODA
- 048 INCENDIO
- 049 SOLICITADO POR EL CLIENTE
- 050 AUTORIDAD COMPETENTE
- 051 INUNDACIONES/FILTRACIONES
- 052 ROBO
- 053 IMPOSIBILIDAD DE ACCESO
- 070 GENERACIÓN
- 080 TRANSMISIÓN
- 090 OTROS

Fuente: Artículo 4º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

DECLARACIÓN TESTIMONIAL DE PERSONAL DEL DISTRIBUIDOR SOBRE CONTINGENCIAS EN EL SERVICIO TÉCNICO

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 ENERGÍA Y AGUA declaro bajo juramento que la información que antecede es verdadera.

En, a los días del mes de de

Firma representante:

C.I.:

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

.....
Firma y aclaración de superior jerárquico del declarante

Fuente: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

ANEXO II CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN

Tabla 8 Interrupciones (mensual) *

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (univoca para cada interrupción del servicio)
Sistema	ST-MT-BT
Origen	Externa –Interna (1)
Tipo	Intempestivo–Programado
Fecha_In	Fecha y Hora de inicio de la Unidad de Corte
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.)
Elem_dañado	Descripción del elemento de red dañado
Inst_Afectada	Instalación a la que pertenece el elemento origen de la apertura
Id_Inst. Afectada	Código o identificador de la Instalación Afectada
Alimentador	Instalación que alimenta a la Instalación Afectada
Id_Alimentador	Código o identificador del Alimentador
Caso FM	Número de caso declarado de fuerza mayor, de corresponder

NOTAS:

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

(1) Externas son aquellas en las que el causal de la incidencia no es Distribución.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.
Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 8SU Interrupciones SU (mensual)*

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (univoca para cada interrupción del servicio)
Fecha_In	Fecha y Hora de inicio de la Unidad de Corte
Elem_dañado	Descripción del elemento de red dañado
Inst_Afectada	NIS del suministro
Alimentador	N° de centro MT/BT, N° de transformador y N° de salida que alimenta al Consumidor en la configuración normal de la red.
Id_Alimentador	Código o identificador del alimentador de BT
Caso FM	Número de caso declarado de fuerza mayor, de corresponder

NOTAS:

(*) Corresponde sólo las incidencias a nivel de suministro que no figuran en la tabla 9, incluyendo aquellas para las que se invoca fuerza mayor.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 8A Lista de centro de transformación afectados por incidencia

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Instalación	Instalación Interrumpida: N° de Centro de transformación MT/BT Interrumpido
Id_SE	Código o identificador del Centro de Transformación MT/BT.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 9 Incidencias no computables

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Gerencia	Descripción de la gerencia que gestionó la interrupción – Centro de responsabilidad
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, interrupción con origen en la red de transmisión.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 10 Reposiciones a nivel de alimentador (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
Fecha_Rp	Fecha y Hora de la reposición.
Id_elem	Elemento maniobra para reposición.
Tipo_elem	Descripción del elemento de red origen de la reposición (interruptor, fusible, puente, caja, esquinera, etc.).
Inst_Cerrada	Instalación a la que pertenece el elemento cerrado para efectuar la reposición.
Id_Inst. Cerrada	Código o identificador de la Instalación a la que pertenece el elemento cerrado para efectuar la reposición
Alimentador	Instalación que alimenta a la instalación cerrada.
Id_Alimentador	Código o identificador de la instalación que alimenta a la instalación cerrada.
Consumidores afectados	Cantidad de consumidores afectados repuestos.

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

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 10SU Reposiciones a nivel de usuario (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
Fecha_Rp	Fecha y Hora de la reposición.
Alimentador	N° de centro MT/BT, N° de transformador y N° de salida que alimenta al Consumidor en la configuración normal de la red.
Id_Alimentador	Código o identificador del alimentador de BT.

(*)Corresponde solo las incidencias a nivel de suministro que no figuran en la tabla 9, incluyendo aquellas para las que se invoca fuerza mayor.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 11 Centros de transformación MT/BT afectados

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_ incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada reposición e interrupción).
SEMTBTrp	N° de centro MT/BT.
Id_SEMTBTrp	Código o identificador del Centro de transformación.
KVA_Rp	Potencia instalada del centro MT/BT repuesto.
Cons_AT/MT	Cantidad de Consumidores de BT repuestos por centro MT/BT para interrupciones que afecten al sistema en AT o MT.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 12 Consumidores en ST, MT y BT afectados

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Id_incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Id_Repos	Identificación de la reposición
Cons_ST	Cantidad de Consumidores en ST
Pot_cont ST	Potencia contratada en W
Cons_MT	Cantidad de Consumidores en MT
Pot_cont MT	Potencia contratada en W
Cons_BT	Cantidad de Consumidores en BT
Pot_cont BT	Potencia contratada en W

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009, Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos", Resolución de URSEA N° 22/004 de 29/07/2004, publicada D.O. 12/08/2004. Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Campo	Descripción
CÓD_ALIM	N° CÓDIGO DEL ALIMENTADOR DE MT.
ID_ALIMENTADOR	CÓDIGO O IDENTIFICADOR DEL ALIMENTADOR.
COD_LOCALIDAD	CÓDIGO DE LA LOCALIDAD A LA QUE PERTENECE EL ALIMENTADOR.
CÓDIGO ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO A LA CUAL PERTENECE LA ESTACIÓN.
ESTACIÓN	CÓDIGO O IDENTIFICACIÓN DE LA ESTACIÓN ST/MT A LA QUE PERTENECE EL ALIMENTADOR.
ID_TRAFO	CÓDIGO O IDENTIFICACIÓN DEL TRANSFORMADOR DEL QUE SE CONECTA EL ALIMENTADOR.
TRAFOS	CANTIDAD TOTAL DE TRANSFORMADORES MT/BT POR ALIMENTADOR PARA LA CONFIGURACIÓN NORMAL DE LA RED.
KVA_INST	TOTAL DE KVA INSTALADOS EN EL ALIMENTADOR COMO SUMA DE POTENCIAS NOMINALES DE LOS TRAFOS MT/BT PARA LA CONFIGURACIÓN NORMAL DE LA RED.
CANT_CONS	CANTIDAD TOTAL DE CONSUMIDORES MT POR ALIMENTADOR PARA LA CONFIGURACIÓN NORMAL DE LA RED.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Campo	Descripción
CÓD_SE	Nº CÓDIGO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN MT/BT.
ID_SE	CÓDIGO O IDENTIFICADOR DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
COD_LOCALIDAD	CÓDIGO DE LA LOCALIDAD A LA QUE PERTENECE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
CÓDIGO ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO A LA QUE PERTENECE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.
ALIM_MT	CÓDIGO O IDENTIFICACIÓN DEL ALIMENTADOR DEL TRANSFORMADOR.
kVA_INST	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR IDENTIFICADO CON TRES ÚLTIMOS CAMPOS.
SALID_BT	CANTIDAD DE SALIDAS DE BT DEL TRANSFORMADOR.
CANT_CONS	CANTIDAD TOTAL DE CONSUMIDORES DE BT ALIMENTADOS DEL TRANSFORMADOR, PARA LA CONFIGURACIÓN NORMAL DE LA RED.
POT_TOTAL	POTENCIA TOTAL CONTRATADA DE LOS USUARIOS DE BT.
Nº_TRAFO	NÚMERO DEL TRANSFORMADOR.
ID_TRAFO	CÓDIGO O IDENTIFICADOR DEL TRANSFORMADOR.
TIPO_TRAFO	MONOFÁSICO O TRIFÁSICO.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA Nº61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Campo	Descripción
CÓD_ALIM	Nº O CÓDIGO DE SALIDA DE BT.
ID_SALBT	CÓDIGO O IDENTIFICADOR DE LA SALIDA DE BT.
COD_LOCALIDAD	CÓDIGO DE LA LOCALIDAD A LA QUE PERTENECE LA SALIDA BT.
CÓDIGO ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO A LA QUE PERTENECE EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE LA CUAL SE ALIMENTA.
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 NORMAL DE LA RED.
POT_TOTAL	POTENCIA TOTAL CONTRATADA DE CONSUMIDORES BT POR SALIDA DE BT PARA LA CONFIGURACIÓN NORMAL DE LA RED.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA Nº61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 16 Reclamos de consumidores por falta de suministro

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Nº reclamo	Nº de reclamo asignado por el Distribuidor.
ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
Nombre	Nombre completo del Consumidor
Direc_Cons	Dirección del Consumidor.
Cod_Localidad	Código de la localidad del Consumidor.
Fecha_Re	Fecha y Hora de ingreso del reclamo.
Id_Inter	Identificación de la interrupción motivo del reclamo (unívoca para cada interrupción).

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA Nº 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5º Resolución URSEA Nº61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009, Anexo "Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos",

Tabla 17 Interrupciones por Consumidor

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
Id_Cons	N° de identificación única del Consumidor.- NIS
ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
Id_incidencia	Identificación de la incidencia
Id_Un_cor	Identificación de la Unidad de Corte (unívoca para cada interrupción del servicio)
Fecha_Inter	Fecha y hora de inicio de la interrupción
Id_Repos	Identificación de la reposición (unívoca para cada interrupción y reposición).
Fecha_Rp	Fecha y Hora de la reposición.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 18 Compensaciones por Consumidor

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
Id_Cons	Nº de identificación única del Consumidor.- NIS
Id_Cuenta	Identificador de la cuenta del consumidor.
Nombre	Nombre completo del Consumidor.
Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor.
Cód_post	Código Postal.
Cod_Localidad	Código de la Localidad a la que pertenece el suministro.
Tarifa	Tarifa.
Pot_cont	Potencia contratada.
Tens_ali	Tensión de alimentación al Consumidor
FMPi	Promedio de los distintos cargos mensuales (fijos y variables) abonados por el consumidor en las facturas de los últimos 6 meses valorizadas a la tarifa vigente (no incluye impuestos).
Fecha_FMPi	Fecha de cálculo de FMPi
Alimentador	Nº de centro MT/BT, Nº de transformador y Nº de salida que alimenta al Consumidor en la configuración normal de la red
Id_Alimentador	Código o identificador del alimentador de BT.
Fca	Indicador del Fca.
Tca	Indicador del Tca (minutos).
Fci	Indicador del Fci.
Tci	Indicador del Tci (minutos).
Dmax	Indicador del Dmax (minutos).
ComFca	Compensación por incumplimiento del Fca.
ComTca	Compensación por incumplimiento del Tca.
ComFci	Compensación por incumplimiento del Fci.
ComTci	Compensación por incumplimiento del Tci.
ComDmax	Compensación por incumplimiento del Dmax.
Comp_total	Compensación total a recibir por el Consumidor

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA Nº 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5º Resolución URSEA Nº61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA Nº 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 32 Indicadores por Agrupamiento (T3) (Mensual)

Campo	Descripción
ID_GERENCIA	Nº DE IDENTIFICACIÓN DE LA GERENCIA.
N_GERENCIA	NOMBRE COMPLETO DE LA GERENCIA.
ID_DISTRITO	Nº DE IDENTIFICACIÓN DEL DISTRITO.
N_DISTRITO	NOMBRE COMPLETO DEL DISTRITO.
AGRUPAMIENTO	CÓDIGO DEL AGRUPAMIENTO.
C_CLIENTES	CANTIDAD DE CLIENTES DEL AGRUPAMIENTO.
TCA	INDICADOR DEL TCA (MINUTOS).
FCA	INDICADOR DEL FCA.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 33 Indicadores por Agrupamiento (T3) (Semestral)

Campo	Descripción
ID_GERENCIA	Nº DE IDENTIFICACIÓN DE LA GERENCIA.
N_GERENCIA	NOMBRE COMPLETO DE LA GERENCIA.
ID_DISTRITO	Nº DE IDENTIFICACIÓN DEL DISTRITO.
N_DISTRITO	NOMBRE COMPLETO DEL DISTRITO.
AGRUPAMIENTO	CÓDIGO DEL AGRUPAMIENTO.
C_CLIENTES	CANTIDAD DE CLIENTES DEL AGRUPAMIENTO.
TCA	INDICADOR DEL TCA (MINUTOS).
FCA	INDICADOR DEL FCA.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 34 Estación MT/BT y salida BT que alimenta cada consumidor (Semestral)

Campo	Descripción
ID_CONS	N° DE IDENTIFICACIÓN ÚNICA DEL CONSUMIDOR.
ALIMENTADOR	N° DE CENTRO MT/BT, N° DE TRANSFORMADOR Y N° DE SALIDA QUE ALIMENTA AL
ID_ALIMENTADOR	CÓDIGO O IDENTIFICADOR DEL ALIMENTADOR DE BT.
CÓDIGO_ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO.
COD_LOCALIDAD	CÓDIGO DE LA LOCALIDAD A LA QUE PERTENECE EL SUMINISTRO
TENS_ALI	TENSIÓN DE ALIMENTACIÓN AL CONSUMIDOR.
EST.	ESTADO DEL CONTRATO.
TARIFA	TARIFA.
VÁLIDO	SI/NO.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 34 A Indicadores individuales

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
Id Cons	N° de identificación única del Consumidor. - NIS
Id_Cuenta	Identificador del consumidor.
Tci	Tiempo total de interrupción (minutos)
meta_Tci	meta de Tci (minutos)
Fci	Frecuencia de interrupción
meta_Fci	meta de Fci
Dmáx	Duración máxima de interrupción
meta_Dmáx	meta de Dmáx
Alimentador	N° de centro MT/BT, N° de transformador y N° de salida que alimenta al
Id Alimentador	Código o identificador del alimentador de BT.
Código_ADT	Código del Área de Distribución Tipo.
Cod_Localidad	Código de la Localidad a la que pertenece el suministro
Tens_ali	Tensión de alimentación al Consumidor.
Est.	Estado del contrato.
Tarifa	Tarifa.
Válido	SI/NO.

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Tabla 35 **Indicadores por Agrupamientos del tipo T4 – ST**

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
C_Clientes_A	Cantidad de Clientes del Agrupamiento T4A
Tca_A	Indicador del Tca (minutos) del agrupamiento T4A
Fca_A	Indicador del Fca del agrupamiento T4A
C_Clientes_B	Cantidad de Clientes del Agrupamiento T4B
Tca_B	Indicador del Tca (minutos) del agrupamiento T4B
Fca_B	Indicador del Fca del agrupamiento T4B

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 36 **Indicadores por Agrupamientos del tipo T4 - ST**

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
C_Clientes_A	Cantidad de Clientes del Agrupamiento T4A
Tca_A	Indicador del Tca (minutos) del agrupamiento T4A
Fca_A	Indicador del Fca del agrupamiento T4A
C_Clientes_B	Cantidad de Clientes del Agrupamiento T4B
Tca_B	Indicador del Tca (minutos) del agrupamiento T4B
Fca_B	Indicador del Fca del agrupamiento T4B

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 4° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009, Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución de URSEA N° 22/004 de 29/07/2004, publicada D.O. 12/08/2004. Anexo II, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

PERIODICIDAD: MENSUAL

Campo	Descripción
Agrupamiento	Código del agrupamiento.
C_Clientes	Cantidad de Clientes del Agrupamiento.
Tca	Indicador del Tca (minutos).
Fca	Indicador del Fca.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Tabla 39

Indicadores por Agrupamientos del tipo T3 - MT

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
Agrupamiento	Código del agrupamiento.
C_Clientes	Cantidad de Clientes del Agrupamiento.
Tca	Indicador del Tca (minutos).
Fca	Indicador del Fca.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

ANEXO III FORMULARIOS PARA INTERRUPCIONES DE CARÁCTER EXCEPCIONAL

Primer Formulario: INFORMACION PRELIMINAR

Remitido al Regulador en un plazo que no exceda la hora de producida la contingencia.

Fecha:

Hora:

INFORME A LA URSEA A LA HORA DE PRODUCIDA LA INCIDENCIA

EMPRESA:

CODIGO DE INCIDENCIA:

INSTALACIÓN ORIGEN:

FECHA Y HORA DE DETECCIÓN:

TOTAL DE CLIENTES AFECTADOS:

TOTAL DE POTENCIA INSTALADA AFECTADA:

ESTADO:

.....

.....

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Segundo Formulario: INFORMACION AMPLIADA

Remitido al Regulador al producirse la normalización completa de la contingencia.

Fecha:

Hora:

INFORME A LA URSEA AL CIERRE DE LA INCIDENCIA

EMPRESA:

CODIGO DE INCIDENCIA:

INSTALACIÓN ORIGEN:

FECHA Y HORA DE DETECCIÓN:

FECHA Y HORA DE CIERRE:

TOTAL DE CLIENTES AFECTADOS:

TOTAL DE POTENCIA INSTALADA AFECTADA:

ESTADO:

.....

.....

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tercer Formulario: INFORMACION DETALLADA

Remitido al Regulador en un plazo no mayor de 3 días hábiles de finalizada la emergencia.

Fecha:

Hora:

INFORME A LA URSEA AL CIERRE DE LA INCIDENCIA

EMPRESA:

CODIGO DE INCIDENCIA:

INSTALACIÓN ORIGEN:

FECHA Y HORA DE DETECCIÓN:

FECHA Y HORA DE CIERRE:

TOTAL DE CLIENTES AFECTADOS:

TOTAL DE POTENCIA INSTALADA AFECTADA:

ESTADO:

DESCRIPCIÓN DE LA INCIDENCIA:

.....

.....

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

ANEXO IV CALIDAD DE PRODUCTO TÉCNICO

Tabla 19P Compensaciones de Calidad del Producto Técnico – Perturbaciones (Mensual)

CAMPO	DESCRIPCIÓN
AÑO_MEDIDA	AÑO DE REALIZACIÓN DE LA MEDIDA.
MES_MEDIDA	MES DE REALIZACIÓN DE LA MEDIDA.
ID_MED	IDENTIFICACIÓN DE LA MEDIDA.
NIS	IDENTIFICACIÓN DEL CONSUMIDOR.
NOMBRE	NOMBRE COMPLETO DEL CONSUMIDOR.
DIRECCIÓN	DIRECCIÓN DEL CONSUMIDOR.
CÓDIGO	POSTAL CÓDIGO POSTAL DEL CONSUMIDOR.
LOCALIDAD	LOCALIDAD.
TARIFA	TIPO DE TARIFA.
POTENCIA CONTRATADA	POTENCIA CONTRATADA EN W.
TENSIÓN	TIPO DE TENSIÓN.
CÓDIGO ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO
FMPI	FACTURACIÓN MENSUAL PROMEDIO.
ALIMENTACIÓN	INSTALACIÓN DE ALIMENTACIÓN.
DESV_ARMÓNICAS	$\frac{P_{95,A} - NR_A}{NR_A}$
ARMO_IND-THD	ARMÓNICA INDIVIDUAL (O THD) CAUSAL DE LA COMPENSACIÓN.
DESV_FLICKER	$\frac{P_{95,F} - NR_F}{NR_F}$
DESV_DESBALANCE	$\frac{P_{95,D} - NR_D}{NR_D}$
COMP_INC	COMPENSACIÓN PRODUCIDA EN ESTE MES
COMP_TOTAL	COMPENSACIÓN TOTAL DEBIDO A LA MEDIDA ORIGINAL

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Tabla ResumenP Resumen de medidas de Calidad del Producto Técnico – Perturbaciones (Mensual)

CAMPO	DESCRIPCIÓN
ID_MED	IDENTIFICACIÓN DE LA MEDIDA
INSTALACIÓN	SUBESTACIÓN O USUARIO
FASES_INST	M: MONOFÁSICA – T: TRIFÁSICA
N_TRAFO	NÚMERO DE TRANSFORMADOR
COD_INTERFASE	CÓDIGO DE TRANSFORMADOR
COD_LOCALIDAD	LOCALIDAD VADE
CÓDIGO ADT	CÓDIGO DEL ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO
MEDIDAS A	CANTIDAD DE REGISTROS VÁLIDOS: ARMÓNICAS.
TIEMPO A-THD	PORCENTAJE DE TIEMPO POR DEBAJO DEL NIVEL DE REFERENCIA: THD
TIEMPO A-U _H	PORCENTAJE DE TIEMPO POR DEBAJO DEL NIVEL DE REFERENCIA: ARMÓNICAS INDIVIDUALES (UNA COLUMNA PARA CADA ORDEN H, CON H DE 2 A 25)
MEDIDAS F	CANTIDAD DE REGISTROS VÁLIDOS: FLICKER.
TIEMPO F	PORCENTAJE DE TIEMPO POR DEBAJO DEL NIVEL DE REFERENCIA: FLICKER
MEDIDAS D	CANTIDAD DE REGISTROS VÁLIDOS: DESBALANCES.
TIEMPO D	PORCENTAJE DE TIEMPO POR DEBAJO DEL NIVEL DE REFERENCIA: DESBALANCES
MUESTRA	TIPO DE MUESTRA DE LA MEDIDA:
	“O”: SUBESTACIÓN MUESTRA
	“A”: SUBESTACIÓN MUESTRA ANTIGUA
	“R”: SUBESTACIÓN REMEDIDA
	“N”: USUARIO DE LISTA DE NISES
	“C”: USUARIO DE MUESTRA
	“Y”: USUARIO REMEDIDA
	“X”: USUARIO DE MUESTRA ANTIGUA
MEDIDAS TOTALES	CANTIDAD DE REGISTROS

ARCHIVO	NOMBRE DEL ARCHIVO DE LA MEDIDA
SERIE	Nº DE SERIE DEL MEDIDOR UTILIZADO
CLASE	CLASE DEL MEDIDOR UTILIZADO CONFORME NORMA IEC 61000-4-30 (A/S)

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA Nº 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018.

Tabla 19T Compensaciones de Calidad del Producto Técnico (Mensual)

Campo	Descripción
Año_medida	Año de realización de la medida.
Mes_medida	Mes de realización de la medida.
Id_med	Identificación de la medida.
NIS	Identificación del consumidor.
Nombre	Nombre completo del consumidor.
Dirección	Dirección del consumidor.
Código postal	Código postal del consumidor.
Localidad	Localidad.
Tarifa	Tipo de tarifa.
Potencia contratada	Potencia contratada en W.
Tensión	Tipo de tensión.
Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
FMPi	Facturación mensual promedio.
Alimentación	Instalación de alimentación.
Desv_min	Límite inferior de banda de tensión (en % respecto a la nominal).
Desv_max	Límite superior de banda de tensión (en % respecto a la nominal).
Franja1	Banda de tensión.
Tiempo1	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100).
Franja2	Si la medida se divide en más de una banda, Banda de tensión. Sino, campo vacío.
Tiempo2	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100) o cero si el dato anterior es vacío.
(Franja3)	Si la medida se divide en más de 2 bandas, Banda de tensión. Sino, campo vacío.
Tiempo3	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100) o cero si el dato anterior es vacío o no existe.

(Franja4)	Si la medida se divide en más de 3 bandas, Banda de tensión. Sino, campo vacío.
Tiempo4	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100) o cero si el dato anterior es vacío o no existe.
(Franja5)	Si la medida se divide en más de 4 bandas, Banda de tensión. Sino, campo vacío.
Tiempo5	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100) o cero si el dato anterior es vacío o no existe.
(Franja6)	Si la medida se divide en más de 5 bandas, Banda de tensión. Sino, campo vacío.
Tiempo6	Porcentaje de tiempo dentro de la banda anterior (multiplicado por 100) o cero si el dato anterior es vacío o no existe.
Comp_inc	Compensación producida en este mes.
Comp_total	Compensación total debido a la medida original.

Fuente: Numeral 4° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018 y Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla Resumen T Resumen de medidas de Calidad del Producto Técnico
(Mensual)

Campo	Descripción
Id_med	Identificación de la medida
Instalación	Subestación o usuario
N_trafo	Número de Transformador
Cod_Interfase	Código de transformador
Cod_Localidad	Localidad VADE
Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
Medidas	Cantidad de registros válidos
Franja	Banda de Tensión
Tiempo	Porcentaje de tiempo dentro de la banda
Muestra	Tipo de muestra de la medida:
	“O” Subestación muestra
	“A” Subestación muestra antigua
	“R” Subestación remedida
	“N” Usuario de Lista de nises
	“C” Usuario de muestra
	“Y” Usuario remedida
“X” Usuario de muestra antigua	
Medidas totales	Cantidad de registros
Archivo	Nombre del archivo de la medida

Fuente: Fuente: Numeral 4° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018 y Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Numeral 4° Resolución URSEA N° 297/018 de 25/09/2018, publicada D.O. 1/10/2018, Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009, “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos” Resolución de URSEA N° 22/004 de 29/07/2004, publicada D.O 12/08/2004 y Anexo IV de la Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004

ANEXO V CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL

Para todas las tablas en las que aparezca el campo Localidad, son aquellas indicadas en la resolución 13/2004 del 13 de abril del 2004 de la URSEA.

V.1) CONEXIONES A NUEVOS CONSUMIDORES Y AUMENTOS DE POTENCIA

Tabla 20a TRÁMITES PARA NUEVOS CONSUMIDORES Y AUMENTOS DE POTENCIA (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_Caso_Origen	Identificador de la solicitud (Trámite)
5	ID_Caso Global	Identificador de la solicitud (Trámite Global)
6	Pot_Total_Global	Potencia Total solicitud Global
7	Nombre	Nombre completo del Consumidor
8	Direc Cons	Dirección completa del Consumidor
9	Cod_Localidad	Código de la Localidad del Consumidor
10	Desc_Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
11	Código ADT	Código de Area de Distribución Tipo
12	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
13	Pot_cont	Potencia Contratada o Solicitada
14	Cen Tran	Centro de Transformación (S/N)
15	Fech_inic_Tr	Fecha de Inicio del Trámite
16	Fech_ppto	Fecha de Notificación del Presupuesto
17	Plazo máx	Plazo máximo admitido (en días hábiles)
18	Desvío tra	Desvío plazo de Trámite (si corresponde)
19	Días Cons	Días asociados al Consumidor
20	Fdp	Facturación promedio diaria
21	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
22	Comp_total_UBT	Monto de la Compensación en UBT
23	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla

(*) En esta tabla se informan todos los trámites concluidos en el período

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 20b CONEXIONES A NUEVOS CONSUMIDORES Y AUMENTOS DE POTENCIA (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_Caso_Origen	Identificador de la solicitud (Conexión o Aumento de Potencia)
5	ID_Caso Global	Identificador de la solicitud (Trámite Global)
6	Pot_Total_Global	Potencia Total solicitud Global
7	ID_Caso Colectivo	Identificador de la solicitud (Trámite Colectivo)
8	Pot_Total_Colectivo	Potencia Total solicitud Colectiva
9	Nombre	Nombre completo del Consumidor
10	Direc Cons	Dirección completa del Consumidor
11	Cod_Localidad	Código de la Localidad del Consumidor
12	Desc_Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
13	Código ADT	Código de Area de Distribución Tipo
14	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
15	Pot cont	Potencia Contratada o solicitada
16	Mod red	Modificación necesaria en la Red (S/N)
17	Cen_Tran	Centro de Transformación (S/N)
18	Plazo máx	Plazo máximo admitido (en días hábiles)
19	Fech_pago	Fecha de Pago para Conexión
20	Fech_Con	Fecha de Conexión
21	Desvío_con	Diferencia plazo de Conexión
22	Días_Cons	Días asociados al Consumidor
23	Cco	Tasa de conexión, actualizado a fecha actualizado a fecha de compensación
24	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
25	Comp_total_UBT	Monto de la Compensación en UBT
26	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla
27	Tipo_Conex	A: Aumento de Carga, S: Servicio Nuevo

(*) En esta tabla se informan todas las conexiones realizadas en el período

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

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

Campo	Descripción
<i>Nti</i>	Número de trámites iniciados en el período
<i>Ntf</i>	Número de trámites finalizados en el período
<i>Ntfp</i>	Número de trámites fuera de plazo en el período
<i>Nci</i>	Número de conexiones iniciadas en el período
<i>Ncf</i>	Número de conexiones finalizadas en el período
<i>Ncfp</i>	Número de conexiones fuera de plazo en el período
Nivel de Tensión	Nivel de tensión del suministro (Baja Tensión; Media Tensión; Subtransmisión)
<i>Idpt</i>	Indicador de desvío de plazo de trámite
<i>Idpc</i>	Indicador de desvío de plazo de conexión

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

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

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

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

V.2) CORTES Y RECONEXIONES

Tabla 22a Cortes (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_PS	Identificador del Punto de Servicio
5	ID_AC	Identificador de la Actividad de Campo de Corte
6	Nombre	Nombre completo del Consumidor
7	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
8	Cód.Localidad	Código de Localidad del Consumidor
9	Desc.Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
10	Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
11	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
12	Pot_cont	Potencia Contratada del servicio
13	Fecha Aviso	Fecha de entrega del Aviso de Corte
14	Fecha corte	Fecha de corte
15	Fact_asoc	Factura más vieja asociada al corte
16	Monto_Seg	Monto asociado al segmento de factura asociado al corte
17	Plazo máx	Plazo máximo admitido
18	Desvío	Desvío del plazo máximo admitido
19	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
20	Comp_total_UBT	Monto de la Compensación en UBT
21	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla

(*) En esta tabla se informan todos los cortes realizados en el período.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 22b Reconexiones (*)

PERIODICIDAD: MENSUAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_PS	Identificador del Punto de Servicio
5	ID_AC	Identificador de la Actividad de Campo de Reconexión
6	Nombre	Nombre completo del Consumidor
7	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
8	Cód.Localidad	Código de Localidad del Consumidor
9	Desc.Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
10	Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
11	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
12	Pot_cont	Potencia Contratada del servicio
13	Fecha pago	Fecha de pago del Consumidor
14	Mod pago	Modalidad de Pago (on line u off line)
15	Fecha rec	Fecha de reconexión
16	Plazo máx	Plazo máximo admitido
17	Desvío	Desvío del plazo máximo admitido
18	Días_Cli	Días asociados al Cliente
19	FDPi	Facturación Diaria Promedio Individual
20	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
21	Comp_total_UBT	Monto de la Compensación en UBT
22	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla

(*) En esta tabla se informan todas las reconexiones realizadas en el período

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

de reposición por ADT y Tarifa

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

Campo	Descripción
Distrito	Código del Distrito para el que se suministra la información
Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
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 del periodo realizadas fuera de plazo.
Icr	Indicador de desvío del plazo de reposición
Cfp	Número de cortes del período notificados fuera de plazo del período
Icc	Indicador de desvío del plazo de comunicación del corte

Los indicadores globales de desvío se calculan como se indica a continuación:

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

$$Icc = \frac{Cfp}{Ct} \times 100$$

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

V.3) ERRORES DE FACTURACION

Tabla 24 Errores de facturación

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_Caso_Origen	Identificador del Reclamo
5	ID_AS	Identificador de Acuerdo de Servicio
6	ID_Fact	Identificador de la Factura reclamada
7	Nombre	Nombre completo del Consumidor
8	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
9	Cód_Localidad	Código de Localidad del Consumidor
10	Desc_Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
11	Código ADT	Código del Área de Distribución Tipo
12	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
13	Pot_cont	Potencia Contratada del servicio
14	Causa_err	Causa del error
23	Monto error	Monto del error (diferencia entre factura original y la refacturación)
24	Respuesta	P: Procedente, N: No Procedente

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 25 Indicadores globales de desvío de errores de facturación

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

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
Mtd	Monto total de las devoluciones realizadas por errores de facturación en el período

El indicador global de desvío IFE, se calculan como se indica a continuación:

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

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

V.4) FACTURACIÓN CON BASE EN CONSUMOS ESTIMADOS

Tabla 26 FACTURACION CON BASE EN CONSUMOS ESTIMADOS

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_PS	Identificador del Punto de Servicio
5	ID Factura	Identificador de la Factura estimada
6	Id_Segmento	Identificador de segmento de factura estimada
7	Nombre	Nombre completo del Consumidor
8	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
9	Cód_Localidad	Código de Localidad a la que pertenece el Consumidor
10	Desc_Localidad	Descripción de Localidad a la que pertenece el Consumidor
11	Cód_ADT	Código de Area de Distribución Tipo
12	Tarifa	Tarifa correspondiente al servicio
13	Pot_cont	Potencia Contratada del servicio
14	Causa_est	Causa de la estimación
15	Fecha conc	Fecha de lectura
16	Fecha_entrega	Fecha de entrega de Nota por imposibilidad de obtención de lectura
17	Núm_Fac	Cantidad de facturas con consumos estimados en el período
18	Desvío	Cantidad de estimaciones penalizables hasta la fecha
19	Imp_Segmento	Importe asociado al segmento de factura estimado
20	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
21	Comp_total_UB	Monto de la Compensación en UBT
22	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 27 Lista de causas de estimación de lecturas

Suprimida: Numeral 3° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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

Campo	Descripción
Zona ADT	Código de distrito más código de Área de Distribución Tipo
<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>ICE_{b(m)}</i>	Indicador de desvío global bimestral o mensual
<i>Imne</i>	Indicador de desvío por medidor no encontrado
<i>Inam</i>	Indicador de desvío por no acceso a medidor
<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:

$$ICE_b = \left(2 \times \frac{Nce_b}{Nfe_b} - 1 \right) \times 100 \text{ para consumidores de medida bimestral}$$

$$ICE_m = \left(\frac{Nce_m}{Nfe_m} \right) \times 100 \text{ para consumidores de medida mensual}$$

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

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

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

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

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

V.5) RECLAMACIONES

Tabla 29 RECLAMACIONES (*)

PERIODICIDAD: SEMESTRAL		
SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
2	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
3	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
4	ID_Caso_Origen	Identificador del Reclamo
5	ID_AS	Identificador del Acuerdo de Servicio
6	Nombre	Nombre completo del Consumidor
7	Direc_Cons	Dirección completa del Consumidor
8	Cod_Localidad	Código de Localidad del Consumidor
9	Desc_Localidad	Descripción de la Localidad del Consumidor
10	Código_ADT	Código del Área de Distribución Tipo
11	Tarifa	Tarifa aplicable al Consumidor
12	Tipo recl	Tipo de Reclamo
13	Fecha recl	Fecha de alta del reclamo
14	Fecha_pres	Fecha de presentación de la documentación (para Daños Eléctricos)
15	Fecha resp	Fecha de respuesta
16	Tiempo resp	Tiempo de respuesta
17	Desvío	Desvío del plazo máximo admitido (15 días)
18	Fdpi	Facturación Diaria Promedio Individual
19	Fecha	Fecha comprometida para la Resolución del Problema
20	Comp_total	Monto de la compensación a pagar al Consumidor
21	Comp_total_UB	Monto de la compensación en UBT
22	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla

(*) Se informan todas las reclamaciones respondidas en el período, incluyendo aquellas informadas en la tabla 24

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

Tabla 30 Listas de causales de reclamaciones

Suprimida: Numeral 3° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedentes: Artículo 5° Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009 y Anexo I Fuerza Mayor, Resolución URSEA N° 29/003 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/1/2004.

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>Nrurf</i>	Número total de reclamaciones por irregularidad en la recepción de facturas
<i>N</i>	Número total de Consumidores
<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:

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

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

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

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

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

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

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

Notas: Se excluyen las reclamaciones por errores de facturación.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N°61/009 de 7/5/2009, publicada D.O. 15/6/2009.

Antecedentes: Anexo “Fe de Erratas del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y sus anexos”, Resolución de URSEA N° 22/004 de 29/07/2004, publicada D.O 12/08/2004. Anexo V de la Resolución URSEA N° 29 de 24/12/2003, publicada D.O. 19/01/2004.

ANEXO VI INFORMACIÓN PAGO DE COMPENSACIONES

Tabla 40 RESUMEN DE TODAS LAS COMPENSACIONES A PAGAR POR EL SEMESTRE

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
2	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
3	Tipo	Tipo de Compensación
4	Descripción	Descripción asociada al Tipo de Compensación
5	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
6	Fecha inicial	Fecha de inicio del hecho que desencadena la Compensación
7	Fecha_penal	Fecha de fin del hecho que genera la Compensación
8	Importe UBT	Monto de la Compensación en UBT a pagar al Consumidor
9	Importe_Pesos	Monto de la Compensación en pesos uruguayos a pagar
10	ADT	ADT asociado al Punto de Servicio afectado por la compensación
11	Cod_Localidad	Código de Localidad a la que pertenece el Consumidor
12	Meta	Meta asociada a la Compensación
13	Valor real	Valor real alcanzado relativo a la Meta
14	Cod_Tar	Tarifa asociada al servicio compensado
15	Pot_Cont	Potencia Contratada asociada al servicio compensado
16	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla
17	Gerencia	Descripción asociada a la gerencia asociada al servicio

Fuente: Numeral 2º Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Antecedente: Artículo 5º Resolución URSEA N° 450/011 de 28/12/2011, publicada D.O 09/01/2012.

Tabla 41 INFORME DE ESTADO DE SITUACIÓN DE PAGOS

PERIODICIDAD: SEMESTRAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
2	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
3	Importe_Pesos	Monto de la Compensación en pesos uruguayos paga / a pagar al Consumidor

4	Saldo	Saldo pendiente de pago
5	Estado	Estado Actual de cada penalización
6	Documento - Tipo	Tipo de documento: Cédula, RUT, BPS o Pasaporte del beneficiario de la Compensación
7	Documento - Número	Número de documento

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

Tabla 42 **RESUMEN DE TODAS LAS COMPENSACIONES A PAGAR POR EL SEMESTRE**
PERIODICIDAD: SEMESTRAL

SECUENCIAL	CAMPO	DESCRIPCIÓN
1	ID_Cuenta	Identificador de la cuenta del Consumidor
2	ID_Caso_URS	Identificador de la compensación URSEA
3	ID_REF	Identificador del reclamo/tramite/conexión/corte/reconexión/estimación
4	Tipo	Tipo de Compensación
5	Descripción	Descripción asociada al Tipo de Compensación
6	Oficina	Oficina Comercial asociada al servicio
7	Fecha_inicial	Fecha de inicio del hecho que desencadena la Compensación
8	Fecha_penal	Fecha de fin del hecho que desencadena la Compensación
9	Importe_UBT (*)	Monto de la diferencia de la compensación en UBT a pagar al Consumidor
10	Importe_Pesos (*)	Monto de la diferencia de la compensación en pesos uruguayos a pagar
11	ADT	ADT asociado al Punto de Servicio afectado por la compensación
12	Cod_Localidad	Código de Localidad a la que pertenece el Consumidor
13	Meta	Meta asociada a la Compensación
14	Valor_real	Valor real alcanzado relativo a la Meta
15	Cod_Tar	Tarifa asociada al servicio compensado
16	Pot_Cont	Potencia Contratada asociada al servicio compensado
17	UBT	Valor de UBT a la fecha de entrega de la tabla
18	ID_Caso_URS_ANTERIOR	Caso URSEA original, de corresponder
19	Importe_UBT_ANTERIOR	Importe informado en la Tabla 40, previo a la corrección
20	Gerencia	Descripción asociada a la gerencia asociada al servicio

(*) Estos importes corresponden a la diferencia de compensación, en relación a lo informado en la Tabla 40, generado por la corrección de un error detectado en el control semestral o a un caso nuevo que no estaba incluido en dicha Tabla.

Fuente: Numeral 2° Resolución URSEA N° 287/017 de 24/10/2017, publicada D.O. 31/10/2017.

ANEXO VII MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA REALIZACIÓN DE CAMPAÑAS DE MEDICIÓN DE TENSIÓN

Vigencia a partir del 1º de julio de 2014

Generalidades

El control de la Calidad del Producto Técnico se realizará de acuerdo a lo establecido en la Sección III, Calidad del Producto, del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCSDEE), aprobado por Resolución de la URSEA N° 29/003 de 24 de diciembre de 2003 y modificativas.

El presente Manual de Procedimientos establece los criterios correspondientes a la adquisición y procesamiento de información de los registros de niveles de tensión en distintos puntos de la red, a los efectos de cumplir lo especificado en los artículos 45, 47, 50, 51 y 52 del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009.

Alcance de la campaña de medición

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 50 del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009, se realizarán registros mensuales en la siguiente cantidad de puntos de la red:

- 0,5% de los centros de transformación MT/BT urbanos – Cant_SB_U
- 0,1% de los centros de transformación MT/BT rurales– Cant_SB_R
- 1 (un) usuario por cada 15.000 (quince mil) puntos de entrega – Cant_US
- 50 puntos seleccionados por la URSEA (máximo)_Cant_URSEA

El número total de registros que UTE deberá realizar en cada Semestre de Control será 6 veces las cantidades definidas por los porcentajes antes mencionados:

$$Cant_sorteo = 6 \times (Cant_SB_U + Cant_SB_R + Cant_US)$$

$$Cant_sem = Cant_sorteo + 6 \times Cant_URSEA$$

Con excepción de los puntos seleccionados por la URSEA, los restantes puntos a medir se determinarán mediante sorteo aleatorio. A continuación se describe el proceso de sorteo correspondiente:

A los efectos de definir los lugares donde se realizarán los controles de tensión, previo al inicio de cada semestre de control, se considera como universo para los transformadores MT/BT de UTE, los informados en la tabla 14 “Instalaciones MT/BT para la configuración normal de la red (mensual)”, correspondiente al último mes informado a la URSEA, y para los usuarios, los informados en la Tabla 34 “Estación MT/BT y salida BT que alimenta cada consumidor (semestral)”, correspondiente al último semestre informado a la URSEA.

Se eliminan del universo los puntos de registro correspondientes a las muestras realizadas en el semestre anterior, tanto para centros de transformación como para usuarios; y para los centros de transformación se eliminan aquellos que alimentan a un solo usuario, y aquellos en los que se detectó dificultad de acceso no solucionables a corto plazo y fueron registrados en acta de reunión de control del RCSDEE.

Se divide el universo de centros de transformación y de usuarios por Regional. Las regionales definidas por UTE son: Regional Norte, Centro, Oeste, Este y Montevideo.

Finalmente, el tamaño de la muestra sorteada por URSEA corresponderá al 115% de la cantidad de registros seleccionados por sorteo que UTE deberá realizar.

$$\text{Tamaño_muestra} = 1,15 \times \text{Cant_sorteo}$$

A continuación, se procede a realizar la selección aleatoria de puntos de registro de tensión para cada uno de los tipos de puntos a medir (centros de transformación urbanos, centros de transformación rurales y usuarios) y para cada una de las Regionales.

La muestra total para cada tipo de punto a medir será la unión de las muestras obtenidas para cada Regional.

UTE podrá seleccionar libremente de esa muestra los puntos en los que realizará los registros, debiendo cumplir únicamente con la cantidad de registros semestral mencionada anteriormente (Cant_sorteo).

Adicionalmente a las muestras sorteadas para cada semestre de control, los 50 puntos de entrega que podrá seleccionar mensualmente el Regulador, serán comunicados a UTE por parte de URSEA al menos 10 días antes de la finalización del mes. Estos puntos deberán ser incluidos en el cronograma de ejecución de registros del mes siguiente a la entrega de dicha lista.

La URSEA podrá estar presente al momento de la instalación o retiro de los registradores, pudiendo también verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento durante el período de medida, debiendo coordinar oportunamente el ingreso a las instalaciones de UTE.

Periódicamente UTE presentará un plan de verificación de la calibración para los registradores asignados a la campaña de medición, realizando si se requiere la calibración del equipo. Los resultados de las verificaciones y calibraciones estarán a disposición de URSEA.

Cada vez que se deba reparar o afectar los circuitos de medida del registrador, UTE deberá realizar una nueva calibración y presentar ante la URSEA los certificados correspondientes.

Los equipos registradores y su instalación deberán adecuarse a las normas referidas a seguridad eléctrica, tanto los que sean ubicados dentro de la propiedad de los usuarios, como en la vía pública. Asimismo, deberán contar con un sistema que asegure la inviolabilidad de los datos de programación y/o archivos de registro de la medición, y deberán estar plenamente identificados con sus respectivos números de serie, fecha y número de certificado de la última calibración o verificación de calibración.

UTE deberá guardar, durante el plazo de dos años, los archivos de descarga de los registros de las medidas de tensión realizadas, en el formato original correspondiente al equipo utilizado.

Procesamiento de los registros

A los fines del procesamiento de los registros correspondientes a las mediciones efectuadas, se deberán considerar los siguientes criterios:

El lapso mínimo de medición de la tensión en cada punto será de 7 días corridos (672 medidas) (Art. 50 del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009)

Para la realización de los cálculos se consideran sólo las medidas marcadas como válidas por los equipos de registro.

Tanto para el caso de mediciones como el de remediciones, la cantidad de medidas válidas deberá superar el equivalente a 5 días de registro (480 medidas). En caso de no llegarse a este número de medidas válidas, todo el registro de tensión se considerará inválido,

El cálculo del porcentaje del tiempo que los registros de tensión de una determinada instalación, se encuentran fuera de los rangos establecidos en la Tabla 2 del Artículo 45 del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009, se realizará como el cociente entre las medidas válidas fuera de estos rangos, respecto al total de medidas válidas en el período de registro.

En el caso de mediciones trifásicas, a los fines de la determinación de la penalización, se considerará como registro penalizable aquel en el cual cualquiera de las 3 tensiones monofásicas supere el límite admisible. Cuando más de uno de los valores monofásicos exceda dicho límite, se adoptará para el cálculo la tensión en la que se registre el máximo tiempo de apartamiento.

El cálculo de la compensación, a incluir en la Tabla 19, se realizará de acuerdo al artículo 46 del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009.

Para el caso de medidas en usuarios el criterio de compensación será el siguiente:

Si más del 3% de las medidas válidas están por debajo del rango de desviación admitida, se compensará a todos los usuarios aguas abajo.

Si más del 3% de las medidas válidas están por encima del rango de desviación admitida, se compensará a todos los usuarios aguas arriba, hasta la subestación que alimenta dichos usuarios.

Si más del 3% de las medidas válidas están fuera del rango de desviación admitida, pero no se dan ninguna de las condiciones indicadas en los puntos 1) y 2), se compensará únicamente al usuario medido.

Información a remitir por UTE

Cronograma

UTE suministrará, con una antelación mínima de 3 días hábiles con respecto al comienzo de cada mes, el cronograma mensual de instalación de equipos registradores de tensión, respetando la cantidad de registros en centros de transformación MT /BT y en usuarios estipulada para cada mes, precisando la fecha prevista de instalación y retiro de cada uno de los equipos.

Registros

UTE procesará la información de tensión registrada por los equipos portátiles y remitirá a la URSEA, de acuerdo a los plazos establecidos en el reglamento, la siguiente información:

Informe mensual de registros

Se informará mensualmente respecto de los registros realizados, mediante la entrega de la Tabla Resumen definida en el ANEXO IV del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009. Para elaborar dicha Tabla se considerará la descripción de franjas definida en el Anexo I. Para identificar la muestra a la que pertenece cada registro y si corresponde a una medida inicial o a una remeida, se define la siguiente codificación:

Nomenclatura	Descripción
"O"	Subestación muestra
"A"	Subestación muestra antigua
"R"	Subestación remeida
"N"	Usuario de Lista de nises
"C"	Usuario de muestra
"Y"	Usuario remeida
"X"	Usuario de muestra antigua

Registros de tensión

Se entregarán en formato txt los registros correspondientes a todas las mediciones y remediciones efectuadas (registros continuos con valores cada 15 minutos por el período de medición correspondiente, incluyendo medidas válidas y no válidas).

Compensaciones por usuario

Las compensaciones por usuario se informarán mediante la entrega de la Tabla 19, definida en el ANEXO IV del RCSDEE, en la redacción dada por la Resolución de la URSEA N° 61/2009.

Anexo I: Tabla I – Resumen rangos de tensión (%).

Subtransmisión (63kV)		
i	Descripción Franja i	Rango (%)
-3	ST-3	$\Delta V < -18$
-2	ST-2	$-18 \leq \Delta V < -12$
-1	ST-1	$-12 \leq \Delta V < -7$
0	ST0	$-7 \leq \Delta V \leq 7$
1	ST1	$7 < \Delta V \leq 12$
2	ST2	$12 < \Delta V \leq 18$
3	ST3	$\Delta V > 18$

Subtransmisión (31,5kV)		
i	Descripción Franja i	Rango (%)
-3	ST-3	$\Delta V < -18$
-2	ST-2	$-18 \leq \Delta V < -12$
-1	ST-1	$-12 \leq \Delta V < -5$
0	ST0	$-5 \leq \Delta V \leq 5$
1	ST1	$5 < \Delta V \leq 12$
2	ST2	$12 < \Delta V \leq 18$
3	ST3	$\Delta V > 18$

Media Tensión (6,4kV, 15kV, 22kV)				
i	Urbano		Rural	
	Descripción Franja i	Rango (%)	Descripción Franja i	Rango (%)
-3	MTU-3	$\Delta V < -18$	MTR-3	$\Delta V < -18$
-2	MTU-2	$-18 \leq \Delta V < -12$	MTR-2	$-18 \leq \Delta V < -12$
-1	MTU-1	$-12 \leq \Delta V < -5$	MTR-1	$-12 \leq \Delta V < -7$
0	MTU0	$-5 \leq \Delta V \leq 5$	MTR0	$-7 \leq \Delta V \leq 7$
1	MTU1	$5 < \Delta V \leq 12$	MTR1	$7 < \Delta V \leq 12$
2	MTU2	$12 < \Delta V \leq 18$	MTR2	$12 < \Delta V \leq 18$
3	MTU3	$\Delta V > 18$	MTR3	$\Delta V > 18$

Baja Tensión (230V, 400V)				
i	Urbano		Rural	
	Descripción Franja i	Rango (%)	Descripción Franja i	Rango (%)
-2	BTU-2	$\Delta V < -18$	BTR-2	$\Delta V < -18$
-1	BTU-1	$-18 \leq \Delta V < -10$	BTR-1	$-18 \leq \Delta V < -12$
0	BTU0	$-10 \leq \Delta V \leq 6$	BTR0	$-12 \leq \Delta V \leq 6$
1	BTU1	$6 < \Delta V \leq 12$	BTR1	$6 < \Delta V \leq 12$
2	BTU2	$12 < \Delta V \leq 18$	BTR2	$12 < \Delta V \leq 18$
3	BTU3	$\Delta V > 18$	BTR3	$\Delta V > 18$

Fuente: Anexo Resolución URSEA N° 93/2014 de 28/5/2014, no publicada en D.O.

Antecedentes: Resolución URSEA N° 192/012 de 24/10/2012. Artículos 1° Resolución URSEA N° 184/011 de 29/6/2011, publicada D.O. 6/7/2011. Artículo 1° Resolución URSEA N° 87/009 de 25/6/2009, no publicada D.O., declara vigente el manual del 1° de julio de 2009 al 30 de junio de 2011. Artículo 1° Resolución URSEA N° 169/008 de 30/12/2008, no publicada D.O, prorroga la vigencia del manual hasta el 30 de junio de 2009. Artículo 1° Resolución URSEA N° 6/007 de 8/2/2007, no publicada D.O., declara vigente el manual del 1° de enero de 2007 al 31 de diciembre de 2008. Artículo 1° Resolución URSEA N° 27/006 de 19/7/2006, publicada D.O. 9/10/2006, aprueba el manual.

ANEXO VIII INSTRUCTIVO PARA ENTREGA DE INFORMACIÓN DE CASOS DE FUERZA MAYOR EN EL MARCO DEL REGLAMENTO DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. Generalidades

La entrega de información al Regulador por parte del Distribuidor se realizará de acuerdo a lo establecido en la Sección II “Calidad del Servicio Técnico”, TITULO V “Información a remitir al Distribuidor”, del Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución, aprobado por la Resolución 29/003 de la URSEA (de aquí en adelante RCSDEE).

El presente Instructivo establece los requisitos mínimos que deben cumplirse para realizar la entrega de la información en soporte digital de los casos de fuerza mayor, a los efectos de permitir el mejor estudio y valoración por parte de la URSEA de la información de naturaleza probatoria, cuya presentación constituye una carga para el Distribuidor.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 182/009 de 19/11/2009, no publicada D.O.

2. Requisitos que debe cumplir el soporte digital e identificación del mismo

El soporte digital que se utilice para la entrega de la información deberá ser CD o DVD no regrabable o un medio equivalente acordado en el ámbito del equipo de trabajo de seguimiento del RCSDEE.

Cada soporte digital deberá estar correctamente identificado mediante una etiqueta, preferentemente fijada al soporte mismo, que incluya como mínimo la siguiente información:

- i. Numero de pieza/ cantidad de piezas totales
- ii. Tema: RCSDEE – FM
- iii. Mes de control
- iv. Número de casos que contiene
- v. Firma y Fecha de entrega

Previo a la recepción de los soportes digitales se verificará únicamente que sea posible su lectura y que contengan datos. En caso de no contener datos o de no ser posible la lectura del o los medios, no se hará efectiva la recepción de los mismos, debiéndose realizar nuevamente la entrega con la correspondiente modificación de la fecha.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 182/009 de 19/11/2009, no publicada D.O.

3. Constancia

La entrega de la información en soporte digital debe estar acompañada de una declaración realizada por un funcionario del Distribuidor, en la que se indique que los datos que arroja el soporte digital que se adjunta corresponden en su totalidad a los casos registrados bajo las distintas causales invocadas de fuerza mayor en el correspondiente mes de control.

A los efectos pertinentes, se adjunta a modo de ejemplo, el formulario que luce en el anexo I.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 182/009 de 19/11/2009, no publicada D.O.

4. Estructura jerárquica del medio digital

Será una estructura a dos niveles:

- i. En el primer nivel una carpeta identificada con año y mes con el siguiente formato:aaaamm, por ejemplo 200901
- ii. En el segundo nivel una carpeta por caso presentado, identificada con el número de caso con el siguiente formato: aaaammcccc, por ejemplo 2009010001.

iii. Documentos probatorios digitales dentro de las carpetas de nivel dos, incluyéndose en la carpeta de cada caso la totalidad del material probatorio correspondiente al mismo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 182/009 de 19/11/2009, no publicada D.O.

5. Requisitos que deben cumplir los documentos

Todos los documentos tendrán en lo posible el formato .pdf y solo en caso de que el cambio de formato implique pérdida de información necesaria para el análisis del caso (por ejemplo fotos digitales), se aceptarán otros formatos como ser .jpg o formato para planos como ser dwf.

En todos los casos de existir pruebas en formatos no contemplados en el párrafo anterior, deberán poder visualizarse o reproducirse en programas de uso libre.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 182/009 de 19/11/2009, no publicada D.O.

ANEXO IX APLICACIÓN DEL REGLAMENTO DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA E INTERPRETACIÓN DE “COSTO DE CONEXIÓN”

Artículo 1º. Requerir a la empresa UTE, respecto de los usuarios con una potencia que no supere 50 kW, que hubieren resultados afectados en los períodos de los años 2006, 2007 y 2008, que cuantifique los costos de conexión actualizados y determine las compensaciones, atendiendo a los montos de las tasas de conexión vigentes.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 123/009 de 14/8/2009, no publicada D.O.

Artículo 2º. Requerir a la empresa UTE, respecto de los usuarios con una potencia superior a 50 kW que hubieren resultado afectados en los mismos períodos, que calcule los costos de conexión, y las mismas compensaciones, conforme a presupuestos individuales según los valores unitarios de distribución, debiendo en los casos en que, por la falta de información oportuna, ello no fuera viable, proponer criterios para su consideración por la URSEA, que permitan cuantificar razonablemente de la forma más aproximada posible los costos de conexión incurridos, y en definitiva las compensaciones aplicables.

Fuente: Artículo 2º Resolución URSEA N° 123/009 de 14/8/2009, no publicada D.O.

Artículo 3º. Otorgar a la empresa un plazo de seis meses para el cálculo de las compensaciones referidas.

Fuente: Artículo 3º Resolución URSEA N° 123/009 de 14/8/2009, no publicada D.O.

ANEXO X INSTRUCTIVO SOBRE CRITERIOS PARA EL ANÁLISIS Y CALIFICACIÓN DE CIRCUNSTANCIAS DE FUERZA MAYOR EN EL REGLAMENTO DE CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RCSDEE)

1. **FUERZA MAYOR “DE PLENO DERECHO”** - De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 del RCSDEE, se considerará configurada “de pleno derecho” la fuerza mayor cuando la interrupción del suministro haya sido consecuencia de:
 - a) temperaturas superiores a 45°C o inferiores a -10°C (consideradas máxima y mínima diaria respectivamente (temperatura ambiental al abrigo meteorológico, cerca de la superficie de la tierra)
 - b) vientos de velocidad superior a 130 km/h
 - c) inundaciones de carácter excepcional.
2. **CODIGO DE CAUSALES** – A los efectos de dictaminar sobre los casos de exclusión por causal de fuerza mayor, se adoptará el siguiente código de causales (utilizado por el Distribuidor):
 21. vientos
 22. inundaciones (razones climáticas)
 23. temperatura
 24. descargas atmosféricas
 41. robo o vandalismo
 43. accidentes, alambres y boleadoras, cometas o cables
 46. trabajos vía pública o poda
 48. incendio
 49. solicitado por el usuario
 50. autoridad competente
 51. inundaciones/filtraciones (razones edilicias)
 53. imposibilidad de acceso
3. **PRUEBAS A PRESENTAR Y SU VALORACION** – El Distribuidor deberá proporcionar todas las pruebas conducentes al encuadramiento de la situación bajo la figura de fuerza mayor, las que serán valoradas racionalmente de acuerdo con las reglas de la sana crítica, y para inferir del hecho conocido el hecho a probar se aplicarán las reglas de la experiencia común extraídas de la observación de lo que normalmente acaece (artículos 70, inciso 2° del Decreto N°500/991 de 27 de setiembre de 1991 y artículos 140 y ss. CGP).
4. **ELEMENTOS PROBATORIOS MÍNIMOS A PRESENTAR:**

En todos los casos se presentará la “Declaración testimonial de personal del Distribuidor” sobre la contingencia en el servicio técnico.

A su vez se requerirá para todos los casos incluir las observaciones de la incidencia en el Sistema de Incidencias y Operación (SIO).

Fuente parcial: Artículo 3º Resolución URSEA N° 153/015 de 21/10/2015, no publicada D.O.

En particular, el Distribuidor deberá proporcionar, sin perjuicio de otros elementos que estime pertinentes, los siguientes según corresponda:

a) Para las causales 21. Vientos, 22. Inundaciones (razones climáticas), 23. Temperatura y 24. Descargas Atmosféricas:

- i. Cuando sea posible, información de la Dirección Nacional de Meteorología o de la Dirección Nacional de Bomberos, según corresponda, que acredite fehacientemente la ocurrencia de la causal invocada (por medio de informe, información obtenida de Internet, etc.). Los pronósticos o advertencia meteorológica no constituyen prueba suficiente.
- ii. Información proveniente de los distintos medios de prensa: posteriores al acaecimiento del hecho a probar, haciendo referencia expresa a la causal y a la localidad o departamento en el cual ocurrió la misma. Dicha información deberá acreditar la fecha del acaecimiento de la causal.
- iii. Para el caso específico de componentes de la red dañados por descargas atmosféricas, se requerirá demostrar que los mismos contaban con las protecciones reglamentarias según la normativa vigente, mediante la presentación de un informe técnico que al menos enumere y describa las características técnicas nominales de dichas protecciones (descargadores, sistema de aterramiento, etc.). Dicho informe deberá también detallar el grado de afectación del componente dañado y venir acompañado del correspondiente registro fotográfico que acredite el daño causado.
- iv. A efectos de acreditar fehacientemente la existencia de vientos capaces de causar daño, deberá:

Adjuntarse elementos complementarios de los relevados, o de las fuentes a que refieren estos, que prueben la ocurrencia de ráfagas con una velocidad igual o mayor a 80 km/h. En caso de que la información corresponda a UTE, obtenida directamente de sus registradores (o registros) de vientos, los mismos deberán ser presentados con un informe técnico que refiera a dichos valores, con los registros correspondientes a los archivos de los registradores.

En todo caso de vientos, se deberá declarar si existen registradores de UTE en la zona

Fuente Numeral iv.: Artículo 1º y 2º Resolución URSEA Nº 153/015 de 21/10/2015, no publicada D.O. Rige a partir del 1º de enero de 2016.

b) Para la causal 41. ROBO O VANDALISMO

- i. Copia de denuncia policial (con texto completo de la misma).

Para los robos de acometidas compartidas, y en caso que la acometida tenga la misma dirección que los suministros afectados, se pondrá en la denuncia la dirección de la acometida y se aclarará en el formulario que la acometida afectada tiene la dirección indicada en la denuncia, a que apartamentos alimenta, y a que casos afectan.

En el caso de que el tramo robado o afectado no coincida con la dirección de los suministros afectados, en la denuncia debe aparecer la dirección del tramo robado o afectado. En el formulario se establecerá lo mismo que en el caso anterior y se deberá agregar un informe técnico firmado que aclare como es la vinculación entre el tramo robado y la alimentación de los suministros afectados.

- ii. Para los robos o vandalismo de componentes dentro de instalaciones propiedad de UTE, se requerirá demostrar que dichas instalaciones contaban con la protección contra intrusos reglamentaria según la normativa vigente, mediante la presentación de un informe técnico que describa sus características (cercas, puerta con llave, detectores de intrusos, etc.)

c) Para las causales 43. ACCIDENTES, ALAMBRES Y BOLEADORAS, COMETAS o CABLES y 46. TRABAJOS EN VÍA PÚBLICA o PODA.

- i. Copia de la denuncia policial (con el texto completo de la misma).

ii. Registro fotográfico ilustrativo de la causal invocada.-

Para los casos en los cuales se afecten cables subterráneos, se requerirá al Distribuidor demostrar, mediante informe técnico, que los mismos contaban con las protecciones reglamentarias según la normativa vigente (profundidad del tendido, protección mecánica, señalización, etc.); en lo que respecta a la protección de las líneas aéreas, las mismas deberán contar también con la debida protección (alturas mínimas de tendidos, ubicación de las postaciones, etc.).

d) Para la causal 48. INCENDIO

- i. Informe de la Dirección Nacional de Bomberos.

e) Para la causal 49. SOLICITUD POR USUARIO

- i. Carta del usuario identificando el o los NIS correspondientes a los suministros para los que solicita el corte.
- ii. Información que relacione la instalación afectada con el NIS del usuario que solicita el corte.
- iii. De existir más de un usuario afectado por el corte, información del Distribuidor referente a todos los usuarios afectados con sus correspondientes NIS.

f) Para la causal 50. AUTORIDAD COMPETENTE

- i. Carta del organismo solicitando el corte.
- ii. Información que relacione la instalación afectada con la solicitud.

g) Para la causal 51. INUNDACIONES / FILTRACIONES (RAZONES EDILICIAS)

- i. Registro fotográfico que acredite la ocurrencia de la causal invocada.
- ii. Informe técnico que relacione el registro fotográfico presentado con la instalación afectada.

h) Para la causal 53. IMPOSIBILIDAD DE ACCESO

- i. Registro fotográfico que acredite la ocurrencia de la causal invocada.

NOTA 1: los registros fotográficos que se presenten deberán incluir la fecha y hora en que fueron capturados y acreditar fehacientemente la ocurrencia de la causal que se invoca.

NOTA 2: los informes técnicos que se presenten siempre deberán firmados, con aclaración de firma del técnico responsable.

Fuente: Resolución URSEA N° 241/012 de 20/12/2012, publicada D.O. 4/1/2013

ANEXO XI EXCEPCIONES TRANSITORIAS

Artículo 1°. Apruébense para UTE, las siguientes excepciones transitorias al RCSDEE:

- i. Al artículo 14, notificación de casos de fuerza mayor: el plazo de notificación se extiende a (seis) días hábiles, para una cantidad máxima de casos equivalente al 20% de los casos notificados en el semestre de control.
- ii. Al artículo 31, notificación de incidencias diarias: se amplía el plazo para suministrar la información sobre interrupciones ocurridas cada día a 15 (quince) días hábiles.
- iii. Al artículo 33, entrega de pruebas de casos de fuerza mayor referente a los casos del mes anterior: se otorga un plazo adicional al establecido en la reglamentación de 10 (diez) días hábiles para la entrega de dicha información.
- iv. Al artículo 36, entrega de información de estados de emergencia: se amplía el plazo de entrega del tercer informe del estado de emergencia (tercer formulario del Anexo 111 del RCSDEE) a 10 (diez) días hábiles.

Artículo 2°. Establézcase la obligación de UTE de notificar formalmente al Regulador el comienzo efectivo de la implantación del SIO. Las excepciones establecidas en el Artículo 1° serán válidas desde la referida notificación y por un período de 7 (siete) meses.

Vencido dicho plazo y salvo Resolución contraria de la URSEA, rigen todas las disposiciones del RCSDEE, sin excepción alguna.

Fuente: Resolución URSEA N° 60/012 de 28/3/2012, publicada D.O. 13/4/2012

Artículo 3°. Habilítense a UTE a generar en el sistema actual, durante el corte de operaciones - desde el 21 al 31 de marzo de 2013-, todas las compensaciones del primer semestre de control del 2013 que estén en condiciones de ser procesadas, generándose las restantes en el nuevo sistema, una vez finalizado el semestre. Se hace excepción de las correspondientes a la tabla 26 "consumos estimados" del RCSDEE, las que se generarán una vez finalizado el semestre.

Fuente: Numeral 1 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 4°. Para el trámite de conexión de un servicio nuevo o aumento de carga no se contabilizará el plazo correspondiente al corte de operaciones. Para la conexión, extiéndase el plazo establecido en el Artículo 70 y la Tabla 3 "Plazos para trámite y conexión" del RCSDEE, en 3 días hábiles adicionales, para aquellas conexiones o aumentos de carga que, de acuerdo a los plazos reglamentarios máximos, deberían ser realizadas durante el referido corte de operaciones.

Fuente: Numeral 2 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 5°. Para aquellas reconexiones que, de acuerdo a los plazos reglamentarios máximos, deberían ser realizadas durante el corte de operaciones, extiéndase el plazo establecido en el Artículo 83 del RCSDEE, en 2 días hábiles adicionales. Cuando el pago sea realizado en locales no pertenecientes al Distribuidor, extiéndase el plazo para la reconexión en 3 días hábiles adicionales.

Fuente: Numeral 3 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 6. Para la determinación y cálculo de las compensaciones por incumplimiento del plazo para la respuesta a reclamos, establecido en el Artículo 62 del RCSDEE, no se contabilizarán los días hábiles correspondientes al corte de operaciones referido.

Fuente: Numeral 4 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 7. Para el período de control correspondiente al primer semestre de 2013, la información definida en los Anexos V y VI del RCSDEE, podrá ser entregada hasta el 12 de mayo de 2014.

Fuente: Numeral 5 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013 y Numeral 1) Resolución URSEA N° 46/014 de 26/3/2014, publicada D.O. 2/4/2014

Artículo 8. El cálculo de la Facturación Mensual Promedio (FMPI) y Facturación Diaria Promedio (fdpi), podrá realizarse en base a los consumos disponibles en el nuevo sistema, hasta disponer de los consumos correspondientes a los últimos 6 meses.

Fuente: Numeral 6 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 9. Establécese como plazo máximo para la entrega del resumen de compensaciones correspondientes al 2011, el 30 de abril de 2013 respecto de las del primer semestre y el 31 de mayo del 2013 de aquellas referidas al segundo semestre.

Fuente: Numeral 7 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 10. A partir del 31 de mayo de 2013 se realizará una instancia formal de evaluación del impacto de la implantación del nuevo sistema comercial – RENOVA – en la aplicación del RCSDEE, con la participación de los técnicos que UTE designe.

Fuente: Numeral 8 Resolución URSEA N° 29/013 de 20/3/2013, publicada D.O. 2/5/2013

Artículo 11. El plazo de 20 días hábiles de que dispone el Distribuidor para elaborar y presentar al Regulador el resultado de los cálculos efectuados y la información correspondiente, establecido en el artículo 35 del RCSDEE, según la redacción dada por la Resolución N° 241/012 de 20 de diciembre de 2012, será por única vez y sin que implique precedente, de 40 días hábiles para los períodos de control comprendidos entre el 1° de julio de 2012 y el 31 de diciembre de 2013.

Fuente: Resolución URSEA N° 165/013 de 16/10/2013, publicada D.O. 4/11/2013.

Artículo 12. Para el período de control correspondiente al segundo semestre de 2013, la información definida en los Anexos V y VI del RCSDEE, podrá ser entregada hasta el 12 de mayo de 2014. Sin perjuicio de lo anterior, la URSEA mantiene la potestad de requerirle a UTE información para resolver casos puntuales.

Fuente: Numeral 1) Resolución URSEA N° 168/013 de 16/10/2013, publicada D.O. 4/11/2013 y Numeral 1) Resolución URSEA N° 46/014 de 26/3/2014, publicada D.O. 2/4/2014

Artículo 13. Se requiere a UTE que informe la correlación de claves entre el sistema actual (N° de cuenta, acuerdo de servicio) y el anterior (NIS), entregando la información al Regulador en una tabla en formato digital.

Fuente: Numeral 2) Resolución URSEA N° 168/013 de 16/10/2013, publicada D.O. 4/11/2013.

Artículo 14. Requerir a UTE la remisión antes del 1° de abril de 2014 de las tablas del Anexo V del RCSDEE 24 y 29, correspondientes al período enero a marzo de 2013.

Fuente: Numeral 2) Resolución URSEA N° 46/014 de 26/3/2014, publicada D.O. 2/4/2014

Artículo 15. Prorrogar hasta el 31 de mayo de 2014 la fecha límite de presentación de las tablas mensuales correspondientes al período enero a marzo de 2014.-

Fuente: Numeral 3) Resolución URSEA N° 46/014 de 26/3/2014, publicada D.O. 2/4/2014

LIBRO II

INDICADORES DE DENSIDAD, A EFECTOS DE LA ZONIFICACIÓN DEL PAÍS EN ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN TIPO, REQUERIDA PARA EL ESTUDIO DE DETERMINACIÓN DE VALORES AGREGADOS DE DISTRIBUCIÓN ESTÁNDAR (VADE)

Artículo 1º. Defínese los siguientes indicadores de densidad, a efectos de la zonificación del país en áreas de distribución tipo, requerida para estudio de determinación de Valores Agregados de Distribución Estándar (VADE).

$$I_1 = \frac{\text{Potencia máxima de la localidad (kW)}}{\text{longitud de la red MT (km)}}$$

$$I_2 = \frac{\text{Cantidad total de clientes MT + BT (clientes)}}{\text{longitud de la red MT + BT (km)}}$$

$$I_3 = \frac{\text{Cantidad total de clientes BT (clientes)}}{\text{número de subestaciones (subestaciones)}}$$

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 13/004 de 13/4/2004, publicada D.O. 27/4/2004.

Artículo 2º. La clasificación de las localidades consideradas en las correspondientes áreas de distribución tipo será la que se agrega como Anexo I.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 13/004 de 13/4/2004, publicada D.O. 27/4/2004.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución UREE de 25/6/2001, no publicada D.O.

ANEXO I CLASIFICACIÓN DE LOCALIDADES SEGÚN ÁREA DE DISTRIBUCIÓN TIPO (ADT)

Localidad	ADT
Montevideo A	3
Montevideo C	2
Montevideo E	1
Montevideo F	1
Montevideo H	1
Montevideo J	1
Montevideo K	2
Montevideo N	2
Montevideo Rural	4
Distrito Salto	5
Artigas	2
Bella Unión	2
Salto	2
Distrito Paysandú	5
Paysandú	2
Guichón	3
Young	3
Distrito Rivera	5
Paso de los Toros	2
San Gregorio	3
Minas de Corrales	3
Rivera	2
Tranqueras	3
Vichadero	3
Tacuarembó	2

Localidad	ADT
Distrito E1 (Treinta y Tres)	4
Battle y Ordoñez	3
Cerro Chato	3
Fraile Muerto	3
Laguna Merín	2
Melo	2
Río Branco	3
Treinta y Tres	2
Varela	3
Vergara	3
Distrito E2 (Maldonado)	5
La Barra	3
Las Flores	3
Maldonado Urbano	2
Pan de Azúcar	3
Piriápolis	2
Punta Ballena	3
Punta Colorada	3
Punta del Este	2
San Carlos	2
Distrito E3 (Rocha Lavalleja)	5
Aguas Dulces	2
Aiguá	3
Castillos	2
Chuy	2
La Barra del Chuy	3
La Paloma Rocha	2

Localidad	ADT
Lazcano	2
Minas	2
Rocha	2
Distrito Durazno	5
Durazno	2
Sarandí del Yi	3
Trinidad	2
Distrito San José	5
Delta del Tigre y Villas	3
Libertad	2
Rodríguez	3
San José	2
Distrito Colonia	5
Carmelo	2
Colonia del Sacramento	2
Colonia Valdense	3
Florencio Sánchez	3
Juan Lacaze	2
Nueva Helvecia	2
Nueva Palmira	3
Ombúes de Lavalle	3
Rosario	2
Tarariras	2
Distrito Mercedes	5
Dolores	2
Fray Bentos	2
Mercedes	2

Localidad	ADT
Distrito Pando	4
Casupá	3
Empalme Olmos	3
Juan Antonio Artigas	3
Pando	2
San Jacinto	2
Tala	2
Joaquín Suárez	3
Toledo	3
Distrito Atlántida	4
Atlántida	2
Ciudad de la Costa	2
Floresta	2
Neptunia	2
San Luis	2
Distrito Canelones	4
Canelones	2
Florida	2
Santa Lucía	2
Sarandí Grande	2
Distrito Las Piedras	4
San Ramón	3
Santa Rosa	2
Sauce	2
Las Piedras	2

Fuente: Anexo I Resolución URSEA N° 13/004 de 13/4/2004, publicada D.O. 27/4/2004.

Antecedentes: Anexo I Resolución UREE de 25/6/2001, no publicada D.O.

LIBRO III

REGLAMENTO DE CONEXIÓN DE GENERACIÓN A LA RED DEL DISTRIBUIDOR DE MEDIA TENSIÓN

Fuente: Resolución URSEA N° 262/011 de 7/9/2011, publicada D.O. 16/9/2011.

SECCIÓN I DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO I OBJETO

Artículo 1º. La presente reglamentación tiene por objeto regular los requerimientos exigibles y el equipamiento necesario para la Conexión de Centrales Generadoras de energía eléctrica trifásicas a la Red del Distribuidor en Media Tensión, así como las condiciones de uso de tales instalaciones para transportar la energía eléctrica generada.

TÍTULO II ALCANCE

Artículo 2º. Se encuentran alcanzadas por este Reglamento, la actividad de generación eléctrica de Centrales Generadoras que se conecten a la Red del Distribuidor de Media Tensión, así como la actividad de distribución como servicio de transporte de la energía generada.

Aquellas Centrales Generadoras que se vinculen con procedimientos de adquisición de energía iniciados con anterioridad a la publicación de la presente reglamentación, se rigen por las reglas específicas de conexión que le son aplicables, sin perjuicio de la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 4.

Artículo 3º. También se encuentran alcanzadas por este Reglamento, en lo pertinente, las Centrales Generadoras que, estando conectadas y con acceso autorizado, tengan modificaciones en su instalación interna no previstas oportunamente en el Convenio de Conexión vigente y que impliquen variantes en las condiciones preexistentes de Conexión o Acceso a la Red del Distribuidor en Media Tensión.

Artículo 4º. A las Centrales Generadoras que están conectadas y con acceso autorizado a Instalaciones de Distribución de Media Tensión les será aplicable la SECCIÓN V – REQUISITOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA EL ACCESO DE GENERADORES A LA RED DEL DISTRIBUIDOR.

Artículo 5º. La reglamentación alcanza a los siguientes Agentes:

- a) Generador que se conecte a Instalaciones de Distribución de Media Tensión, incluyendo al Generador Distribuido y al Autoproducer.
- b) Distribuidor.

Artículo 6º. Las prescripciones establecidas en esta reglamentación que vinculan a los Generadores conectados a la red en media tensión con el Distribuidor, no obstan el cumplimiento de aquellas que vinculen a uno y a otro con la Administración del Mercado Eléctrico(ADME), y en particular con el Despacho Nacional de Cargas, conforme al marco regulatorio vigente.

Artículo 7º. Los términos propios del sector eléctrico que se utilizan en este Reglamento deben entenderse, en cuanto estén contenidos, conforme al sentido dado en el artículo 7º 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 8º. Las siguientes expresiones tendrán en el marco de este Reglamento el sentido que se indica:

1. **ACCESO A LA RED:** Uso del servicio de transporte en la Red del Distribuidor por parte de toda persona física o jurídica que retira energía de la red o la produce y entrega total o parcialmente a la misma.
2. **ACOMETIDA:** Es la parte de la Instalación de Enlace que vincula eléctricamente a su Sección de Corte con el resto de la Red del Distribuidor.
3. **ACTA DE HABILITACIÓN:** Es el acta en la que el Distribuidor autoriza la conexión física a su red, de una o la totalidad de las unidades generadoras de energía que componen la Central Generadora.
4. **ACTA DE HABILITACIÓN FINAL:** Es el acta en la que el Distribuidor autoriza la conexión física a su red de la totalidad de las unidades generadoras de energía eléctrica que componen la Central Generadora.
5. **ACTA DE HABILITACIÓN PARCIAL:** Es el acta en la que el Distribuidor autoriza la conexión física a su red de alguna de las unidades generadoras de energía eléctrica que componen la Central Generadora.
6. **ACUERDO OPERATIVO:** Es el documento en el que se establecen las condiciones de operación de la Central Generadora en paralelo con la Red del Distribuidor
7. **ANTEPROYECTO DE CONEXIÓN:** Es el documento en el que se especifican las obras de extensión, ampliación de capacidad o modificación de la Red del Distribuidor, para la Conexión de la Central Generadora a dicha red.
8. **ARRANQUE EN NEGRO:** Es el proceso de arranque, hasta disponer de tensión nominal en bornes de al menos una unidad generadora, sin disponibilidad de tensión de la red de distribución.
9. **CENTRAL GENERADORA:** Unidad o conjunto de unidades que producen energía eléctrica y se conectan a la Red del Distribuidor en un único Nodo de Conexión.
10. **CONEXIÓN:** Comprende la conexión física de una Central Generadora a la Red del Distribuidor.
11. **CONSUMOS PROPIOS:** Es la energía eléctrica requerida para el funcionamiento, operación, ensayos y mantenimiento de la Central Generadora.
12. **ENERGÍA ENTREGADA:** Es la energía eléctrica generada por la Central Generadora y entregada a la Red del Distribuidor en el Nodo de Conexión.
13. **INSTALACIÓN DE ENLACE:** Instalaciones eléctricas y civiles que vinculan la Red del Distribuidor con la instalación interior de la Central Generadora. Integran la Instalación de Enlace, la Acometida y Sección de Corte, el sistema de protecciones asociado, el sistema de teled medida, el sistema de telecontrol (telemando) de los equipos de protección y maniobra, y los servicios auxiliares requeridos para el correcto funcionamiento de la instalación.
14. **MÍNIMO COSTO GLOBAL** - Es el menor costo resultante de la evaluación económica de la Conexión y Acceso que tenga en cuenta la inversión correspondiente a la Instalación de Enlace, las ampliaciones o modificaciones de la Red del Distribuidor necesarias para la Conexión y Acceso de la Central Generadora sin perjudicar la calidad de servicio preexistente en dicha red, las pérdidas de energía en la Red del Distribuidor y los costos de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones de dicha red.

15. NODO DE CONEXIÓN - Lugar físico de la Red del Distribuidor, frontera entre la instalación interior de la Central Generadora y la Instalación de Enlace. Constituye el Nodo de Conexión el borne de salida del seccionador de salida de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace.
16. OBRAS REQUERIDAS - Obras de extensión, ampliación de capacidad o modificación de la Red del Distribuidor, necesarias para la Conexión y Acceso de la Central Generadora a dicha red
17. POTENCIA AUTORIZADA - Es la máxima potencia activa autorizada a inyectar a la Red del Distribuidor, en el Nodo de Conexión, por parte del Generador.
18. POTENCIA INSTALADA - Es la suma de las potencias activas nominales de las unidades generadoras que componen la Central Generadora. La potencia activa nominal de cada unidad generadora es la mínima potencia entre la potencia nominal de su generador eléctrico y la potencia nominal del convertidor primario que alimenta dicho generador.
19. POTENCIA INYECTADA NOMINAL APARENTE – Es la máxima potencia aparente, que puede inyectar el Generador en el Nodo de Conexión. Queda determinada por la Potencia Autorizada y la curva de carga declarada por el Generador, salvo en el caso de un Generador Distribuido en el que se determinará por la Potencia Autorizada y el rango admisible del factor de potencia fijado en el Convenio de Conexión.
20. POTENCIA INYECTADA NOMINAL – Es la máxima potencia activa que el Generador solicita inyectar a la Red del Distribuidor, en el Nodo de Conexión.
21. PUESTO DE CONEXIÓN – Está constituido por la Instalación de Enlace y, cuando corresponda, por las Secciones de Entrada y Salida.
22. RED DEL DISTRIBUIDOR - Son las instalaciones del Distribuidor a través de las cuales se presta el servicio de distribución.
23. SECCIÓN DE CORTE – Equipamiento electromecánico destinado a cumplir las funciones de conexión y desconexión. Incluye los seccionadores de aislamiento, el equipamiento de comando y protección y elementos complementarios.
24. SECCIONES DE ENTRADA Y SALIDA – Equipamiento electromecánico perteneciente a la Red del Distribuidor, que incluye los seccionadores de aislamiento y puede incluir además, equipamiento de comando, protección, transformadores de medida y protección y elementos complementarios.

TÍTULO IV PRINCIPIOS GENERALES

Artículo 9º. Configuran principios generales marco de la presente reglamentación los siguientes:

- a) El derecho a conectarse y acceder a la Red del Distribuidor para participar en el mercado de electricidad.
- b) La objetividad, transparencia y no discriminación de los criterios de Conexión a la Red del Distribuidor de las instalaciones de generación de cualquier Generador.
- c) La transparencia en el intercambio entre los agentes de la información técnica necesaria para la Conexión a la Red del Distribuidor.
- d) El derecho del Generador a formular un reclamo al Regulador por restricciones a la Conexión y Acceso.

Artículo 10. El Generador, salvo que la potencia a inyectar y las características de sus unidades generadoras ameriten niveles de tensión y de potencia de cortocircuito propios de la red de Alta Tensión, siempre podrá conectarse y acceder a la Red del Distribuidor, mediante las obras necesarias para posibilitar la Conexión y Acceso.

Artículo 11. Las Obras Requeridas deben ser diseñadas y ejecutadas empleando criterios de preservación de la seguridad, eficiencia y confiabilidad, así como de Mínimo Costo Global.

Artículo 12. Las obras referidas en el artículo anterior deben ser realizadas por el Distribuidor o quién éste determine bajo su responsabilidad, siendo de cargo del Generador. Las instalaciones realizadas son propiedad del Distribuidor, quien las opera y mantiene.

Artículo 13. El Distribuidor debe cumplir con las disposiciones del Reglamento de Distribución en materia de Calidad de Servicio. Pueden acordarse modificaciones operativas o limitaciones en el acceso del Generador en casos específicos, siempre que las mismas sean transitorias. Todos estos acuerdos deberán figurar en el Convenio de Conexión.

Artículo 14. Los requisitos técnicos que se plantean en esta Reglamentación deben ser cumplidos en el Nodo de Conexión asociado. Estos requisitos son aplicables independientemente de que la fuente de generación sea sincrónica, asincrónica, con o sin convertidor de frecuencia, de corriente continua con inversor y de cualquier fuente de energía primaria. Cada Central tendrá un Nodo de Conexión con el Distribuidor y cada Nodo de Conexión corresponderá a una única Central.

Artículo 15. Puede acordarse entre el Generador y el Distribuidor que las instalaciones adyacentes al Nodo de Conexión sean de uso compartido, atendiendo al criterio de minimización de costo global del sistema eléctrico. El uso compartido de equipos debe plasmarse explícitamente en el Convenio de Conexión.

Artículo 16. La información técnica intercambiada entre el Generador y el Distribuidor debe ser transparente. El Distribuidor debe poner a disposición la información y datos técnicos actualizados de su red eléctrica necesarios para los estudios de Conexión y Acceso del Generador, salvo que tengan efectivamente el carácter de reservada o confidencial. Los Generadores deben poner a disposición del Distribuidor la información técnica necesaria, que éste le solicite, a fin de realizar los estudios correspondientes.

Artículo 17. La habilitación del Distribuidor para que un Generador se conecte y entregue energía a la red, debe estar precedida por un Convenio de Conexión vigente suscrito por el Generador y el Distribuidor.

Artículo 18. La firma del Convenio de Conexión no constituye como tal ningún derecho ni obligación entre las partes respecto de la realización de transacciones comerciales de energía entregada a la red por el Generador.

TÍTULO V NORMAS TÉCNICAS

Artículo 19. El diseño y ejecución de la instalación interior del Generador así como las pruebas y operación de las mismas y la selección del equipamiento, se debe realizar en conformidad con las normas técnicas vigentes. En ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias se tomarán como referencia, alguna de las normas técnicas vigentes emitidas por los siguientes organismos: Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Unificación de Normativas Españolas (UNE), Deutsches Institut für Normung (DIN), Verband der Elektrotechnik. Elektronik Informationstechnik (VDE), American Society for Testing and Materials (ASTM) y American National Standards Institute (ANSI). En el Anexo 1 de esta reglamentación se incluye un listado enunciativo de normas IEC de aplicación para Instalaciones Eléctricas en Media Tensión. Asimismo se podrán tomar como referencia las normas internas del Distribuidor aplicables a instalaciones de media tensión.

Artículo 20. Para la Conexión de una Central Generadora a la Red del Distribuidor, en lo que no se especifica en la presente reglamentación, y siempre que no contradiga otras reglamentaciones nacionales, se aplicará en lo pertinente la norma IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

Artículo 21. El diseño y ejecución de las Obras Requeridas, así como la selección del equipamiento para dichas instalaciones, se debe realizar de conformidad con la normativa vigente aplicable, rigiendo en principio la normativa interna del Distribuidor.

TÍTULO I INFORMACIÓN A SUMINISTRAR POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 22. El Distribuidor debe facilitar la información técnica razonable y necesaria para una adecuada evaluación de factibilidad técnica y económica de la Conexión y Acceso.

Artículo 23. El Distribuidor debe determinar y hacer pública su unidad interna competente para atender las solicitudes de conexión, así como los requisitos específicos de tramitación.

Artículo 24. El interesado en conectar una Central Generadora puede solicitar al Distribuidor información sobre la red a la cual se propone conectar.

Artículo 25. El interesado debe aportar la información requerida en el Anexo 2, mediante la presentación de dicho formulario.

Artículo 26. El interesado puede requerir del Distribuidor la siguiente información:

- a) La topología completa de la red de Media Tensión disponible y cercana al lugar donde se conectará la Central Generadora, desde el nivel superior de tensión de conexión del mismo y específicamente a partir del interruptor de tensión primaria de la estación reductora AT/MT de alimentación de la red de conexión. Si existe más de una alternativa de alimentación se debe incluir la información de todas ellas.
- b) Los parámetros eléctricos del equipamiento de potencia de las estaciones y de las líneas aéreas o cables involucrados, así como las longitudes de estos y si disponen de hilo de guardia.
- c) Las ampliaciones de red previstas para los 24 meses siguientes a la solicitud de información en la red de conexión, y sus especificaciones técnicas.
- d) La información sobre la calidad de servicio, incluyendo, además de lo establecido en la reglamentación vigente de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, la información disponible sobre la calidad de servicio específico de la red a la que se conecte la Central de Generadora.
- e) Las potencias de cortocircuito de diseño en las estaciones de alimentación de la Red del Distribuidor del circuito de conexión existente más cercano al indicado por el interesado.
- f) La potencia de cortocircuito de la barra de alta tensión de la estación reductora a la que se conectan los posibles circuitos de conexión.
- g) Esquema de conexión a tierra de las estaciones de alimentación de la Red del Distribuidor del circuito de conexión existente más cercano al indicado por el interesado.
- h) Valores de diseño de corriente de tierra y tiempo de permanencia para el diseño de la malla de tierra.
- i) Las últimas lecturas de cargas máximas y mínimas anuales en la red de conexión medidas en la salida del circuito y circuitos alternativos en la Subestación Reductora AT/MT y, de disponerse, la evolución futura de estos extremos en los próximos dos años. Las cargas serán las suministradas a la red así como eventualmente la máxima inyectada por la red hacia la barra de MT de la Subestación Reductora AT/MT.
- j) Diseños normalizados a nivel de proyecto básico del Puesto de Conexión que se exigirán como obras necesarias de Conexión a la Red del Distribuidor.

k) Cualquier otra información que el interesado explicita particularmente y sea pertinente que el Distribuidor la suministre.

Artículo 27. El Distribuidor debe suministrar la información que le fuere requerida en un plazo no mayor a 20 días hábiles siguientes al de la solicitud escrita, pudiendo en circunstancias debidamente justificadas prorrogarse el plazo por 10 días hábiles más. El Distribuidor puede remitir al solicitante a su página web respecto de los datos que disponga publicados en la misma.

Artículo 28. La información de la red suministrada es la válida al día de la fecha de la solicitud y no impone al Distribuidor la obligatoriedad de mantenerla ante eventuales variantes impuestas por nuevas e imprevistas solicitudes de carga o de generación en la zona considerada. El interesado puede solicitar la actualización de la información oportunamente suministrada, la que debe realizarse por el Distribuidor en un plazo no mayor a 10 días hábiles.

Artículo 29. La solicitud de información de parte del interesado no le genera ningún derecho ni obligación de cualquier tipo sobre la eventual Conexión de cualquier Central Generadora, así como tampoco ninguna obligación al Distribuidor, salvo la de suministrar la información en tiempo y forma de acuerdo a lo establecido precedentemente.

Artículo 30. El Distribuidor puede disponer criterios y normalizaciones técnicas específicas a ser atendidas por los interesados en la evaluación o elaboración de un Anteproyecto de Conexión, los cuales deben ser publicados oportunamente.

Artículo 31. En un plazo de seis meses contados a partir de la publicación del presente Reglamento, y contemplando sus disposiciones en la redacción, el Distribuidor debe publicar modelos de Convenios de Conexión. Previo a su publicación, el Distribuidor debe presentar ante el Regulador los modelos a efectos de que éste verifique su conformidad con el marco reglamentario.

TÍTULO II TRAMITACIÓN DE LA CONEXION

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 32. El interesado en conectar una Central Generadora debe formular una solicitud de conexión al Distribuidor, pudiendo optar por adjuntar a la misma un Anteproyecto de Conexión.

Artículo 33. El Generador conectado y con acceso autorizado, que quiera realizar modificaciones en su instalación interna que impliquen variaciones sustanciales en el Convenio de Conexión, debe formular una nueva solicitud de conexión.

Artículo 34. El Distribuidor debe implementar un procedimiento común para la tramitación de la solicitud de conexión, contemplando las disposiciones establecidos en esta Sección. Este procedimiento debe ser establecido y publicado en un plazo de ciento veinte días corridos siguientes a la publicación del presente Reglamento en el Diario Oficial.

Artículo 35. El Distribuidor puede prever procedimientos especiales, respetando los criterios reglamentarios esenciales, en particular el de la debida y oportuna participación del interesado en conectarse. Estos procedimientos también deben ser oportunamente publicados.

Artículo 36. Los procedimientos referidos en los artículos precedentes, previo a su aprobación, deben ser puestos a consideración del Regulador, el cual podrá formular en un plazo de 20 (veinte) días hábiles las observaciones que estime pertinente.

Artículo 37. La solicitud de conexión debe contar además de la firma del solicitante con la de un técnico habilitado por la autoridad competente, para realizar instalaciones de media tensión. Dicho técnico se formalizará como interlocutor técnico del solicitante ante el Distribuidor para la tramitación de la conexión, admitiéndose su posterior reemplazo por un técnico con similar habilitación, previa comunicación escrita al Distribuidor.

Artículo 38. El interesado debe presentar ante el Distribuidor al momento de su solicitud la descripción mínima de la instalación interior de generación, completando los formularios que obran como Anexo 3 adjunto a esta reglamentación.

CAPÍTULO II REQUISITOS DEL ANTEPROYECTO DE CONEXIÓN DEL INTERESADO

Artículo 39. En base a la información suministrada por el Distribuidor, el interesado puede proponer al Distribuidor las Obras Requeridas.

Artículo 40. El interesado debe tener en cuenta en su propuesta que el Acceso solicitado no presente restricciones operativas en condiciones normales y que las Obras Requeridas deben cumplir con los criterios establecidos en el Artículo 11.

Artículo 41. La propuesta referida en el artículo anterior debe estar precedida de los estudios eléctricos necesarios que permitan analizar los efectos que producirá la operación de la Central Generadora sobre la Red del Distribuidor.

Artículo 42. De acuerdo a los resultados de los estudios eléctricos el interesado presentará un Anteproyecto de Conexión, el cual debe incluir los siguientes ítems:

- a) Diagrama unifilar de la instalación interior de la Central Generadora en Media Tensión, Sistema de Medición Comercial y Puesto de Conexión del Distribuidor.
- b) Especificación básica de los principales equipamientos, indicando claramente el Nodo de Conexión y el punto de medida (nivel de tensión y ubicación física). El estudio debe fundamentar la pertinencia y viabilidad técnica de la selección del nivel de tensión propuesto para la Conexión.
- c) Diagramas unifilares de las modificaciones o ampliaciones en la Red del Distribuidor.
- d) Memoria Descriptiva básica de los principales equipamientos y configuraciones incluidos en las obras de ampliación de red.
- e) Layout básico de planta de la instalación interior de la Central Generadora, del Puesto de Conexión, del Punto de Medida y del trazado de los accesos desde la vía pública.
- f) Esquema de montaje de la conexión entre el Puesto de Conexión y la línea aérea de Distribución si corresponde.
- g) Memoria Descriptiva de la implementación del Sistema de Medición Comercial y especificación básica de equipos.
- h) Definición aproximada de trazados de líneas aéreas o cables subterráneos y memoria descriptiva básica correspondientes.
- i) Estimación económica a precios de mercado del presupuesto del suministro y montaje de las obras para la Conexión con el Distribuidor. .
- j) Cronograma de Obra con plazo estimado para la construcción de la Central Generadora, incluyendo las obras correspondientes a su Conexión y Acceso.

Se presentarán además los resultados de los siguientes estudios de Conexión y Acceso:

- k) Flujos de carga indicando el comportamiento de la tensión en régimen permanente en el Nodo de Conexión y la distribución de flujos de potencia activa y reactiva en el circuito de conexión y eventuales circuitos de respaldo. Dicho estudio debe realizarse considerando la conexión de la Central Generadora y la desconexión a plena carga de la misma en diversos estados de operación normal del sistema, uno a carga mínima en la Subestación Reductora AT/MT, otro a carga máxima.

- l) Determinación del nivel de cortocircuito trifásico en el Nodo de Conexión con la Central Generadora conectada.
- m) Estimación de la evolución de las pérdidas técnicas teniendo en cuenta dos escenarios, sea con la Central Generadora conectada o sin ella, en condiciones de máxima y mínima carga de la Red del Distribuidor.

Artículo 43. El interesado puede agregar los siguientes estudios como complementarios, a fin de evaluar la viabilidad técnica de la Conexión de la Central Generadora:

- a) Estudio de estabilidad de gran perturbación en base al criterio de las áreas, suponiendo infinita la potencia de cortocircuito en barras de Alta Tensión de la subestación reductora. El estudio debe realizarse para un cortocircuito trifásico en el punto medio del circuito que conecta el Nodo de Conexión con la central Reductora AT/MT, así como en los puntos medios de los circuitos de respaldo si los hubiera. b. Estudio de flicker en el Nodo de Conexión, si correspondiera, de acuerdo a normas internacionales reconocidas y al nivel de cortocircuito asociado.

CAPÍTULO III CRITERIOS FUNDAMENTALES DE TRAMITACIÓN

Artículo 44. El Distribuidor debe considerar el Anteproyecto de Conexión que presente el interesado, realizando los estudios que estime necesarios, a efectos de expedirse sobre la viabilidad de dicha propuesta y plantear las modificaciones que estime pertinente, emitiendo un dictamen sobre las Obras Requeridas que comunicará al interesado.

Artículo 45. El Distribuidor debe realizar los estudios necesarios de impacto que sobre la Red del Distribuidor producirá la operación de la Central Generadora, cuando el interesado presente una solicitud de conexión sin Anteproyecto adjunto, realizando un Anteproyecto sobre las Obras Requeridas, que comunicará al interesado. El contenido del Anteproyecto, así como los estudios correspondientes, contemplarán como mínimo las exigencias establecidas en el Artículo 42.

Artículo 46. El Distribuidor debe determinar los costos estándar asociados a las obras, contemplando los requisitos previstos en la presente reglamentación y los complementarios previstos por el Distribuidor según el tipo de central.

Artículo 47. El Distribuidor debe analizar la pertinencia y viabilidad técnica de la conexión solicitada; cuando correspondiere, dará participación al Trasmisor para que determine el impacto en las Instalaciones de Trasmisión de la Conexión a la Red, y las obras que se puedan requerir en dichas instalaciones.

Artículo 48. El análisis de la pertinencia de la Conexión a la Red del Distribuidor debe realizarse en la etapa inicial del procedimiento. Si el Distribuidor concluyere que la Central Generadora deba conectarse directamente a la red de Alta Tensión, debe informar de manera fundada y con la mayor antelación al solicitante que rechaza la Conexión a su red y que debe tramitar la solicitud de conexión a las Instalaciones de Trasmisión. El Distribuidor debe informar tal resolución al Regulador.

Artículo 49. Cuando, aún conectando la Central Generadora a la Red del Distribuidor de Media Tensión, sean necesarias obras de modificación o ampliación de la red de Trasmisión, las mismas se regirán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Trasmisión.

Artículo 50. El procedimiento que establezca el Distribuidor para la tramitación de solicitudes de conexión, debe contemplar en su desarrollo tanto la modalidad de formulación de solicitud de conexión con anteproyecto adjunto como aquella sin él.

Artículo 51. El plazo de tramitación de los procedimientos no puede exceder los 120 (ciento veinte) días corridos siguientes a la presentación de la solicitud de conexión por parte del interesado.

Artículo 52. Los procedimientos deben contemplar siempre la debida oportunidad del interesado de efectuar sus consideraciones y propuestas modificatorias a lo establecido por el Distribuidor, lo que incluye la posibilidad de tomar conocimiento del complejo documental justificante. El plazo para ello no puede ser inferior a 30 días corridos y siguientes a la comunicación personal.

Artículo 53. Aprobada la solicitud de conexión, el Distribuidor en coordinación con el interesado debe elaborar un cronograma detallando el período de tiempo para la realización de las Obras Requeridas, entre su inicio y el momento de las pruebas de puesta en servicio, así como el momento de la instalación y habilitación del sistema de medición comercial.

TÍTULO III CONVENIO DE CONEXIÓN

Artículo 54. El Convenio de Conexión se celebrará cumplidas las instancias precedentes y en tanto se acredite por el interesado la obtención de la autorización exigible para instalar una nueva Central Generadora. Si existieren circunstancias excepcionales, debidamente justificadas, que dilaten la obtención de dicha autorización, podrá celebrarse el Convenio de Conexión condicionado a la obtención de la misma.

Artículo 55. Si el interesado inicia cualquier obra previa a la firma del Convenio de Conexión, será de su exclusiva cuenta y riesgo el que las mismas sean parcial o totalmente rechazadas por el Distribuidor.

Artículo 56. En el Convenio de Conexión se deben establecer, sin perjuicio de otras exigencias previstas en el presente Reglamento:

- a) Los requisitos técnicos y el equipamiento necesario para la Conexión de la Central Generadora a la Red del Distribuidor.
- b) La modalidad de conexión de la Central Generadora, según sea Generador exclusivo o Generador que inyecta excedentes en la Red del Distribuidor.
- c) El Anteproyecto de Conexión y cronograma de obras establecido.
- d) El plazo de validez del Convenio.
- e) Los derechos y obligaciones tanto del Generador como del Distribuidor, así como los eventuales acuerdos específicos por el uso de instalaciones de una parte propiedad de la otra.
- f) La designación de los interlocutores y responsables técnicos del Generador y del Distribuidor en todo lo relacionado con la ejecución del convenio y en particular con la vinculación operativa entre las partes.
- g) Las penalidades y compensaciones que corresponden a cada parte por violaciones a lo dispuesto en el Convenio o por afectaciones a la Calidad de Servicio comprometida por el Distribuidor.
- h) Las causales de rescisión que se acuerden entre la partes.
- i) Un Acuerdo Operativo que garantice la operación segura y confiable del sistema eléctrico, y la eficiente y efectiva vinculación operativa entre las partes. Este incluirá los recursos operativos dispuestos, los planes y procedimiento de mantenimiento y todo aquello necesario a los fines mencionados.
- j) Los ensayos requeridos a la Central Generadora, tanto previo a la puesta en servicio como en el transcurso de su vida operativa.

Artículo 57. La redacción del Convenio de Conexión definitivo debe conformarse en su sustancia, y sin perjuicio de las especificaciones necesarias, con alguno de los modelos de convenio publicados por el Distribuidor.

Artículo 58. El Distribuidor puede exigir al solicitante una garantía de cumplimiento de la Conexión, la que debe constituirse previo a la firma del Convenio de Conexión. Las condiciones generales de tal garantía deben ser hechas públicas por el Distribuidor, previa comunicación para su consideración por el Regulador.

Artículo 59. Una vez firmado el Convenio de Conexión, no pueden realizarse modificaciones al Anteproyecto de Conexión establecido, salvo que medie el acuerdo expreso entre las partes.

TÍTULO IV ETAPA EJECUTIVA DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Artículo 60. El plazo total para la ejecución de las obras de Conexión previstas en el Convenio de Conexión no excederá los 24 meses calendario contados a partir de la firma del respectivo Convenio de Conexión. Si existiere una circunstancia justificada fuera del control del Distribuidor que impidiere su cumplimiento, ello debe ser comunicado al interesado y al Regulador.

Artículo 61. El plazo previsto en el Convenio de Conexión para las obras de Conexión puede contemplar una prórroga razonable, siempre que se justifique con la debida antelación la imposibilidad de finalizar la labor de instalación en curso, no pudiendo exceder más allá de un tercio del plazo original. De no entrar en servicio la Conexión de la generación solicitada en el plazo previsto, y siempre que la demora fuere imputable al Distribuidor, el Generador puede plantear al Regulador un reclamo por denegación de Conexión y Acceso.

Artículo 62. Culminadas las obras de Conexión y Acceso y previo requerimiento de cumplimiento, si el interesado no efectuare el pago total de las mismas, el Distribuidor puede ejecutar la garantía de cumplimiento de Conexión.

Artículo 63. Concluida la ejecución de las obras de Conexión y Acceso de la Central Generadora por parte del Distribuidor, se debe habilitar a los efectos operativos la Conexión ejecutada. Una vez que el Generador haya realizado el pago del presupuesto de las obras establecido, el Distribuidor comunicará al Generador la disponibilidad de la Conexión de su Central.

Artículo 64. Las instalaciones resultantes de las Obras Requeridas son propiedad del Distribuidor por lo cual no generan derecho alguno al Generador.

Artículo 65. El Distribuidor podrá disponer cambios en la Conexión y Acceso de una Central Generadora existente y con Convenio de Conexión vigente, haciéndose cargo de todos los costos que estos cambios impliquen en la Conexión de la Central Generadora y/o en su instalación interior y coordinando con este las eventuales restricciones de acceso transitorias que puedan tener lugar a fin de minimizar los tiempos de indisponibilidad o restricción de Acceso de la Central Generadora a su red.

SECCIÓN III REQUISITOS TÉCNICOS DE LA CONEXIÓN Y ACCESO

TÍTULO I INTEGRIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 66. En condición de operación normal todo Generador que se conecte a la Red del Distribuidor debe coordinar con el Distribuidor la operación e intervención voluntaria de sus instalaciones, sin perjuicio de la vinculación que pueda corresponder con el DNC.

Artículo 67. La Central Generadora debe disponer como mínimo de los sistemas de protección aplicados a la Conexión y Acceso previstos en esta reglamentación en adecuado nivel operativo.

Dichos sistemas deben minimizar los efectos de la Central Generadora en la Red del Distribuidor, tanto ante anomalías en la red como por anomalías en sus propias instalaciones.

Artículo 68. El Distribuidor puede fijar o acordar a propuesta del Generador las curvas de ajustes requeridas para los sistemas de protección de la Central Generadora aplicados a la Conexión y Acceso, previstos en esta reglamentación. Estas curvas de ajuste deben integrarse oportunamente al Convenio de Conexión.

Artículo 69. Toda conexión o desconexión voluntaria de la Central Generadora con la Red del Distribuidor, por maniobra de un elemento de comando asociado a un elemento de aislamiento, debe ser realizada cumpliendo con los procedimientos establecidos en el Convenio de Conexión.

CAPÍTULO II TENSIÓN

Artículo 70. La tensión de operación, medida en el Nodo de Conexión, debe estar dentro del rango de tensión admisible establecido en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCSDEE). El Distribuidor puede restringir con razonabilidad dicho rango, si las condiciones operativas de su red así lo exigieran. Dicha restricción debe ser comunicada previamente al Generador.

Artículo 71. El Distribuidor puede fijar un rango admisible para el factor de potencia medido en el Nodo de Conexión, dentro del cual el Generador debe operar. Dicho rango debe quedar establecido en el Convenio de Conexión. Asimismo, puede restringir con razonabilidad dicho rango, si las condiciones operativas de la Red del Distribuidor así lo exigieran. Dicha restricción debe ser comunicada previamente al Generador.

Artículo 72. En caso que el Generador no pueda ajustarse a las restricciones indicadas por el Distribuidor, se lo planteará en forma fundada. El Distribuidor debe considerar si existen medidas alternativas viables y, de existir, debe implementarlas en coordinación con el Generador.

Artículo 73. El Generador no participará en la regulación de tensión de la red, salvo solicitud del Distribuidor, quien debe realizar con aquel la comunicación y coordinación oportuna.

Artículo 74. Cuando el Generador se encuentre entregando energía activa a la Red del Distribuidor y en una medida mensual se verifican intervalos de medición de 15 minutos en los que el factor de potencia en el Nodo de Conexión está por fuera del rango establecido en el Convenio de Conexión, y en tanto no exista una circunstancia justificada que exima a aquel, el Distribuidor puede establecer multas. Dichas multas deben ser proporcionales a la Energía Entregada en cada período de incumplimiento, debiendo las mismas quedar establecidas en el Convenio de Conexión.

Artículo 75. El Generador, ante solicitud del Distribuidor, debe cumplir con la curva de cargabilidad de la Central Generadora que haya declarado al Despacho Nacional de Carga de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Trasmisión, Anexo I, Base de datos técnicos del Sistema.

CAPÍTULO III POTENCIA

Artículo 76. La Potencia Inyectada Nominal Aparente y la Potencia Autorizada de la Central Generadora deben quedar establecidas en el Convenio de Conexión. La Potencia Inyectada Nominal Aparente, es la que debe utilizarse para dimensionar las obras mínimas de Conexión y Acceso establecidas en el Anteproyecto de Conexión.

Artículo 77. El Generador no debe inyectar a la Red del Distribuidor una potencia activa mayor a la autorizada, tomada en valor eficaz promediado en intervalos de 15 minutos y medida en el Nodo de Conexión.

Artículo 78. Sin perjuicio de las multas que se establezcan en el Convenio de Conexión, frente a la reiteración de inyección de potencia superior a la autorizada, el Distribuidor puede desconectar al Generador con un preaviso de 10 días hábiles, salvo en los casos en que actúen las protecciones. Tanto el preaviso como la desconexión, deben ser comunicadas por el Distribuidor

al DNC. Adoptados los correctivos necesarios por parte del Generador, procederá la reconexión inmediata de la Central Generadora.

Artículo 79. El sistema de protección del Distribuidor puede desconectar al Generador si la potencia aparente inyectada es superior a la Potencia Inyectada Nominal Aparente.

Artículo 80. El Distribuidor debe notificar al Generador cuando durante un año móvil corrido, la potencia activa inyectada por la Central Generadora es, en todos los intervalos de medición de 15 minutos, menor al 90% de la Potencia Autorizada. A los 30 días de recibida dicha notificación, la Potencia Autorizada se verá reducida al valor de la máxima potencia activa inyectada en el período considerado, multiplicada por 1,1.

Artículo 81. Con relación al plazo referido en el Artículo 80, el Generador puede solicitar al Distribuidor, en caso de estar con indisponibilidad forzada transitoria del equipamiento de generación, o ante una circunstancia de fuerza mayor, la suspensión del cómputo del plazo durante el tiempo que permanezca dicha indisponibilidad o circunstancia. Tal solicitud debe estar justificada con pruebas fehacientes. El Distribuidor puede denegar la solicitud del Generador en forma fundada, comunicando su decisión al Regulador.

Artículo 82. Asimismo, para aquellas Centrales Generadoras sujetas a despacho centralizado, se suspenderá el cómputo del plazo referido en el Artículo 80, cuando estando disponibles, no hayan sido despachadas o, habiéndolo sido, la potencia solicitada a despachar fuere menor al 90% de la Potencia Autorizada.

TÍTULO II EQUIPAMIENTO DE CONEXIÓN

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 83. La Conexión del Generador a la Red del Distribuidor debe realizarse siguiendo una de las dos modalidades básicas que se indican en este artículo:

- a) Generador exclusivo que inyecta toda la energía generada a la Red del Distribuidor.

En esta modalidad de conexión el Generador se conecta a través de una instalación de enlace exclusiva. En el caso que el Generador demande energía eléctrica de la Red del Distribuidor, con exclusión de los Consumos Propios de la Central Generadora, debe contar con una segunda instalación de enlace para la conexión y medida de esta demanda.

La instalación eléctrica de la Central Generadora y la instalación eléctrica como consumidor, con exclusión de los Consumos Propios de la Central, deben ser totalmente independientes, claramente delimitadas y estar físicamente separadas.

Esta modalidad de conexión se ejemplifica en la Figura 1-opción A

- b) Generador que inyecta excedentes a la Red del Distribuidor.

En esta modalidad de conexión el Usuario de Distribución (como Generador o consumidor) se conecta a través de una única Instalación de Enlace.

Tal modalidad de conexión se ejemplifica en la figura 1-opción B

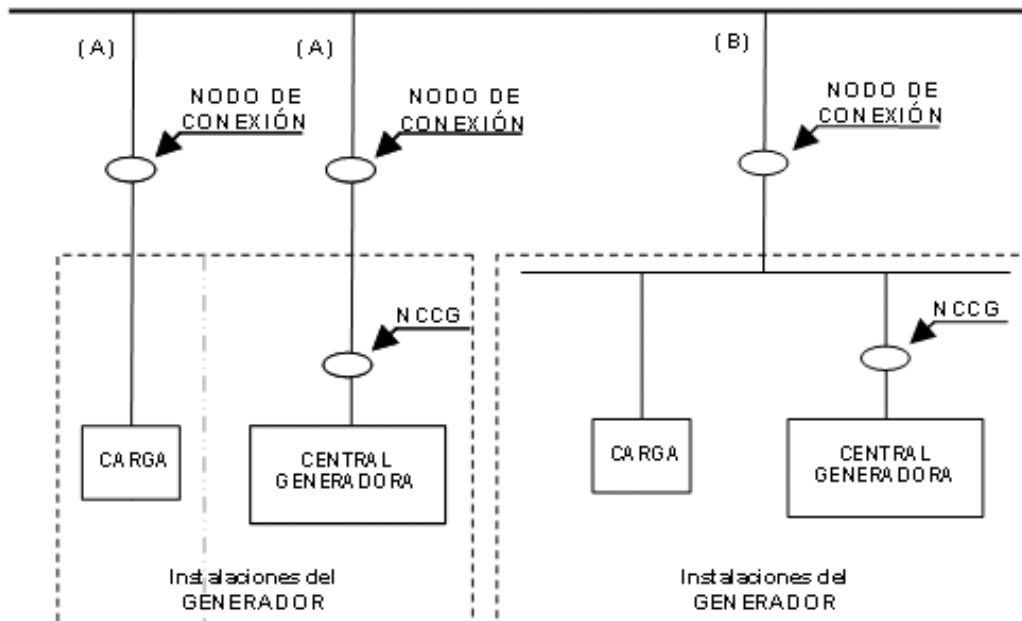


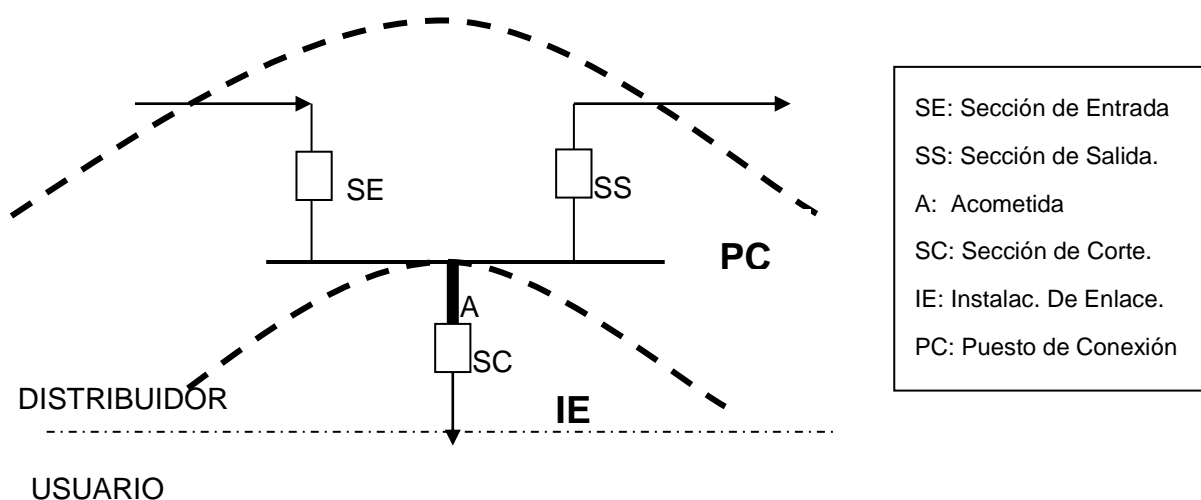
Fig. 1

CAPÍTULO II PUESTO DE CONEXIÓN

Artículo 84. Los requisitos técnicos a cumplir por el Puesto de Conexión deben quedar establecidos en el Convenio de Conexión.

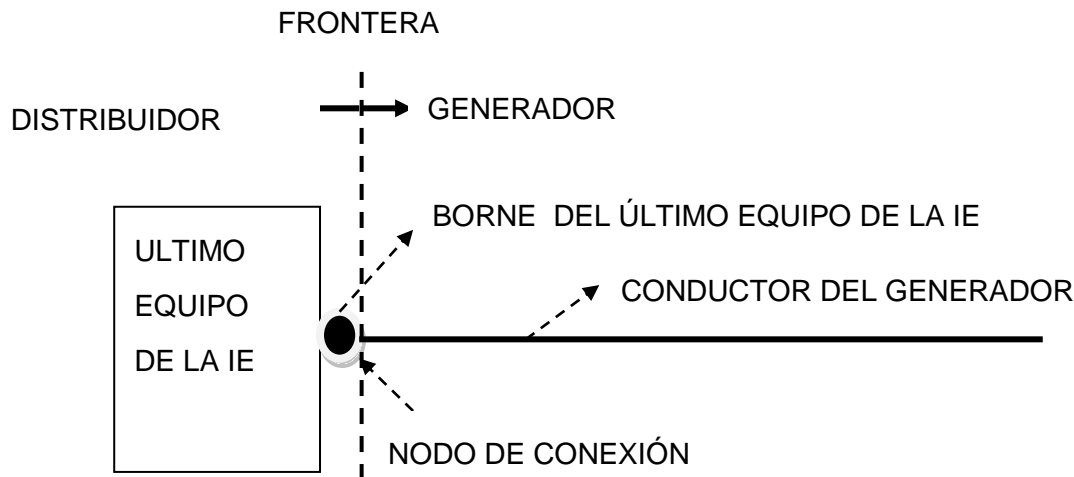
Artículo 85. Las instalaciones del Puesto de Conexión son propiedad del Distribuidor, quien tiene exclusividad de decisión en la operación, siendo de su cargo el mantenimiento de las mismas.

Artículo 86. La configuración específica del Puesto de Conexión para cada conexión particular debe ser definida por el Distribuidor. A modo de ejemplo, la configuración básica del Puesto de Conexión es la que se indica en la siguiente figura:



Artículo 87. Cuando el Distribuidor y el Generador acuerden el uso común de cualquier equipamiento de la Instalación de Enlace deben explicitarlo en el Convenio de Conexión o en un documento específico.

Artículo 88. La frontera eléctrica entre las instalaciones del Generador y la Instalación de Enlace del Distribuidor es el Nodo de Conexión. El conductor que conecta el Nodo de Conexión con la instalación interior del Generador y sus terminales son parte de la instalación interior del Generador y responsabilidad del mismo.



CAPÍTULO III REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE PROTECCIONES DE LA CONEXIÓN Y ACCESO DEL GENERADOR

Artículo 89. La Central Generadora debe estar equipada al menos con las siguientes funciones de protección:

- a) Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a fallas bifásicas o trifásicas en el o los circuitos de la red que conecta a la Central Generadora con la SSEE Reductora AT/MT.
- b) Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente al funcionamiento en isla con cualquier parte de la misma. El Generador debe disponer de más de una función de protección específica para este fin.
- c) Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a sobretensiones o subtensiones de régimen permanente en media tensión. La desconexión puede realizarse en la barra de tensión que se conecta al Nodo de Conexión o en la barra de tensión de generación, pudiendo tomarse la medida de tensión en cualquier punto de la instalación interna de media tensión del Generador, en la zona comprendida entre el Nodo de Conexión y los bornes de la o las unidades generadoras.
- d) Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a sobrefrecuencia o subfrecuencia de régimen permanente de la frecuencia fundamental del sistema. Para Centrales Generadoras con una potencia instalada de generación superior a 5 MW , y a solicitud del Despacho Nacional de Carga, se debe coordinar la curva de ajuste de los relés de frecuencia.
- e) Para Centrales Generadoras de Potencia Instalada mayor a 5 MW, mantener la Conexión frente a la ocurrencia de huecos de tensión provenientes de la Red del Distribuidor, cuya

magnitud y duración no superen los límites establecidos en la curva tensión/tiempo establecida en el Convenio de Conexión. Dicha curva podrá ajustarse con razonabilidad durante la operación de la Central Generadora. Sin perjuicio de lo anterior, toda Central Generadora que cuente con unidades de generación en base a máquinas eléctricas asíncronas, o salidas por variadores de frecuencia, de potencia nominal superior a 500kVA debe cumplir con lo establecido en el Artículo 135

- f) Realizar la sincronización de cada unidad de generación a la Red del Distribuidor mediante un interruptor de su instalación interior comandado por un dispositivo automático de sincronismo. El sincronizador debe bloquear cualquier orden de cierre al interruptor que comanda en caso de ausencia de tensión del lado del Distribuidor.

Artículo 90. Sólo se puede modificar las curvas de ajuste de las protecciones por acuerdo de partes. Este acuerdo deberá figurar en un acta de cambio de ajuste de protecciones la que debe integrarse al Convenio de Conexión. Los cambios de ajuste se efectivizarán luego de firmada el acta correspondiente entre las partes.

Artículo 91. El Distribuidor no está obligado a disponer de circuitos alternativos de conexión o circuitos de respaldo del circuito de conexión principal de la Central Generadora. En caso de disponerlos se deben mantener los valores límites en los ajustes de las protecciones, acordados para el circuito de conexión principal.

CAPÍTULO IV PROTECCIÓN ANTE RECONEXIONES AUTOMÁTICAS

Artículo 92. Ante defectos de cortocircuito en la Red del Distribuidor, y en la eventualidad de que la Central Generadora pueda quedar energizándolos por tiempos inadmisibles para la operación exitosa de la reconexión, el Distribuidor puede instalar un sistema de teledisparo automático u otro medio que produzca la apertura del disyuntor o reconectador de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace. Este interdisparo no puede ser considerado por el Generador como un elemento de protección contra el funcionamiento en isla.

Artículo 93. De considerarlo necesario, el Distribuidor debe implementar el bloqueo de la reconexión automática del circuito al que se conecta la Central Generadora, frente a la presencia de tensión en dicho circuito, una vez transcurrido el tiempo muerto de la reconexión.

Artículo 94. Si se ha implementado el interdisparo y el mismo esta indisponible de forma transitoria, el Distribuidor debe bloquear los dispositivos de reconexión automáticas en el circuito que alimenta la Central Generadora, mientras ésta esté conectada, y evitar que los eventuales reenganches automáticos de la red de Trasmisión se efectivicen con la Central Generadora conectada en Media Tensión.

Artículo 95. El Distribuidor debe adoptar las precauciones necesarias para evitar desconectar la Central Generadora ante una falla que acontezca en circuitos de la Red del Distribuidor diferentes al cual se conecta el Generador.

CAPÍTULO V REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 96. El Distribuidor es responsable de proteger su red frente al riesgo de daño por cualquier tipo de evento, independientemente de que su origen sea en las instalaciones del Distribuidor o en la instalación interior de la Central Generadora.

Artículo 97. El Distribuidor debe disponer en el Puesto de Conexión del equipamiento de aislamiento y puestas a tierra que le permita acceder en forma segura a las instalaciones de potencia del mismo, independientemente de que la instalación interior de la Central Generadora esté o no energizada.

Artículo 98. El Distribuidor debe disponer de teledisparo desde su centro de control operativo de por lo menos las magnitudes eléctricas básicas de tensión, potencia activa y potencia reactiva,

medidas en la Sección de Corte de la Instalación de Enlace, así como telemando del elemento de comando asociado a dicha sección.

Artículo 99. Los defectos en las instalaciones del Distribuidor deben ser despejados, en primera instancia, por el Distribuidor, mientras que aquellos que se dieron en la instalación interior de la Central Generadora deben serlo, en primera instancia, por el Generador.

CAPÍTULO VI REQUERIMIENTOS MÍNIMOS DE LA INSTALACIÓN INTERIOR DEL GENERADOR

Artículo 100. El Generador es responsable de proteger su Central Generadora frente al riesgo de daño por cualquier tipo de evento independientemente de que su origen sea en su instalación interna o en la Red del Distribuidor.

Artículo 101. Siempre que la Central Generadora esté operando en paralelo con la Red del Distribuidor, es responsable de mantener operativo su sistema de protecciones de la Conexión y Acceso establecidas en este Reglamento.

Artículo 102. Toda Central Generadora de Potencia Autorizada superior a 5 MW debe contar con los siguientes sistemas de control para el ajuste de la potencia reactiva y activa en el Nodo de Conexión:

- a) Ajuste de la generación de potencia reactiva en forma independiente o en función de la potencia activa generada, con control por $\cos\phi$ o por potencia reactiva, que permita cambiar en tiempo real el modo de control así como la consigna de tensión de referencia.
- b) Ajuste de las rampas de subida y bajada de la generación de potencia activa en operación normal; dichas rampas deben poder ajustarse a 10% o menos de la potencia nominal del generador por minuto, en condiciones de disponibilidad de potencia de la fuente primaria.

Artículo 103. El Generador debe disponer en su instalación interior del equipamiento de aislamiento y puestas a tierra que le permita acceder en forma segura a las instalaciones de potencia del mismo, independientemente de que la Instalación de Enlace esté o no energizada.

Artículo 104. La instalación interior del Generador debe disponer de un equipamiento de aislamiento como primer elemento después del Nodo de Conexión.

Artículo 105. La Central Generadora debe disponer en su instalación interior de al menos un interruptor comandado por un dispositivo de sincronización automático, para realizar la operación de sincronización con la Red del Distribuidor.

Artículo 106. Todas las unidades generadoras que componen la Central Generadora deben disponer de un interruptor asociado, preferentemente comandado por un dispositivo de sincronización automática. En caso de que estos interruptores no dispongan de comando por dispositivo de sincronización automática, cada uno de ellos debe contar con un enclavamiento tal que solo permita su cierre, si el interruptor de la Central Generadora comandado por un dispositivo automático de sincronización con la Red del Distribuidor se encuentra en posición abierta.

Artículo 107. Si el Generador dispone de sistema de Arranque en Negro, debe contar con un enclavamiento tal que solo permita su inicio, si el interruptor que lo conecta a la Red del Distribuidor se encuentra en posición abierta, salvo que exista acuerdo entre el Generador y el Distribuidor para el funcionamiento en isla.

Artículo 108. Los dispositivos de sincronización de la Central Generadora deben bloquear el cierre del interruptor que comandan en caso de ausencia de tensión del lado de la Red del Distribuidor y presencia de tensión del lado de la Central Generadora, salvo que exista acuerdo entre el Generador y el Distribuidor para el funcionamiento en isla.

Artículo 109. Todo interruptor de la instalación interior del Generador que pueda conectar su instalación con la Red del Distribuidor debe poseer dispositivo de sincronización o de verificación

de sincronismo, o contar con un enclavamiento tal, que solo permita su cierre si el interruptor de la Central Generadora comandado por un dispositivo automático de sincronización con la Red del Distribuidor, se encuentra en posición abierta.

Artículo 110. Frente a aperturas del dispositivo de comando y/o protección de la Instalación de Enlace del Distribuidor, se debe implementar una señal de disparo que actuará sobre un interruptor de la instalación del Generador que conecta la Central Generadora a la Red del Distribuidor. Con este fin el Distribuidor, a solicitud del Generador, entregará una señal de la posición del dispositivo de comando y protección de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace.

Artículo 111. El Generador es responsable de configurar la puesta a tierra de su instalación interior cuando el dispositivo de aislamiento mencionado en el Artículo 104 esté en posición abierta.

Artículo 112. El Generador es responsable de disponer y mantener operativos los enclavamientos mínimos que las normativas técnicas aconsejen para la operación y acceso seguro de sus instalaciones, así como los del Puesto de Conexión según quede establecido en el Convenio de Conexión.

Artículo 113. El Generador puede modificar las curvas de ajuste de las protecciones de su instalación interior, con excepción de los correspondientes a las funciones de protección de la Conexión y Acceso.

Artículo 114. Los transformadores de potencia que vinculan las unidades de generación a la Red del Distribuidor deben aislar la componente homopolar. No se permite la conexión a tierra del neutro del lado de su conexión a la Red del Distribuidor mientras la Central Generadora se encuentre conectada a la misma.

Artículo 115. El Generador debe implementar en su instalación interior un sistema de enclavamientos que evite la puesta a tierra de su instalación por maniobras en seccionadores de puesta a tierra, mientras la Central Generadora esté conectada a la Red del Distribuidor

CAPÍTULO VII REQUERIMIENTOS PARA LA MEDIDA DE MAGNITUDES ELECTRICAS EN EL NODO DE CONEXIÓN

Artículo 116. El sistema de medida a implementar para la medida de la energía eléctrica intercambiada entre el Generador y la Red del Distribuidor se realizará de acuerdo a lo establecido en el Reglamento del Sistema de Medición Comercial.

Artículo 117. La utilización por el Distribuidor y el Generador de bobinados secundarios de los transformadores de medida, independientes del bobinado de medida comercial, debe ser tenida en cuenta en la especificación del equipamiento de medida y quedar establecida en el Convenio de Conexión.

TÍTULO III COMPORTAMIENTO DE LA CENTRAL GENERADORA EN ESTADO NORMAL DE LA RED DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 118. La Central Generadora no debe provocar, frente a cualquier maniobra, un desvío respecto al valor de referencia de la tensión de la Red del Distribuidor superior al establecido en el RCSDEE y no regulará la tensión en el Nodo de Conexión con la excepción indicada en el Artículo 73.

Artículo 119. La Central Generadora no debe provocar, por maniobras de conexión o desconexión, variaciones de tensión superiores a +/- 5% de la tensión inmediatamente anterior a la maniobra, medida en el Nodo de Conexión.

Artículo 120. El factor de potencia en el Nodo de Conexión debe ser mayor o igual a 0,95, tanto en funcionamiento inductivo como capacitivo. Estos límites pueden ser modificados a solicitud del

SECCIÓN IV REQUISITOS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

TÍTULO I INSPECCIONES PREVIAS Y RECEPCIÓN DE OBRAS DE PARTE DEL DISTRIBUIDOR

CAPÍTULO I INSPECCIONES PREVIAS

Artículo 121. Cuando el Generador participe en la ejecución de las obras del Puesto de Conexión o de otras obras de ampliación de la Red del Distribuidor, el Distribuidor fijará todas las inspecciones y aprobaciones previas que considere necesario realizar sobre estas instalaciones. Las mismas deben quedar debidamente documentadas en el Convenio de Conexión.

Artículo 122. El Distribuidor no tiene responsabilidad sobre las obras de la instalación interior de la Central Generadora.

CAPÍTULO II RECEPCIÓN DE LAS INSTALACIONES POR EL DISTRIBUIDOR

Artículo 123. Cuando el Generador participe en la ejecución de las obras del Puesto de Conexión o de otras obras de ampliación de la Red del Distribuidor, será el Distribuidor el que fije las recepciones provisorias o definitivas correspondientes a estas instalaciones. Estas recepciones deben estar debidamente documentadas en el Convenio de Conexión.

Artículo 124. Los ensayos de recepción y puesta en servicio de las instalaciones del Distribuidor son determinados por él y deben estar especificados en el Convenio de Conexión.

Artículo 125. Concluida la ejecución del Puesto de Conexión de la Central Generadora, el Generador podrá solicitar la energización de su instalación interior. El Generador, previo a esta solicitud, deberá contar con su sistema de medición comercial aprobado por ADME.

Artículo 126. Una vez lograda la energización de su instalación interior, el Generador debe tomar todas las precauciones que considere necesarias para que no acontezca la energización accidental o involuntaria de cualquiera de sus unidades generadoras en paralelo con la Red del Distribuidor.

TÍTULO II HABILITACIÓN DEL GENERADOR A LA CONEXIÓN Y ACCESO EN LA RED CAPÍTULO I ENSAYOS PREVIOS DEL GENERADOR SIN CONEXIÓN A LA RED

Artículo 127. El Generador podrá realizar todos los ensayos que considere pertinente de su Central, siempre que haya tomado las precauciones necesarias a fin de evitar su operación en paralelo con la Red del Distribuidor.

Artículo 128. El Generador solicitará la habilitación de la Conexión y Acceso a la Red del Distribuidor una vez realizados los ensayos de las funciones de protección de la Conexión y Acceso, operación de los sincronizadores y del sistema de enclavamientos dispuestos, que le permitan concluir razonablemente que su Central Generadora está lista para su puesta en servicio. A tal efecto, el Generador solicitará al Distribuidor un permiso que lo habilite a conectar en paralelo con la Red del Distribuidor aquellas unidades generadoras de energía eléctrica, que no cuenten con un Acta de Habilitación para efectuar los ensayos que correspondan.

CAPÍTULO II ENSAYOS DE TIPO Y DE RECEPCIÓN

Artículo 129. Para obtener la habilitación de las unidades que compongan la Central Generadora se deben verificar los requisitos mínimos previos a la puesta en servicio de las unidades. La habilitación quedará formalizada en un Acta de Habilitación firmada por el Distribuidor y el Generador. Toda habilitación parcial o total debe ser comunicada a la ADME.

Artículo 130. Serán de cargo del Generador los costos de cualquiera de los ensayos especificados en esta reglamentación.

Artículo 131. Las unidades de generación quedarán aptas para su Conexión y Acceso a la Red del Distribuidor con el Acta de Habilitación, sin perjuicio que se deba cumplir con las exigencias adicionales previstas en la reglamentación del sector eléctrico.

Artículo 132. Para obtener la habilitación de las unidades de generación, el Generador deberá presentar al Distribuidor los ensayos de Tipo de sus unidades, el protocolo y resultado de los ensayos de Recepción, y éstos deben ser aprobados por el Distribuidor.

Artículo 133. Los equipos de la Central Generadora deben cumplir con los ensayos de Tipo de sincronización, integridad en la interconexión, limitación de inyección DC por inversores sin transformador, funcionamiento en isla no intencional, apertura de fase y armónicos.

Artículo 134. Los ensayos de Tipo indicados en el artículo anterior deben realizarse de acuerdo con lo establecido en la norma IEEE 1547.1:2005 Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Cuando no sea posible la aplicación de dichos ensayos o cuando la potencia inyectada en el Nodo de Conexión sea mayor a 10 MVA, se admitirá la aplicación de otras normativas de similar alcance, específicas y de reconocimiento internacional.

Artículo 135. Adicionalmente, las unidades generadoras en base a máquinas eléctricas asíncronas, o salidas por variadores de frecuencia, de potencia nominal superior a 500 kVA, deben contar con el ensayo de tipo de permanencia frente a huecos de tensión, realizado bajo norma específica de reconocimiento internacional, o en ausencia de la misma, con la garantía del fabricante del equipo. Se debe entregar la curva de tolerancia de tensión/tiempo correspondiente, la cual debe cumplir con la curva de tolerancia establecida en el Convenio de Conexión.

Artículo 136. El Generador debe entregar al Distribuidor los certificados de ensayo de tipo con una declaración que indique que el equipo instalado tiene el mismo diseño que el equipo ensayado. Los certificados de ensayo deben entregarse completos, incluyendo los protocolos de ensayo y planos que podrán ser usados como referencia de los datos de ensayo; asimismo deben tener consignada la fecha de ejecución del ensayo.

Artículo 137. El Distribuidor puede rechazar los ensayos de tipo entregados por el Generador, si entiende, en forma fundada, que de los mismos no se concluye que las unidades vayan a cumplir los requerimientos relacionados con dicho ensayo.

Artículo 138. El Generador debe contar con personal calificado habilitado para realizar trabajos en instalaciones eléctricas de media tensión, e instrumental con certificado de calibración vigente, emitido por un laboratorio independiente reconocido o instituto oficial, para realizar los ensayos de recepción.

Artículo 139. El Generador debe comunicar al Distribuidor el cronograma de ensayos requeridos y los procedimientos a emplear para la realización de los mismos con una anticipación mínima de 10 días hábiles. El Distribuidor podrá presenciar los ensayos y comprobar los procedimientos y resultados, sin interferir en los mismos; o disponer que se le remita de parte del Generador los protocolos de los ensayos correspondientes. El Generador debe archivar los protocolos. El Distribuidor podrá observar, de manera fundada, los ensayos realizados y requerir su repetición hasta su aprobación.

Artículo 140. Las maniobras en la Red del Distribuidor que el Generador requiera para los ensayos, deben ser coordinadas con el Distribuidor. Estas maniobras no tendrán costo para el Generador y serán realizadas en los momentos que el Distribuidor determine, para minimizar los impactos en su red.

Artículo 141. El Generador debe realizar los siguientes ensayos de Recepción: verificación de los enclavamientos; verificación de funcionalidades y configuraciones; ensayo de calidad de onda; ensayo de medida de la variación de tensión en el arranque; ensayo de funcionalidad de cese de

energización; ensayo de respuesta a condiciones anormales de voltaje; ensayo de respuesta a condiciones anormales de frecuencia.

Artículo 142. La verificación de enclavamientos debe incluir:

- a) El enclavamiento del dispositivo de sincronización, donde corresponda ante la ausencia de tensión del lado de Red del Distribuidor.
- b) Los enclavamientos entre equipos de maniobra y seccionadores de puesta a tierra.
- c) El enclavamiento entre equipos de maniobra sin sincronizador y de puesta a tierra con la posición abierta del elemento de comando de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace.

Artículo 143. La verificación de funcionalidades y configuraciones debe incluir:

- a) Para todos los interruptores de la instalación interior que aíslan la Central de la Red del Distribuidor y sobre los cuales actúan las protecciones por frecuencia, tensión, anti-isla y sincronismo, que las señales de todos los relés existen y llegan al interruptor mediante un ensayo funcional de los mismos.
- b) El funcionamiento de los relés y dispositivos de protección.
- c) Las polaridades, relaciones de transformación, factores de precisión y capacidad (características de saturación) de los transformadores de corriente y voltaje, del equipamiento instalado, en relación a lo especificado en el proyecto ejecutivo.
- d) Los cableados de potencia y de control instalados, en relación a lo especificado en el proyecto ejecutivo y a los requerimientos del fabricante.
- e) La compatibilidad de la rotación de fases entre las unidades generadoras de energía eléctrica y la red de distribución.
- f) Los ajustes y programación de los equipos de protección en relación a los requisitos establecidos en el Convenio de Conexión.
- g) La puesta a tierra y medición de la resistencia de puesta a tierra de la Central Generadora.
- h) El grupo de conexión del transformador de la instalación interior de la Central Generadora.
- i) La funcionalidad del sistema de monitoreo del estado de Conexión y Acceso, de la potencia activa, de la potencia reactiva y de la tensión de cada unidad generadora de energía eléctrica.

Artículo 144. Para el ensayo de calidad de onda el Generador debe realizar el registro, en el Nodo de Conexión, de armónicos en corriente, flicker y huecos de tensión provocados por la Central. Los registros deben realizarse al menos durante 7 (siete) días corridos, debiéndose registrar, durante el período de medición, como mínimo 3 (tres) entradas en servicio y 3 (tres) salidas de servicio de la Central Generadora. Durante el período de registro, la Central debe inyectar a la Red del Distribuidor más del 50% (cincuenta por ciento) de la potencia activa inyectada a habilitar por un tiempo total mayor a 8 (ocho) horas, seguidas o no.

Artículo 145. La medida de armónicos de corriente debe realizarse cumpliendo los requerimientos de la norma IEC 61000-4-7 y con los criterios de agregación indicados en la norma IEC 61000-4-30. Se debe registrar la magnitud de cada armónico de corriente así como la distorsión armónica total, con intervalos de medición de 10 minutos. La emisión armónica se considerará aceptable si, para dichos indicadores, el 95% de los valores obtenidos no superan los límites correspondientes establecidos en el Convenio de Conexión.

Artículo 146. La medida del flicker debe realizarse con un equipo que cumpla con los requerimientos de la norma IEC 61000-4-15. Se deben registrar los indicadores de severidad de flicker de corta duración (Pst) y de larga duración (Plt), con intervalo de medición de 10 minutos. El flicker se considerará aceptable si, para dichos indicadores, el 95% de los valores obtenidos no superan los límites correspondientes calculados según la norma IEC 61000-3-7.

Artículo 147. Los huecos de tensión provocados por la Central Generadora que se registren durante el período de registro, deben estar dentro de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.

Artículo 148. El ensayo de variación de tensión en el arranque se debe realizar para toda Central Generadora integrada por máquinas de inducción con excitación a partir de la red o por equipos inversores que sin Conexión a la red no generen tensión en sus terminales de salida. El Generador debe realizar el registro de la tensión transitoria de conexión en las tres fases, para un proceso normal de Conexión de la Central Generadora. Dicho registro se debe realizar 5 (cinco) veces y para cada conexión calcular la variación relativa de la tensión. (A_i). La variación de la tensión se considerará aceptable si el máximo valor de A_i es menor o igual a 5 (cinco).

$$A_i = \frac{|V_{i-arranque} - V_{i-previa}|}{V_{i-previa}} \times 100$$

donde,

$V_{i-arranque}$ es la máxima tensión registrada durante la conexión i .

$V_{i-previa}$ es la tensión previa a la conexión i .

i es el número de conexión.

Artículo 149. Para el ensayo de cese de energización se debe verificar que cuando el interruptor de la instalación interior que aísla la Central de la Red del Distribuidor recibe el comando de apertura correspondiente, la Central Generadora deja de energizar todas las fases de los terminales de salida conectados con la Red del Distribuidor, y no vuelve a reconectar hasta que no haya transcurrido el retardo especificado en el Convenio de Conexión.

Para este ensayo debe verificarse previamente que la Central se encuentre entregando energía a la Red del Distribuidor, no requiriéndose un nivel mínimo de potencia inyectada. En el Anexo 4 se incluye como referencia el procedimiento establecido en la norma IEEE 1547.1:2005. El procedimiento acordado entre el Generador y el Distribuidor debe quedar especificado en el Convenio de Conexión.

Artículo 150. El ensayo de respuesta a condiciones anormales de voltaje verifica si el sistema de interconexión de la Central Generadora con la Red del Distribuidor responde a las condiciones anormales de voltaje de acuerdo a lo establecido en el Convenio de Conexión y en el proyecto ejecutivo. Este ensayo se realizará por medio de inyección secundaria de tensión sobre el relé que dispone de las funciones de sobre y sub tensión y verificará la curva de ajuste oportunamente especificada.

Artículo 151. El ensayo de respuesta a condiciones anormales de frecuencia verifica que el sistema de interconexión de la Central Generadora con la Red del Distribuidor responde a las condiciones anormales de frecuencia de acuerdo a lo establecido en el Convenio de Conexión y en el proyecto ejecutivo. Este ensayo se realizará por medio de inyección secundaria de tensión a frecuencia variable sobre el relé que dispone de las funciones de sobre/sub frecuencia y verificará la curva de ajuste oportunamente especificada.

CAPÍTULO III HABILITACIÓN PARCIAL

Artículo 152. Realizados y aprobados los ensayos, se procederá a firmar un Acta de Habilitación para el grupo de unidades ensayadas. Si las unidades ensayadas no son la totalidad de unidades

de la Central Generadora se firmará el Acta de Habilitación parcial exclusivamente por las unidades ensayadas.

Artículo 153. Una vez firmada el Acta, las unidades quedarán habilitadas para la Conexión y Acceso a la Red del Distribuidor.

Artículo 154. El Generador podrá solicitar hasta 3 (tres) Actas de Habilitación Parcial. Existiendo un Acta de Habilitación Parcial y al solicitarse una nueva Acta de Habilitación, se requiere la realización de los ensayos sobre las unidades generadoras de energía eléctrica a ser habilitadas juntos con aquellas unidades generadoras que han sido habilitadas previamente.

CAPÍTULO IV HABILITACIÓN FINAL

Artículo 155. Una vez realizados los ensayos requeridos para la obtención de un Acta de Habilitación que contenga todas las unidades de la Central Generadora y habiendo resultado los mismos satisfactorios, las partes procederán a firmar el Acta de Habilitación Final.

Artículo 156. Una vez firmada el Acta de Habilitación Final, las unidades quedarán habilitadas para la Conexión y Acceso a la Red del Distribuidor según lo previsto en el Convenio de Conexión.

CAPÍTULO V ENSAYOS DURANTE EL SERVICIO

Artículo 157. Cuando el Generador realice modificaciones proyectadas en la Central Generadora que no impliquen variantes en las condiciones preexistentes de Conexión o Acceso a la Red del Distribuidor, debe notificar al Distribuidor sobre la ejecución de las mismas previo a su realización, con un plazo de tres (3) días hábiles de antelación. Si dichas modificaciones no fueren proyectadas, y siempre que no incluyan variaciones de los ajustes de las protecciones de la Conexión y Acceso, la notificación puede ser posterior y debe ser realizada en un plazo no superior a 7 (siete) días corridos, siguientes a su ejecución. Dependiendo de las modificaciones ejecutadas, el Distribuidor podrá requerir la repetición parcial o total de los ensayos de recepción de la Conexión y Acceso. Los costos que se pudieran incurrir con motivo de estos ensayos serán de cargo del Generador.

Artículo 158. Cualquiera de las partes podrá requerir la realización de ensayos especificados en el presente Reglamento, u otros que fueran pertinentes, en cuyo caso se registrará en forma fehaciente las constataciones realizadas. Si la revisión no constatará desviaciones respecto a lo especificado en el Convenio de Conexión y otros documentos específicos firmados por las partes, el costo de los ensayos será de cargo de la parte que los solicitó. En caso contrario los costos serán cubiertos por la parte responsable de la desviación.

Artículo 159. El Distribuidor debe notificar al Generador las desviaciones reglamentarias y del Convenio de Conexión u otros documentos firmados por las partes, así como las medidas correctivas, otorgando un plazo razonable para ajustarse a los términos establecidos.

Artículo 160. El Generador debe repetir los ensayos de recepción transcurridos 5 (cinco) años desde su última realización, lo que debe concretarse dentro del año siguiente a dicho período. Con una antelación de por los menos 30 (treinta) días corridos al inicio de los ensayos notificará por escrito al Distribuidor el cronograma de realización de los mismos. En caso que el Distribuidor designe oportunamente un técnico para presenciar los ensayos, con una antelación de por los menos 14 (catorce) días corridos al comienzo de los mismos, el Generador debe entregar a dicho técnico un documento en el cual se especifiquen los procedimientos de ensayos.

Artículo 161. La fuente segura que utilicen los equipos de protección y control de la instalación interior del Generador debe ser ensayada siguiendo las recomendaciones Establecidas por el fabricante de las mismas. El protocolo de estos ensayos debe entregarse en la misma instancia que el correspondiente a los ensayos mencionados en el artículo anterior.

TÍTULO I OPERACIÓN

CAPÍTULO I GENERALIDADES

Artículo 162. El Generador y el Distribuidor, previo a la Conexión de la Central Generadora o a partir de la entrada en vigencia de este reglamento, para aquellas Centrales Generadoras que ya estén conectadas, deben nombrar cada uno un responsable técnico permanente, los cuales coordinarán las maniobras necesarias para la operación de las instalaciones en funcionamiento normal y frente a contingencias.

Artículo 163. El responsable técnico designado por cada parte debe contar con la capacitación suficiente para el desempeño de dicha función; en el caso del Generador debe ser profesional universitario en el área de la Ingeniería, dentro de las especialidades Eléctrica o Mecánica, que manifieste idoneidad adecuada y suficiente para la operación de Centrales de generación eléctrica conectadas a la Red del Distribuidor.

Artículo 164. El responsable técnico puede delegar las tareas de coordinación operativa en tiempo real, en otros operarios, asegurando su debido entrenamiento, pero no la responsabilidad de las mismas. Deberá informar a la otra parte la lista de operarios en los cuales delega la operación en tiempo real, comunicando cualquier cambio en un plazo máximo de 24 horas.

Artículo 165. El responsable técnico del Generador debe supervisar y responder por toda acción de mantenimiento de la Central que afecte la Conexión y Acceso de la misma a la Red del Distribuidor.

Artículo 166. Durante interrupciones no programadas de la Red del Distribuidor o ante situaciones de contingencia, que impliquen la desconexión o el acceso con restricciones en forma temporal, el Distribuidor suministrará al responsable técnico del Generador, a requerimiento de éste y en un lapso inferior a una hora la información sobre la situación; esta información deberá permitir al Generador estimar la duración de la desconexión o la restricción de acceso.

Artículo 167. El Distribuidor, en caso de interrupciones programadas, debe notificar por escrito al responsable técnico del Generador con no menos de 2 (dos) días de anticipación.

Artículo 168. El Generador debe llevar un registro diario de Operación de la Central donde se detallan las maniobras realizadas en sus instalaciones de Media Tensión y la actuación por disparo de su sistema de protecciones.

Artículo 169. Toda operación y mantenimiento que se realice en la instalación interior de Media Tensión del Generador, debe ser realizado considerando que el Puesto de Conexión del Distribuidor está energizado, contemplándose la reglamentación nacional vigente en la materia.

CAPÍTULO II TRATAMIENTO DE LAS RECONEXIONES AUTOMÁTICAS EN LA RED DEL DISTRIBUIDOR

Artículo 170. El responsable técnico del Generador puede requerir al responsable técnico del Distribuidor la confirmación de toda reconexión automática que acontezca en el circuito de la Red del Distribuidor al que se conecta la Central Generadora, o en el circuito del Trasmisor, en caso de operación radial, que alimenta la subestación Reductora AT/MT, al cual se conecta la Red del Distribuidor. El Generador llevará un registro histórico particular de estos acontecimientos.

Artículo 171. Cuando la desconexión de la Central sea motivada por la ocurrencia de fallas o reconexiones en circuitos diferentes de la Red del Distribuidor a la cual la Central está conectada, el Generador puede requerir la intervención del Distribuidor, quien debe estudiar la situación y adoptar las medidas correctivas viables con la mayor prontitud.

CAPÍTULO III PROCEDIMIENTOS DE CONEXIÓN/DESCONEXIÓN NORMAL

Artículo 172. Para la puesta en paralelo de Centrales Generadoras que no dispongan de dispositivos de reconexión automática, o disponiéndolos opten por realizar una conexión en modo manual, debe existir tensión estabilizada en el Nodo de Conexión. Se considera estabilizada la tensión en dicho punto cuando, luego de una perturbación, el sistema retorna a los rangos de tensión y frecuencia considerados admisibles en el RCSDEE, por el tiempo establecido en el Convenio de Conexión.

Artículo 173. En situaciones excepcionales que involucren la seguridad de las personas o los bienes, el responsable técnico del Generador puede requerir a su similar del Distribuidor la maniobra del elemento de comando de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace. La maniobra de cierre debe realizarse previa confirmación de condiciones aptas entre los responsables técnicos.

Artículo 174. El Generador puede requerir al Distribuidor, con un mínimo de 5 (cinco) días corridos de antelación, la maniobra del elemento de aislamiento de la Sección de Corte de la Instalación de Enlace. El Distribuidor debe dar respuesta en los 3 (tres) días siguientes a la solicitud.

Artículo 175. El responsable técnico del Generador debe informar a su similar del Distribuidor, en el caso de Centrales Generadoras con Potencia Autorizada superior a 5 MW, en forma inmediata a la ejecución de la maniobra para las salidas de servicio programadas y en un lapso no superior a una hora para las imprevistas.

Artículo 176. Previo a la Conexión y operación en paralelo de la Central Generadora con la Red del Distribuidor, el Generador debe informar al Distribuidor el momento en que se efectivizará la Conexión.

CAPÍTULO IV OPERACIÓN EN ISLA

Artículo 177. El Distribuidor puede acordar con el Generador la operación en isla de la Central Generadora. Deben acordar un procedimiento operativo donde figuren los rangos de tensión y frecuencia que debe mantener el Generador en el Nodo de Conexión, las cargas máximas y mínimas estimadas del circuito alimentado por la central y la eventual existencia de otras centrales en la isla.

Artículo 178. Cuando exista más de un Central Generadora en la isla, se debe coordinar con el Distribuidor quien será responsable de la regulación primaria de frecuencia y tensión.

CAPÍTULO V CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 179. Hasta la fijación de los “Niveles de referencia de perturbaciones del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica”, el Generador se ajustará a las premisas establecidas en los ensayos de Recepción referidos a la Calidad de Onda establecidos en la Sección IV de la presente Reglamentación.

Artículo 180. Cuando existan modificaciones en la calidad de la Energía Entregada por el Generador, que produzcan perturbaciones en la Red del Distribuidor que atenten contra la Calidad del Servicio de Distribución requerida por la normativa vigente, el Distribuidor puede, previo estudio fundado, desconectar a la Central Generadora conforme a lo establecido en el Artículo 183.

TÍTULO II MANTENIMIENTO

Artículo 181. El Generador es responsable de mantener operativas, en buenas condiciones funcionales y de seguridad sus instalaciones, así como las funciones de protección, requeridas para su Conexión a la Red del Distribuidor.

Artículo 182. El Distribuidor es responsable de mantener operativas, en buenas condiciones funcionales y de seguridad todas las instalaciones eléctricas desde el Nodo de Conexión hacia su red.

SECCIÓN VI CAUSALES DE DESCONEXIÓN DE LA CENTRAL GENERADORA

Artículo 183. Sin perjuicio de la actuación oportuna y adecuada del sistema de protecciones del Distribuidor, éste puede desconectar la Central Generadora de su red, en los siguientes casos:

- a) Cuando se vulneren las condiciones y requerimientos técnicos estipulados en el Convenio de Conexión.
- b) Cuando se ponga en peligro la seguridad de las personas o de las propiedades, por defectos de las instalaciones involucradas, estando las mismas bajo la administración del Distribuidor o bien sean instalaciones internas del Generador.
- c) Cuando el Generador provoque perturbaciones en la Red del Distribuidor que atenten contra la calidad del servicio de distribución requerida por la normativa vigente.
- d) Cuando el Generador reitere la inyección en la Red del Distribuidor de una potencia activa superior a la Potencia Autorizada.
- e) Cuando la Central Generadora quede funcionando en isla involuntaria.
- f) A solicitud del responsable técnico del Generador.
- g) Cuando hubieren transcurrido treinta días corridos desde la configuración del vencimiento de una factura presentada al cobro, correspondiente a adeudos por prestación del suministro de energía eléctrica por parte del Distribuidor, sin que la misma hubiese sido paga, siempre que se trate de Generadores conectados a la Red del Distribuidor bajo la modalidad básica B establecida en el Artículo 83.

En el caso de los literales b) y e), la desconexión podrá realizarse en forma inmediata. Cuando se configuren alguno de los supuestos previstos en los literales a), c), d) y g), la desconexión debe ser notificada por escrito al Generador y al Despacho Nacional de Cargas, por lo menos con 10 (diez) días hábiles de antelación, con indicación de la causa de interrupción. El supuesto previsto en el literal f), dependerá de la solicitud realizada.

El Distribuidor debe comunicar al Regulador y al Despacho Nacional de Cargas los casos en que se hubiere desconectado una Central Generadora, especificando la causal correspondiente.

Artículo 184. Regularizada la situación que motivó la desconexión, el Distribuidor debe proceder a la inmediata Conexión de la Central Generadora.

SECCIÓN VII POTESTAD SANCIONATORIA

Artículo 185. El incumplimiento de lo dispuesto en el presente reglamento dará lugar a la aplicación de sanciones según lo previsto en el literal I) del artículo 14 de la Ley N° 17.598, de 13 de diciembre de 2002, en la redacción dada por la Ley N° 18.719, de 27 de diciembre de 2010.

ANEXO 1 **NORMATIVA TÉCNICA SOBRE INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA TENSIÓN**

Título de la Norma	Norma
Conductores de cables aislados.	IEC 60228
Interruptores en corriente alterna de alta tensión.	IEC 60056
Desconectores y seccionadores de tierra en corriente alterna.	IEC 60129
Seccionadores en Alta Tensión	IEC 60265
Combinación seccionador-fusible en alta tensión	IEC 60420
Transformadores de Potencia	IEC 60076
Transformadores de Corriente	IEC 60044
Transformadores de Tensión	IEC 60186
Fusibles para Alta Tensión	IEC 60282
Características de aisladores para uso interior y exterior en sistemas de tensiones nominales superiores a 1000V	IEC 60273
Aparamenta bajo envolvente metálica para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV	IEC 60298/60694
Instalaciones eléctricas en corriente alterna de tensión superior a 1 kV	IEC 61936
Aparamenta bajo envolvente aislante para corriente alterna de tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 38 kV	IEC 60466
Descargadores de sobretensión.	IEC 60099
Cables de potencia con aislación extruido y sus accesorios para voltajes nominales de 1 kV a 30 kV.	IEC 60502
Cables de potencia con aislación extruida y sus accesorios para voltajes nominales encima de 30 kV y hasta 150 kV.	IEC 60840
Relés de medida y equipamiento de protección	IEC 60255

ANEXO 2 SOLICITUD DE INFORMACIÓN

SOLICITUD DE INFORMACIÓN PARA LA CONEXIÓN Y ACCESO DE UNA CENTRAL GENERADORA IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO			
Nombre:		Teléfono:	
Dirección:		Fax:	
Ciudad/Localidad:		e-mail:	
Departamento:			
INFORMACION BASICA DEL PROYECTO			
Nombre del proyecto:			
Dirección:			
Ciudad/Localidad:			
Departamento:			
Datos de Conexión	Potencia instalada MW		
	Potencia Inyectada Nominal de la Central..... MW		
	Potencia Inyectada Nominal para cada unidad MW		
	Potencia Inyectada Nominal Aparente MVA		
	Potencia activa máxima requerida por el Generador en el Nodo de Conexión a contratar al Distribuidor MW		
Cantidad de unidades			
Fuente de Energía	Eólica	Biomasa	Otro
	Hidráulica	Gas	
	Solar	Diesel/Fuel oil	
Punto de Conexión considerado (1):		Nivel de tensión estimado (2):.....V	
<input type="checkbox"/> Otra información que se considere necesaria Especificar:			
Lugar, fecha:		Firma:	Recibido:

NOTAS:

- (1) Se adjunta plano de ubicación geo-referenciado
- (2) Se adjunta esquema de conexión.

ANEXO 3 SOLICITUD DE ACCESO Y CONEXIÓN

FORMULARIO A		DATOS DE LA CENTRAL GENERADORA	
Operador		Ubicación de la planta	
Nombre: Dirección: Ciudad/Localidad: Departamento: Teléfono: Fax / e-mail:		Dirección: Ciudad/Localidad: Departamento:	
Datos de conexión		Potencia instalada MW Potencia Inyectada Nominal de la Central MW Potencia Inyectada Nominal para cada unidad..... MW Potencia Inyectada Nominal Aparente MVA Potencia activa máxima requerida por el Generador en el Nodo de Conexión a contratar al Distribuidor MW Cantidad de unidades Predicción de energía anual..... MWh Fuente primaria	
Nodo de Conexión seleccionado		(1)	
Instalación		Esquema de conexión (2)	
		Breve descripción de la Central Generadora	
Lugar, fecha:		Firma del solicitante:	
		Firma del técnico habilitado:	
		Hoja..... de.....	

NOTAS:

- (1) Se adjunta plano de ubicación geo-referenciado
- (2) Se adjunta esquema de conexión

FORMULARIO B		DATOS DEL TRANSFORMADOR		
Bobinados	Primario	Secundario	Terciario	
Tensión	kV	kV	kV	
Potencia nominal	MVA	MVA	MVA	
Conexión				
<u>Delta</u>	(marcar)	(marcar)	(marcar)	
<u>Estrella aterrada:</u>				
Resistencia de neutro	Ohms	Ohms	Ohms	
Reactancia de neutro	Ohms	Ohms	Ohms	
<u>Estrella sin aterrar</u>	(marcar)	(marcar)	(marcar)	
Pérdidas e Impedancias				
	kV	kV	kV	
a	kV	kV	kV	
@	MVA	MVA	MVA	
Pérdidas @ 75°C	W	W	W	
Imp. Sec. positiva	%	%	%	
Imp. Sec. Cero	%	%	%	
Lugar, fecha:	Firma del solicitante:		Hoja..... de.....	
	Firma del técnico habilitado:			

FORMULARIO C		DATOS DE LA CONEXION
Protecciones de Conexión y Acceso (en la Central Generadora – Artículo 89)	Sobre y sub frecuencia	
	Sobre y sub tensión	
	Pérdida de alimentación de la red (Loss of Mains)	
	Función 1.....	
	Función 2.....	
	Faltas trifásicas en lado de la Red del Distribuidor	
	Faltas Bifásicas en lado de la Red del Distribuidor	
	Potencia Inversa	
Otras		
Unidad de Compensación (si corresponde)	Potencia reactiva k Var	
	Descripción del tipo de compensación	
Líneas/Cables	Nivel de tensión..... V	
	Longitud del cable: km	
	Tipo, sección del cable e impedancia en Ohm/km	
	Longitud de línea aérea: km	
	Tipo y sección de la línea e impedancia en Ohm/km	
	Nivel de tensión..... V	
	Longitud del cable: km	
	Tipo y sección del cable	
Longitud de línea aérea: km		
Tipo y sección de la línea		
Anexos	Plano de planta	
	Descripción de los Servicios Auxiliares, Potencia y principales motores	
Comentarios		
Lugar, fecha:	Firma del solicitante:	Hoja..... de.....
	Firma del técnico habilitado:	

FORMULARIO D		DATOS DEL GENERADOR	
Unidad	Fabricante:	Número de unidades idénticas:	
	Tipo:		
	Cogeneración <input type="checkbox"/>		
Fuente de Energía	Eólica	Biomasa	Otro
	Hidráulica	Gas	
	Solar	Diesel/Fuel oil	
Modos de Operación	Operación en isla prevista	si <input type="checkbox"/>	no <input type="checkbox"/>
	Arranque automático	si <input type="checkbox"/>	no <input type="checkbox"/>
	Arranque en Negro previsto	si <input type="checkbox"/>	no <input type="checkbox"/>
Datos del Generador	Generador sincrónico <input type="checkbox"/>	Generador asincrónico <input type="checkbox"/>	
	Potencia activaMW	Si parte como motor, especifique la corriente de partida:..... kA	
	Potencia aparenteMVA		
	Tensión nominalkV		
Corriente nominalkA			
Transformador de máquina (si corresponde)	Potencia nominalMVA		
	Tensión nominal primario.....kV		
	Tensión nominal secundariokV		
	Tensión de cortocircuito%		
Funciones de Protección	Descripción de funciones disponibles		
 Código ANSI.....		
Unidad de Compensación (si corresponde)	Potencia reactivak Var		
	Descripción del tipo de compensación		
Curva de Cargabilidad			
Comentarios			
Lugar, fecha:	Firma del solicitante:		Hoja..... de.....
	Firma del técnico habilitado:		

FORMULARIO E		DATOS ELECTRICOS DEL GENERADOR	
Impedancias		Rango especificado	
X''d(v)	reactancia subtransitoria directa (de saturación a tensión nominal y potencia nominal)		(%)
X'd(v)	reactancia transitoria directa (de saturación a tensión nominal y potencia nominal)		(%)
Xd(v)	reactancia síncrona directa (de saturación a tensión nominal y potencia nominal)		(%)
X2(v)	reactancia de secuencia negativa (de saturación a tensión nominal y potencia nominal)		(%)
X0(v)	reactancia de secuencia cero (de saturación a tensión nominal y potencia nominal)		(%)
Constantes de Tiempo			
T''d(o)	– constante de tiempo subtransitoria directa (circuito abierto)		s
T'd(o)	– constante de tiempo transitoria directa (circuito abierto)		s
Conexión			
Delta			(marcar)
Estrella aterrada:			(marcar)
Resistencia de neutro			(Ohms)
Reactancia de neutro			(Ohms)
Estrella sin aterrar			(marcar)
Lugar, fecha:	Firma del solicitante:		
	Firma del técnico habilitado:	Hoja..... de.....	
<i>Nota: Los datos del generador que fueren estimados como típicos deben especificarse como tales.</i>			

ANEXO 4 ENSAYOS DE RECEPCIÓN PROCEDIMIENTO DE ENSAYO DE FUNCIONALIDAD DE CESE DE ENERGIZACIÓN

Para Centrales Generadoras que cumplen con los requisitos del ensayo de tipo de apertura de fase, establecido en el Artículo 149, la norma IEEE 1547:2005 establece los siguientes pasos para la realización del ensayo de funcionalidad de cese de energización:

- a) Verificar que la Central se encuentre entregando energía eléctrica a la Red del Distribuidor.
- b) Desconectar todas las fases desde la Red del Distribuidor, simultáneamente, utilizando algún dispositivo de apertura que no sea el que otorga la funcionalidad de cese de energización.
- c) Verificar que el interruptor de la instalación interior que aísla la Central de la Red del Distribuidor deja de energizar los terminales de salida que lo conectan con la dicha red.
- d) Luego de un período conveniente, cerrar el dispositivo del ítem. “b”.

El presente ensayo se considera satisfactorio si el interruptor de la instalación interior que aísla la Central Generadora de la Red del Distribuidor no reenergiza esta red hasta que no haya transcurrido el retardo de reconexión especificado en el Convenio de Conexión.

LIBRO IV

SEGURIDAD DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN

SECCION I DISPOSICIONES GENERALES

TÍTULO I OBJETO

Artículo 1. El presente reglamento tiene por objeto regular los requisitos esenciales de seguridad de los Productos Eléctricos de Baja Tensión que se comercialicen en el país.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

TÍTULO II DEFINICIONES

Artículo 2. Las siguientes expresiones tienen, en el marco de este reglamento, el sentido que se indica:

Acreditación: Procedimiento por el cual un organismo con autoridad otorga el reconocimiento formal de competencia a otro organismo, para implementar las actividades de evaluación de la conformidad para un producto o conjunto de productos.

Características Críticas: Aquéllas características de los productos eléctricos de baja tensión que requieren especial cuidado en cuanto a la seguridad de éstos.

Evaluación de la Conformidad: Demostración de que se cumplen los requisitos especificados relativos a un producto, proceso, sistema, persona u organismo.

Esquema de Certificación de Productos: Sistema de Certificación, relativo a unos productos específicos, para los cuales aplican los mismos reglamentos y reglas específicas.

Fuente: Agregado dispuesto por Numeral 1º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Familia de Productos: Grupo de productos que poseen todas estas características:

- a) Ser producidos en la misma planta fabril o grupo industrial;
- b) Tener la misma funcionalidad;
- c) Tener elementos constitutivos semejantes;
- d) Tener las mismas características críticas.

Laboratorio: Organismo que realiza ensayos, dentro del Sistema de Certificación de Tercera Parte establecida en el presente reglamento.

Organismo de Acreditación: Organismo con autoridad para la concesión y administración de la acreditación.

Organismo de Certificación: Organismo que emite los respectivos certificados de aprobación o informes de rechazo, aplicando los Sistemas de Certificación de Tercera Parte establecidos en el presente reglamento.

Producto Eléctrico de Baja Tensión: Materiales y equipos eléctricos y electrónicos de tensión nominal mayor que cincuenta (50) volts y hasta mil (1000) volts en corriente alterna o mayor que setenta y cinco (75) volts y hasta mil quinientos (1500) volts en corriente continua, con la excepción de los siguientes:

- a) Material eléctrico destinado a utilizarse en una atmósfera explosiva;
- b) Material eléctrico para electro-radiología y para usos médicos; y
- c) Material eléctrico para uso exclusivo en buques, aeronaves y ferrocarriles.

Reglamento Técnico MERCOSUR sobre Requisitos Esenciales de Seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión (RTM): Es el aprobado en la resolución del Grupo Mercado Común MERCOSUR/GMC/RES.Nº 35/08.

Sistema de Certificación de Productos: Reglas, procedimientos y gestión para llevar a cabo la Evaluación de Conformidad de productos por Tercera Parte.

Titular de la autorización de URSEA: Persona física o jurídica que, luego de realizado el trámite correspondiente ante la URSEA, recibe de ésta la autorización para la comercialización de Productos Eléctricos de Baja Tensión.

Fuente: Artículo 2º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

SECCION II DISPOSICIONES PARTICULARES

TITULO I REQUISITOS GENERALES DE SEGURIDAD

Artículo 3. Los Productos Eléctricos de Baja Tensión que se comercialicen en el país, deberán cumplir con los requisitos esenciales de seguridad definidos en el RTM, que se adjunta en el Anexo I.

Fuente: Artículo 3º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 4. La URSEA podrá exigir a los fabricantes, importadores, representantes de éstos, distribuidores, comerciantes mayoristas y minoristas de los Productos Eléctricos de Baja Tensión, que demuestren el efectivo cumplimiento de los requisitos esenciales de seguridad.

Fuente: Artículo 4º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 5. Los Productos Eléctricos de Baja Tensión con clase de aislación O y OI quedan expresamente prohibidos (Norma UNIT-NM 60335-1:2010).

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009 y Numerales 1) y 3) Resolución URSEA N° 153/012 de 26/9/2012, publicada D.O. 19/10/2012.

TITULO II EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Artículo 6. En el caso de los productos listados en los Anexos, se considerarán cumplidos los requisitos esenciales de seguridad establecidos en el Anexo I del presente reglamento, cuando se cumplan las exigencias de las normas técnicas correspondientes a cada Producto Eléctrico de Baja Tensión así como los requisitos de marcado dispuestos en el Título V.

Fuente: Artículo 6º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 7. Los Productos Eléctricos de Baja Tensión que hayan demostrado conformidad con los requisitos esenciales de seguridad, según lo dispuesto en el presente reglamento, contarán con una autorización de la URSEA.

Fuente: Artículo 7º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 8. El titular de la autorización emitida por la URSEA tiene la responsabilidad técnica, civil y penal referente a los Productos Eléctricos de Baja Tensión por él fabricados, importados o comercializados, no pudiendo transferirla.

Fuente: Artículo 8º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 9. La URSEA llevará un registro actualizado de cada Producto Eléctrico de Baja Tensión autorizado y publicará en su sitio web, u otro medio equivalente, la lista de los mismos.

Fuente: Artículo 9º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 10. Los fabricantes o importadores brindarán una copia de la autorización a sus distribuidores, a requerimiento de los mismos.

Fuente: Artículo 10º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 11. La URSEA emitirá listados de productos, con indicación de la norma técnica respectiva a cumplir, así como del procedimiento de evaluación de la conformidad con los requisitos esenciales de seguridad. Dichos listados serán publicados en el Diario Oficial, y en el sitio web de la Unidad, u otro medio equivalente.

Fuente: Artículo 11º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 12. La URSEA llevará un registro de los Organismos de Certificación reconocidos a efectos del presente reglamento.

Fuente: Artículo 12º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 13. Son condiciones necesarias para el reconocimiento por parte de la URSEA, referido en el artículo anterior: contar con presencia comercial en el país, antecedentes e idoneidad así como ser evaluados por el Organismo Uruguayo de Acreditación. Dicha evaluación debe considerar la competencia técnica del Organismo de Certificación de Producto en las normas técnicas listadas en los Anexos así como en la norma ISO/IEC 17065:2012.

El reconocimiento podrá caducar en caso de comprobarse cualquier irregularidad en los procedimientos para los cuales se haya extendido el mismo.

Fuente: Numeral 2º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016

Fuente anterior: Artículo 13º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

TITULO III PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Artículo 14. En tanto no se establezca requisito específico en los Anexos, los fabricantes o importadores de los Productos Eléctricos de Baja Tensión podrán optar por uno de los siguientes Esquemas de Certificación de Productos:

- Ensayo de Tipo, seguido de la verificación de muestras obtenidas en el mercado y/o en la fábrica (Esquema 4 de la norma UNIT-ISO/IEC 17067:2013)
- Ensayo de Tipo, seguido de una evaluación del sistema de gestión de la fábrica y de ensayos de verificación de muestras obtenidas en el mercado y/o en la fábrica (Esquema 5 de la norma UNIT-ISO/IEC 17067:2013)
- Ensayo de Lote, que deberá realizarse sobre muestras representativas tomadas por cada lote fabricado o importado (Sistema 7 de la Resolución No. 19/92 del Grupo de Mercado Común del Mercosur)

Fuente: Numeral 2º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Fuente anterior: Artículo 14º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 15. Los certificados de los Productos Eléctricos de Baja Tensión serán otorgados por un Organismo de Certificación reconocido a estos efectos por la URSEA.

Asimismo, a partir de los doce (12) meses de obtenido el reconocimiento, el Organismo de Certificación deberá estar acreditado ante el Organismo Uruguayo de Acreditación.

Fuente: Numeral 2º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Fuente anterior: Artículo 15º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

CAPÍTULO I ENSAYO DE TIPO Y SEGUIMIENTO

Artículo 16. El Esquema de Certificación de Productos por Ensayo de Tipo, seguido de la verificación de muestras obtenidas en el mercado y/o en la fábrica (Esquema 4 de la norma UNIT-ISO/IEC 17067:2013), debe comprender la comprobación de modelos iguales a los que sufrieron el Ensayo de Tipo y que hayan sido tomados al azar. En el mismo, se realizará una verificación de identidad y una serie de ensayos reducidos.

Fuente: Numeral 2º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Fuente anterior: Artículo 16º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 17. En la verificación de identidad con muestras obtenidas en el mercado se debe comprobar si el Producto Eléctrico de Baja Tensión fue constituido con los mismos diseños y materiales que el que fuera previamente certificado.

A tales efectos, se deben corroborar los componentes críticos a través de una verificación visual y realizar una descripción para comparar el listado original de los componentes, con el listado de componentes del Producto Eléctrico de Baja Tensión en seguimiento.

Los componentes críticos serán definidos en todos los casos por el Organismo de Certificación respectivo.

En el caso de electro-componentes, en los cuales la verificación de los componentes críticos se hace difícil, o dichos componentes no existen, se debe adicionar, a la verificación de los componentes antes mencionados, ensayos representativos de las características del componente a verificar. La lista de estos ensayos será definida por el Organismo de Certificación.

Fuente: Artículo 17º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 18. Los ensayos reducidos deben ser realizados bajo la norma respectiva, a fin de demostrar que las características de un Producto Eléctrico de Baja Tensión cumplen satisfactoriamente con los requisitos esenciales de seguridad. Estos ensayos serán definidos por el Organismo Certificador y consistirán, como mínimo, en marcado, resistencia al calor y al fuego, accesibilidad de las partes bajo tensión y rigidez dieléctrica.

Fuente: Artículo 18º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 19. En los ensayos reducidos se debe verificar al menos una de cada cinco Familias de Productos certificados por un mismo fabricante nacional o extranjero. Se debe verificar como mínimo una Familia de Productos por fabricante.

Los referidos ensayos deben ser realizados sobre una muestra de por lo menos un Producto Eléctrico de Baja Tensión representativo por Familia de Productos certificados.

Fuente: Artículo 19º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 20. Los ensayos reducidos deben incluir una verificación de identidad entre el Producto Eléctrico de Baja Tensión presente en el mercado y el previamente certificado.

Fuente: Artículo 20º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 21. La verificación mínima de los controles de vigilancia debe realizarse, para la verificación de identidad, dentro de los ciento ochenta (180) días de emitido el respectivo certificado, y para los ensayos reducidos, cada un (1) año, a partir de la fecha de la primera verificación de identidad.

Fuente: Artículo 21º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

CAPÍTULO II ENSAYO DE TIPO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE FÁBRICA

Artículo 22. La evaluación del control de calidad de la fábrica de los Productos Eléctricos de Baja Tensión, prevista en el Artículo 14 b) debe ser anual. En dicha evaluación se realizará una verificación de identidad de los Productos Eléctricos de Baja Tensión certificados.

Fuente: Artículo 22º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

CAPÍTULO III ENSAYO DE LOTE

Artículo 23. En el ensayo de lote se debe extraer una muestra de cada lote de fabricación y realizar ensayos respecto a la Norma técnica correspondiente, para emitir un juicio de la conformidad del lote respecto a una especificación dada.

En este ensayo, el Organismo de Certificación utilizará, para la toma de muestras, los criterios establecidos en la norma UNIT 472-75, determinando el plan de muestreo en función de la dimensión del lote, de las características del equipamiento eléctrico a ensayar y de la información disponible que acredite su homogeneidad.

Fuente: Artículo 23º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

TÍTULO IV OBLIGACIONES DE LOS ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN

Artículo 24. Son obligaciones de los Organismos de Certificación de Productos:

- a) Asumir la responsabilidad civil, comercial, administrativa y penal emergente de las funciones de certificación.
- b) Informar a la URSEA las altas, bajas y modificaciones de los Productos Eléctricos de Baja Tensión certificados. En el caso específico de modificaciones y bajas, dicha comunicación a la URSEA deberá ser realizada en un plazo máximo de 20 (veinte) días hábiles de efectuadas.

Fuente: Numeral 2º de Resolución URSEA N° 256/016 de 28/9/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

- c) Emitir documentos sobre la base de constancias fehacientes de los resultados de evaluación de la conformidad, basados en información o datos comprobables en su veracidad.
- d) Cumplir estrictamente con los procedimientos establecidos para el desarrollo de sus actividades.
- e) Mantener los recursos o la capacidad para emitir documentos de evaluación de la conformidad, respecto de los Productos Eléctricos de Baja Tensión evaluados en oportunidad de concederse el reconocimiento.

Fuente: Artículo 24º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 25. Los certificados emitidos por los Organismos de Certificación de Productos deben incluir, como mínimo, la siguiente información:

- a) Nombre y dirección del solicitante.
- b) Nombre del producto, descripción, marca, modelo y características principales.
- c) Nombre y dirección del fabricante.
- d) Nombre y dirección de la fábrica.
- e) Sistema de Certificación de Productos.
- f) Referencia a normativa de los ensayos y nombre del Laboratorio que efectuó el ensayo.

g) Fecha de otorgamiento de la certificación y período de validez de la misma.

Fuente: Artículo 25º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 26. Los certificados emitidos por los Organismos de Certificación de Productos incluirán una leyenda que indique: “Se certifica que los productos incluidos en el presente certificado cumplen plenamente con los requisitos esenciales de seguridad establecidos en el Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión, aprobado por Resolución de la Unidad Reguladora de la Servicios de Energía y Agua (URSEA) de _____ y sus Anexos, normas concordantes y modificativas”.

Fuente: Artículo 26º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

TITULO V MARCADO

Artículo 27. Todo Producto Eléctrico de Baja Tensión deberá contar con un marcado mínimo obligatorio, de acuerdo a lo previsto en el RTM.

Fuente: Artículo 27º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 28. Para los productos indicados en los Anexos del presente reglamento, deberá cumplirse en forma complementaria con todo aquel marcado previsto en la Normativa Técnica particular de los mismos.

Fuente: Artículo 28º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 29. Los Productos Eléctricos de Baja Tensión que hubieran obtenido autorización de la URSEA deben contar con un rotulado que acredite el cumplimiento de los requisitos de seguridad del equipamiento eléctrico. La URSEA oportunamente especificará el formato de dicho rotulado.

Fuente: Artículo 29º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

SECCION III RÉGIMEN SANCIONATORIO

Artículo 30. El incumplimiento de lo dispuesto en el presente reglamento dará lugar a la aplicación de sanciones según lo previsto en los literales K) y M) del artículo 14 de la Ley N° 17.598, de 13 de diciembre de 2002.

Fuente: Artículo 30º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

SECCION IV VIGENCIA DEL REGLAMENTO

Artículo 31. El presente reglamento entrará en vigor el 1º de octubre de 2010.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 131/010 de 17/6/2010, publicada D.O. 29/6/2010.

Antecedentes: Artículo 1º Resolución URSEA N° 36/010 de 9/2/2010, publicada D.O. 10/3/2010. Artículo 31º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

SECCION V EXCEPCIONES

Artículo 32. Quedan exceptuados de lo dispuesto en el presente reglamento, aquellos Productos Eléctricos de Baja Tensión que ingresen al país con la finalidad de efectuar ensayos para su certificación, siempre que se realice previamente la solicitud ante la URSEA.

Fuente: Artículo 32º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 33. Quedan exceptuados de lo dispuesto en el presente reglamento, aquellos Productos Eléctricos de Baja Tensión que ingresen al país para su uso en un predio industrial o en una



maquinaria específica, no siendo comercializados en plaza, siempre que se realice previamente la solicitud ante la URSEA.

Fuente: Artículo 33º Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

REGLAMENTO TÉCNICO MERCOSUR SOBRE REQUISITOS ESENCIALES DE SEGURIDAD PARA PRODUCTOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN

I. A los fines del presente reglamento se considerarán productos eléctricos de baja tensión los materiales y equipos eléctricos y electrónicos de tensión nominal mayor que cincuenta (50) volts y hasta mil (1000) volts en corriente alterna o mayor que setenta y cinco (75) volts y hasta mil quinientos (1500) volts en corriente continua, con la excepción de los siguientes:

- a) Material eléctrico destinado a utilizarse en una atmósfera explosiva;
- b) Material eléctrico para electro-radiología y para usos médicos y;
- c) Material eléctrico para uso exclusivo en buques, aeronaves y ferrocarriles.

Fuente: Artículo I, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

II. Las características fundamentales del producto eléctrico de baja tensión, de cuyo conocimiento y observancia dependa la utilización segura de acuerdo con el destino y el empleo, figurarán sobre el mismo o, cuando esto no sea posible, en el manual de instrucciones o en el envase, redactadas en el idioma del país donde será comercializado (español o portugués), o en ambos idiomas.

Fuente: Artículo II, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

III. En todo producto eléctrico de baja tensión se marcará, de manera distinguible e indeleble, como mínimo lo siguiente:

- país de origen;
- marca comercial;
- modelo.

Además se marcará de la misma manera en el producto eléctrico de baja tensión, o en el envase cuando esto no sea posible, la siguiente información adicional:

Para productos de fabricación nacional:

- razón social y domicilio legal del fabricante.

Para productos fabricados en otros Estados Partes y Extrazona:

- razón social o nombre del importador y su domicilio legal.

Fuente: Artículo III, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

IV. Los productos eléctricos de baja tensión y todas sus partes y piezas serán fabricados de modo que permitan una conexión segura y adecuada.

Fuente: Artículo IV, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

V. Los productos eléctricos de baja tensión deberán diseñarse y fabricarse de modo que quede garantizada la protección contra los peligros a que se refieren los ítems A y B citados abajo, siempre que sean atendidas las instrucciones del fabricante en cuanto a su uso adecuado y mantenimiento.

A- Protección contra los peligros originados en el propio producto eléctrico de baja tensión.

Serán previstas medidas de índole técnica a fin de que:

1. Las personas y los animales domésticos queden adecuadamente protegidos contra el riesgo de heridas y otros daños que puedan sufrir a causa de contactos directos o indirectos.
2. No produzcan temperaturas, arcos eléctricos o radiaciones peligrosas.

3. Sean protegidas convenientemente las personas, animales domésticos y los bienes contra los peligros de naturaleza no eléctrica causados por el producto eléctrico.

B- Protección contra los peligros causados por efecto de influencias exteriores sobre el producto eléctrico de baja tensión.

Se establecerán medidas de índole técnica a fin de que:

1. El producto eléctrico de baja tensión responda a las exigencias mecánicas previstas, no colocando en peligro las personas, los animales domésticos y los bienes.
2. El producto eléctrico de baja tensión resista a las influencias no mecánicas en las condiciones previstas de medio ambiente, con objeto de que no corran peligro las personas, los animales domésticos y los bienes.
3. El producto eléctrico de baja tensión no ponga en peligro a las personas, los animales domésticos y los bienes en las condiciones previstas de sobrecarga.

Fuente: Artículo V, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

VI. La aislación, así como también la clase de aislación, deberán ser adecuadas para las condiciones de utilización previstas.

Fuente: Artículo VI, Anexo I, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

ANEXO II

Artículo 1. Para los Productos Eléctricos de Baja Tensión que se detallan en la siguiente tabla, se aplican para su Certificación las normas técnicas que se indican en la misma:

Producto	Norma aplicable
<i>Fichas y tomacorrientes para usos domésticos y análogos</i>	UNIT-NM 60884-1:2009 (*)
<i>Prolongadores eléctricos para usos domésticos y análogos (*)</i>	UNIT 1097:2005
Adaptadores	UNIT-IEC 60884-2-5:2004
<i>Cables con aislación de PVC para tensión nominal 300/500 V. Cables con envoltura para instalaciones fijas</i>	UNIT 2474:2011
<i>Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecorrientes</i>	UNIT-NM 60898:2004
<i>Interruptores automáticos de corriente diferencial para instalaciones domésticas y análogas</i>	UNIT-NM 61008-2-1:2005 IEC 61009-1 :2006
<i>Portalámparas con rosca Edison</i>	UNIT-IEC 60238 :2004
<i>Portalámparas para lámparas fluorescentes tubulares y portacebadores</i>	UNIT-IEC 60400 :1999
<i>Calentadores de agua instantáneos</i>	UNIT-IEC 60335-2-35:2005
<i>Calentadores de agua de acumulación</i>	UNIT-IEC 60335-2-21:2012 (**)
<i>Sistemas de conductos para la conducción de cables. Diámetros exteriores de los conductos para instalaciones eléctricas y roscas para conductos y accesorios.</i>	UNIT-IEC 60423:2007
<i>Sistemas de conductos para la conducción de cables. Parte 1: Requisitos generales. Sistemas de conductos para la conducción de cables. Parte 21: Requisitos particulares. Sistemas de conductos rígidos.</i>	UNIT-IEC 61386-1:2008 UNIT-IEC 61386-21:2002 (***)
<i>Sistemas de conductos para la conducción de cables. Parte 22: Requisitos particulares. Sistemas de conductos plegables.</i>	UNIT- IEC 61386-22:2002
<i>Sistemas de conductos para la conducción de Cables. Parte 23: Requisitos particulares. Sistemas de conductos flexibles.</i>	UNIT- IEC 61386-23:2002 (***)
<i>Sistemas de conductos para la conducción de Cables. Parte 24: Requisitos particulares. Sistemas de conductos enterrados.</i>	UNIT- IEC 61386-24:2004
<i>Sistemas de conductos para la conducción de Cables. Parte 25: Requisitos particulares. Dispositivos de fijación de conductos</i>	UNIT- IEC 61386-25:2011

<i>Cajas y envolventes de dispositivos para instalaciones eléctricas fijas y análogas. Parte 1: Requisitos generales.</i>	<i>UNIT-IEC 60670-1:2002 + Amd1 2011</i>
<i>Cajas y envolventes de dispositivos para instalaciones eléctricas fijas y análogas. Parte 21: Requisitos particulares para cajas y envolventes previstas para medios de suspensión.</i>	<i>UNIT-IEC 60670-21:2004</i>
<i>Cajas y envolventes de dispositivos para instalaciones eléctricas fijas y análogas. Parte 22: Requisitos particulares para cajas y envolventes de conexión.</i>	<i>UNIT- IEC 60670-22:2003</i>
<i>Cajas y envolventes de dispositivos para instalaciones eléctricas fijas y análogas. Parte 23: Requisitos particulares para cajas y envolventes de piso.</i>	<i>UNIT- IEC 60670-23:2006</i>
<i>Cajas y envolventes de dispositivos para instalaciones eléctricas fijas domésticas y análogas. Parte 24: Requisitos particulares para envolventes de dispositivos de protección y dispositivos similares que disipan potencia.</i>	<i>UNIT- IEC 60670-24:2011 -</i>

(*)Se aplica íntegramente, a excepción de la consideración de la Norma UNIT 821 en el Capítulo 2 (Referencias Normativas).

(**): Fuente: Numerales 1º y 2º Resolución N° 387/018 de 18/12/2018, publicada D.O 28/12/2018. La nueva norma técnica resulta aplicable a partir del 29/9/2019. Hasta tanto rige la norma *UNIT-IEC 60335-2-21:2006*.

(***) *El punto 8.1 no se aplica para conductos y accesorios metálicos*

Las modificaciones establecidas por la presente Resolución entraron en vigencia una vez realizada la publicación en el Diario Oficial.

Las modificaciones establecidas en la Resolución N° 009/016, que fueron incorporadas en la presente Resolución, mantuvieron el plazo de entrada en vigencia establecido oportunamente (12 meses de su publicación en el Diario Oficial). No obstante ello, la Resolución URSEA 320/017 de 21/11/017, publicada D.O. 24/11/017, prorrogó la entrada en vigencia de las modificaciones establecidas en la Resolución N° 009/016 relativas únicamente a Sistemas de conductos para la conducción de cables (normas UNIT-IEC 60423:2007, UNIT-IEC 61386-1:2008, UNIT-IEC 61386-21:2002, UNIT-IEC 61386-22:2002; UNIT-IEC 61386-23:2002, UNIT-IEC 61386-24:2002 y UNIT-IEC 61386-25:2002) exclusivamente para los sistemas de conductos metálicos (incluyendo conductos y accesorios) hasta el 23 de agosto de 2018.

Las modificaciones establecidas por las Resoluciones N° 214/014 y N° 172/015 entraron en vigencia el 12 de mayo de 2016.

Fuente: Numeral 1º Resolución N° 188/2018 de 5/05/2018, publicada D.O 13/06/2018 y Numerales 3º y 5º Resolución URSEA N° 256/016 de 28/09/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Antecedentes: Artículo 1º y 2º Resolución URSEA N° 9/016 de 2/02/2016, publicada D.O. 16/02/2016, Artículo 1º Resolución URSEA N° 214/014 de 29/10/2014, publicada D.O. 12/11/2014 y Artículos 1º y 2º Resolución URSEA N° 172/015 de 27/10/2015, publicada D.O. 6/11/2015.

Artículo 1º Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010. Artículo 1º, Anexo II, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009

Artículo 2. Los Productos Eléctricos de Baja Tensión citados en el artículo anterior, deberán optar por uno de los Sistemas de Certificación de Productos previstos en el TÍTULO III, de la SECCIÓN II, del presente reglamento.

Fuente: Artículo 2º, Anexo II, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

Artículo 3. Exceptúase de lo dispuesto en el artículo anterior, a los Calentadores de agua de acumulación, para los cuales corresponde aplicar el Sistema de Marca de Conformidad con Norma (Sistema 5 de Guía ISO -IEC 67).

Fuente: Artículo 3º, Anexo II, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

ANEXO III

Derogado por Numeral 4º Resolución URSEA N° 256/016 de 28/09/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Antecedente: Artículo 6º, Anexo III, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

ANEXO IV

Derogado por Numeral 4º Resolución URSEA N° 256/016 de 28/09/2016, publicada D.O. 11/10/2016.

Antecedente: Anexo IV, Resolución URSEA N° 131/009 de 20/8/2009, publicada D.O. 22/9/2009.

ANEXO REGLAMENTO TÉCNICO MERCOSUR SOBRE CABLES Y CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN

1. A los fines de este Reglamento se entiende por cables y conductores eléctricos de baja tensión aquellos cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 Volt inclusive, de corriente alterna. El Reglamento se aplica a los cables y conductores rígidos y flexibles.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA Nº 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

2. Los cables y conductores eléctricos de baja tensión alcanzados por el presente Reglamento deberán cumplir con los requisitos establecidos en las Normas MERCOSUR citadas a continuación y se exigirá la certificación obligatoria por marca de conformidad (Sistema ISO N 5), según las especificaciones de las mismas:

Norma	Descripción
NM 243:2000	Cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) o aislados con compuesto termofijo elastomérico para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Inspección y recepción
NM 244:2000	Conductores y cables aislados - Ensayo de tensión en seco entre electrodos
NM 247- 1:2000	Cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive – Parte 1 - Requisitos generales (IEC 60227-1, MOD).
NM 247- 2:2000	Cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive – Parte 2 - Métodos de ensayos (IEC 60227- 2, MOD).
NM 247- 3:2002	Cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive – Parte 3 - Cables unipolares (sin envoltura) para instalaciones fijas (IEC 60227-3, MOD).
NM 247- 5:2002	Cables aislados con policloruro de vinilo (PVC) para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive – Parte 5 - Cables flexibles (cordones) (IEC 60227- 5, MOD).
NM 274:2002	Cables flexibles aislados con caucho de siliconas unipolares sin envoltura y multipolares con envoltura, resistentes al calor, para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive
NM 280:2002	Conductores de cables aislados (IEC 60228, MOD)
NM 287-1:2006	Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive Parte 1: Requisitos generales (IEC 60245-1:2003, MOD)

³Las modificaciones establecidas por la Resolución URSEA Nº 194 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010 “serán obligatorias a partir del 1º de Octubre de 2010 en caso del Anexo V” (Artículo 3).

Norma	Descripción
NM 287-2:2003	Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos, para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Parte 2: Métodos de ensayos (IEC 60245-2 MOD)
NM 287-3:2003	Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Parte 3: Cables aislados con caucho de siliconas con trenza, resistentes al calor (IEC 60245-3 MOD)
NM 287-4:2006	Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive Parte 4: Cordones y cables flexibles (IEC 60245-4:2004 MOD)

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

3. Deberán cumplir además, los siguientes requisitos y restricciones:

- 3.1. Todos los cables y conductores eléctricos de baja tensión deberán tener marcados el país de origen sobre su superficie externa (aislación o envoltura), además de lo establecido en la respectiva norma de referencia.

Adicionalmente se marcará de la misma manera en el embalaje de los rollos o en las dos caras laterales externas de la bobina, la siguiente información:

Para productos de fabricación nacional

- razón social y domicilio legal del fabricante.
- “BWF - Resistente a la propagación de incendio” (si corresponde)

Para productos fabricados en otros Estados Partes o Extrazona

- razón social o nombre del importador y su domicilio legal.
- “BWF - Resistente a la propagación de incendio” (si corresponde)

- 3.2. El punto 4.1.2 (Códigos de colores) de las Normas NM 247-1:2000 y NM 287- 1:2006, no se aplica en el presente Reglamento.
- 3.3. La nota del punto 4.1.3 (Combinación de los colores verde-amarillo) de las Normas NM 247-1:2000 y NM 287-1:2006, no se aplica en el presente Reglamento.
- 3.4. Se aplicará a la nota del punto 4.1.2 de la norma NM 247-1:2000 en la que se determina que la combinación de colores verde-amarillo utilizada en la aislación de los conductores se utilizará exclusivamente para el conductor de puesta a tierra.
- 3.5. El párrafo primero y segundo del punto 4.2.4 (Acondicionamiento) de la NM 247- 1:2000, no se aplican al presente Reglamento. Para el control de las longitudes se deberán aplicar las Resoluciones MERCOSUR vigentes que regulan al respecto.
- 3.6. El literal b) del punto 4.2.4 (Acondicionamiento) de la NM 247-1:2000 y los puntos 2.4 y 3.4 (Marcado) de la NM 274:2002, son aplicables para todos los países.
- 3.7. El literal f) del punto 4.2.4 (Acondicionamiento) de las Normas NM 247-1:2000 y NM 287-1:2006, es aplicable para todos los países, para las bobinas y los rollos, debiendo en ambos casos indicarse la masa bruta en kilogramos.
- 3.8. Los puntos 2.5, 3.5, 4.5, 5.5, 6.5 y 7.5 de la NM 247-3:2002, los puntos 3.5, 4.5, 5.5 y 6.5 de la NM 247-5:2002, los puntos 2.6 y 3.6 de la NM 274:2002, el punto 3.5 de la NM 287-

3:2003 así como los puntos 3.1, 3.5, 4.1, 4.5, 5.1, 5.5, 6.1 y 6.5 de la NM 287-4:2006 deben ser observados en el diseño, fabricación y utilización de los cables y conductores.

3.9. Está prohibida la utilización de los cables y conductores de la Clase 4, conforme a la Norma NM 247-3:2002, en electrodomésticos y equipos electrónicos.

3.10. Para los cables flexibles (cordones), conforme a las Normas NM 247-5:2002 y NM 287-4:2006, la clase 4 está prohibida.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

4. Lo dispuesto en el presente Reglamento no obsta el cumplimiento de la Resolución GMC N° 35/08 en lo que corresponda.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

ANEXO REGLAMENTO TÉCNICO MERCOSUR SOBRE INTERRUPTORES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS FIJAS

I. Requisitos Generales para Interruptores para Instalaciones Eléctricas Fijas

1. A los fines de este Reglamento Técnico se entiende por interruptores para instalaciones eléctricas fijas, aquellos dispositivos diseñados para establecer o interrumpir la corriente en uno o varios circuitos eléctricos. Éste Reglamento Técnico se aplica solamente a los interruptores de mando manual para uso general con corriente alterna, de tensión nominal no mayor que 440 V y con corriente nominal de hasta 63 A, destinados a instalaciones eléctricas fijas, tanto interiores como exteriores. La corriente nominal se limita a un máximo de 16 A para interruptores con bornes sin tornillos.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA Nº 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

2. Para los interruptores para instalaciones eléctricas fijas alcanzados por el presente Reglamento Técnico, se exigirá la certificación obligatoria por marca de conformidad (Sistema ISO N 5) conforme lo detallado en el Punto II del presente Reglamento.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA Nº 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

3. Los interruptores para instalaciones eléctricas fijas deberán cumplir con lo establecido en el Reglamento Técnico MERCOSUR sobre Requisitos Esenciales de Seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión y los Requisitos Específicos que se indican en la parte II del presente Reglamento Técnico.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA Nº 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

II. Requisitos Específicos para Interruptores para Instalaciones Eléctricas Fijas

Los requisitos específicos están establecidos en la Norma MERCOSUR NM 60669-1:2004 - Interruptores para instalaciones eléctricas fijas, domiciliarias y similares - Parte 1: Requisitos generales, de la Asociación MERCOSUR de Normalización, con las siguientes modificaciones:

1. Objeto

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica excluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA Nº 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

2. Referencias Normativas

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplican las normas referenciadas, a excepción de las siguientes:

⁴Las modificaciones establecidas por la Resolución URSEA Nº 194 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010 “serán obligatorias a partir del 2 de Junio de 2011 en caso del Anexo VI” (Artículo 3).

Norma Referenciada	Norma Aplicable al presente Reglamento Técnico
NM 00287-1:2003 - Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos, para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Parte 1: Requisitos generales (IEC 60245-1, MOD)	NM 287-1:2006 - Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Parte 1: Requisitos generales / (IEC 60245-1:2003, MOD)
IEC 60245-4 - Rubber insulated cables - Rated voltages up to and including 450/750 V - Part 4: Cords and flexible cables	NM 287-4:2006 - Cables aislados con compuestos elastoméricos termofijos para tensiones nominales hasta 450/750 V, inclusive - Parte 4: Cordones y cables flexibles / (IEC 60245-4:2004 MOD)

A los fines del presente Reglamento Técnico la nota al pie de las páginas 2, 3 y 4 de la Norma MERCOSUR NM 60669-1: 2004 no se aplica.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

3. Definición

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

4. Requisitos Generales

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplica lo siguiente:

Los interruptores y sus cajas estarán diseñados y contruidos de manera tal que, en uso normal, su funcionamiento sea seguro y sin peligro para el usuario o para su entorno.

La conformidad será verificada mediante la ejecución de todos los ensayos y el cumplimiento de todas las especificaciones.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

5. Generalidades sobre Ensayos

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

6. Tensiones y Corrientes Nominales

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplica lo siguiente:

- 6.1. Los interruptores deben tener tensiones nominales entre 120 V y 440 V, respetando las tensiones nominales utilizadas en cada Estado Parte.
- 6.2. Los interruptores deben tener corrientes nominales entre 6 A y 63 A.

La corriente nominal no debe ser menor que 6 A, pero se admiten corrientes nominales de 1 A, 2 A y 4 A para interruptores de contacto momentáneo, interruptores de comando electromagnético a distancia o interruptores de acción retardada.

Para interruptores de corriente nominal no mayor que 16 A, excepto los de número de función 3 y 03 y los de contacto momentáneo, la corriente nominal para las lámparas fluorescentes debe ser igual a la corriente nominal del interruptor.

Para interruptores de marcación AX y corriente nominal hasta 20 A inclusive, el ensayo con lámparas fluorescentes es obligatorio.

El cumplimiento de los requisitos establecidos en los apartados 6.1 y 6.2 se verificará mediante examen del marcado.

6.3. Los interruptores deben tener un grado de protección mínimo de IP 20.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

7. Clasificación

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

8. Marcado

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplica lo siguiente:

8.1. Los interruptores deben llevar las indicaciones siguientes:

- la corriente nominal en ampere (AX) para aquellos interruptores utilizados para lámparas fluorescentes o la corriente nominal ampere (A) para los interruptores destinados para todas las demás aplicaciones; debiendo estos últimos llevar la leyenda en el envase: “NO APROPIADO PARA LÁMPARAS FLUORESCENTES”
- la tensión nominal en volt (V);
- el símbolo de la naturaleza de la corriente;
- marca comercial, como fue declarado en el certificado otorgado al producto;
- modelo, como fue declarado en el certificado otorgado al producto. El modelo puede marcarse en el producto o en su envase;
- el símbolo de pequeña abertura, si corresponde;
- el símbolo de micro abertura, si corresponde;
- el símbolo de sin abertura, si corresponde;
- el símbolo del grado de protección contra el ingreso perjudicial de agua, si corresponde;
- la primera cifra característica correspondiente al grado de protección contra los efectos perjudiciales debidos a la penetración de cuerpos sólidos extraños si el grado de protección declarado es mayor que 2, en cuyo caso también se debe marcar la segunda cifra característica;
- la segunda cifra característica correspondiente al grado de protección contra los efectos perjudiciales debidos a la penetración del agua, si el grado de protección declarado es mayor que 0, en cuyo caso también se debe marcar la primera cifra característica.

Además, los interruptores de bornes sin tornillo, deben marcarse con la indicación de la conveniencia de aceptar solamente conductores rígidos.

8.2. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica con las siguientes modificaciones:

- Las NOTAS MERCOSUR 1, 2, 3, 4 y NOTA MERCOSUR no se aplican.
- Construcción sin abertura, no se aplica.

8.3. Las siguientes indicaciones deben marcarse en la parte principal del interruptor:

- corriente nominal, tensión nominal y naturaleza de la corriente;
- marca comercial, como fue declarado en el certificado otorgado al producto;
- la longitud de la aislación del conductor a quitar antes de su inserción en el borne sin tornillo, si correspondiera;
- el símbolo de “pequeña abertura”, de “microabertura” o de “sin abertura”, (semiconductor), si correspondiera;

- modelo, como fue declarado en el certificado otorgado al producto. El modelo puede marcarse en el producto o en su envase;

Las partes tales como las placas de recubrimiento, que son necesarios para la seguridad y están destinados a venderse separadamente, deben marcarse con la marca de fábrica o la marca de identificación del fabricante o del importador y la referencia del modelo (si fuera necesaria). Ambas marcaciones deben realizarse tal como fueran declaradas en el certificado otorgado para el producto.

El código IP, si es aplicable, se debe marcar en la parte exterior de la envoltura, de manera que sea fácilmente visible cuando el interruptor esté instalado y conectado como en condiciones de uso normal.

El marcado debe ser claramente visible con visión normal o corregida, sin aumento adicional. Cualquier indicación sobre la parte frontal, o sobre el interior de su envoltura asociada, o sobre la parte principal del interruptor, debe ser fácilmente legible al quitar cualquier tapa o placa de recubrimiento que esté colocada cuando el interruptor se encuentre instalado y conectado en condiciones de uso normal. Estas indicaciones no deben ser situadas en partes que puedan ser desmontadas sin el uso de una herramienta.

En la parte principal o en la parte exterior o interior de la envoltura asociada, se aceptarán marcaciones de referencias de tipo suplementarias.

La expresión "parte principal" designa la parte que contiene las piezas de contacto y cualquier otra pieza que forme cuerpo con ella. No comprende el botón pulsador, la perilla o los elementos análogos, ni las piezas destinadas a venderse por separado.

8.4. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica excluyendo la nota MERCOSUR.

8.5. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica con la siguiente modificación:

NOTA MERCOSUR: Solamente se aceptará el símbolo para la designación de los bornes de tierra.

8.6. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente.

8.7. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente.

8.8. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente.

8.9. A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica, con la modificación que el solvente a ser utilizado debe ser obligatoriamente el especificado en la Nota 2.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

9. Verificación de las Dimensiones

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

10. Protección contra los choques eléctricos

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

11. Disposiciones para garantizar la puesta a tierra

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

12. Bornes

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica, a excepción de la Nota del ítem 12.3.8, debiendo aplicarse para este ítem lo establecido en 8.3.

13. Requisitos Constructivos

A los fines del presente Reglamento Técnico se aplica, con las siguientes modificaciones:

- La NOTA 1 del ítem 13.3 no se aplica.
- El ítem 13.15.2 es de carácter obligatorio y la NOTA no se aplica.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

14. Mecanismo

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

15. Resistencia al envejecimiento, protección asegurada por las envolturas y resistencia a la humedad

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica con la siguiente modificación:

- La NOTA 1 del ítem 15.2.2 se aplica de la siguiente manera:

NOTA 1: si se utiliza un material "sellador" para sellar la caja en la pared, este sellador no debe influir en las características de estanquidad de la muestra de ensayo.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

16. Resistencia de aislamiento y rigidez dieléctrica

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

17. Calentamiento (elevación de temperatura)

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

18. Poder de cierre y de corte

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica incluyendo las notas, con las siguientes modificaciones:

- La NOTA 1 del ítem 18.1 se aplica de la siguiente manera:

NOTA 1: Se debe verificar que el aparato de ensayo actúe suavemente sobre el órgano de maniobra del interruptor y no interfiera con la acción normal del mecanismo del interruptor ni con el libre movimiento del órgano de maniobra.

- La NOTA 1 del ítem 18.2 no se aplica.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

19. Funcionamiento normal

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

20. Resistencia mecánica

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

21. Resistencia al calor

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

22. Tornillos, partes conductoras de corriente y conexiones

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica incluyendo las notas, con las siguientes modificaciones:

- La NOTA 1 del ítem 22.4 se aplica de la siguiente manera:

NOTA 1: Las arandelas de presión constituyen una protección suficiente.

- La NOTA 2 del ítem 22.4 se aplica de la siguiente manera:

NOTA 2 - En los remaches, una espiga no circular o una muesca apropiada, constituyen una protección suficiente.

- El segundo párrafo del ítem 22.5 se aplica de la siguiente manera:

La conformidad se verifica mediante inspección y, si es necesario, mediante el análisis químico.

- El último párrafo del ítem 22.5 no se aplica.

- La NOTA del ítem 22.7 no se aplica.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

23. Líneas de fuga, distancias en aire, y distancias a través del material de relleno

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

24. Resistencia del material aislante al calor anormal, al fuego y a las corrientes superficiales

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

25. Protección contra la oxidación

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

26. Prescripciones sobre compatibilidad electromagnética

A los fines del presente Reglamento Técnico, se aplica íntegramente, incluyendo todas las notas.

A los fines del presente Reglamento Técnico, las figuras 1 al 8 y 10 al 27 se aplican íntegramente.

A los fines del presente Reglamento Técnico, los Anexos A (Especímenes necesarios para los ensayos) y B (Requisitos adicionales para interruptores con dispositivos de fijación y de salida para cables flexibles) se aplican íntegramente.

Fuente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 194/010 de 9/9/2010, publicada D.O. 17/9/2010.

ANEXO VII REQUISITOS PARA RECONOCIMIENTO DE ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN

Artículo 1º. Los interesados en ser reconocidos como Organismos de Certificación para ser evaluadores del cumplimiento de normas de seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión deberán inscribirse en el Registro de Organismos de Certificación (R.O.C.).

Deben inscribirse en el Registro de Regulados previo a la realización de cualquier trámite ante la URSEA.

Fuente: Artículo 1º, Resolución URSEA N° 37/010 de 9/2/010, publicada D.O. 15/3/010 y Artículo 1º Resolución URSEA N° 55/017 de 14/3/017 194/010, publicada D.O. 17/3/017.

Artículo 2º. A tales efectos los interesados deberán:

- a) presentarse ante la URSEA, con los datos y documentación establecida en el formulario de Declaración Jurada adjunta, el que forma parte del presente acto administrativo;
- b) completar la citada Declaración Jurada; estableciéndose que la información proporcionada por los interesados tendrá carácter confidencial;
- c) presentar la evaluación de competencia técnica del Organismo Uruguayo de Acreditación (OUA), a que refiere el art. 13 del RSPEBT.

Fuente: Artículo 2º Resolución URSEA N° 55/017 de 14/3/017 194/010, publicada D.O. 17/3/017.

Antecedente: Artículo 2º, Resolución URSEA N° 37/010 de 9/2/010, publicada D.O. 15/3/010.

Artículo 3º - La URSEA analizará la información suministrada y se expedirá en cada caso, respecto de la incorporación al registro respectivo.

En dicho marco, la Unidad podrá informar a terceros los nombres de quienes conformen el R.O.C., publicándose dicha información en el sitio Web.

Fuente: Artículo 3º, Resolución URSEA N° 37/010 de 9/2/010, publicada D.O. 15/3/010.

DECLARACIÓN JURADA PARA INTEGRAR EL LISTADO DE ORGANISMOS DE CERTIFICACIÓN DE PRODUCTOS ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN RECONOCIDOS POR URSEA

Identificación:

Razón Social:

RUT:

Giro Principal:

Representante Legal:

CI del Representante Legal:

Domicilio:

Dirección:

Teléfonos:

Página web:

Dirección de correo electrónico:

Técnico Responsable:

Nombre:

Formación/Título Universitario:

Experiencia y capacidades en evaluación de seguridad de productos eléctricos de baja tensión:

Declaro y acredito que cumplo con los siguientes requisitos:

- personería jurídica y presencia comercial en el país.
- experiencia e idoneidad en certificación.
- procedimientos de trabajo en concordancia con la norma UNIT-ISO/IEC 17065

- evaluación de competencia técnica del OUA, según el art. 13 del RSPEBT

Firma del Representante Legal

Aclaración

TIMBRE PROFESIONAL



*) **ARTÍCULO 239 DEL CÓDIGO PENAL:** "Falsificación ideológica por un particular: el que, con motivo del otorgamiento o formalización de un documento público, ante funcionario público, prestare una declaración falsa sobre su identidad o estado, o cualquiera otra circunstancia de hecho, será castigado con tres a veinticuatro meses de prisión"

Fuente: Anexo de la Resolución URSEA N° 55/017 de 14/3/017194/010, publicada D.O. 17/3/017.

Antecedente: Resolución de la URSEA N° 37/010 de 9 de febrero de 2010, publicada en D.O. el 15/3/010.

LIBRO V

SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SECCIÓN I SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

TÍTULO I MATERIA QUE TRATA ESTA SECCIÓN

Artículo 1º. La presente Sección tiene por objeto regular el Sistema de Medición Comercial (SMEC), requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Participante en los puntos en que compra o vende en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. En el caso de un Comercializador, lo especificado se aplica en los puntos de inyección o retiro de la generación o consumo de todos los Agentes para los que comercializa.

Los términos técnicos propios del sector eléctrico que se utilizan en esta Sección deben entenderse conforme al sentido que se indica en el artículo 7º del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional aprobado por el Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 2º. El cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente Sección es obligación de todos los Agentes, incluidos los Trasmisores, excepto en el caso de aquellos Agentes que, teniendo un acuerdo de comercialización, no actúen por sí en el MMEE, para los que se considerará que el cumplimiento de las obligaciones del SMEC es responsabilidad del respectivo Comercializador. En cualquier caso, los Agentes deberán permitir el acceso a su sistema de medición comercial, a todos los efectos establecidos en este Reglamento.

Toda vez que se haga mención a Usuarios del SMEC, la expresión se entenderá referida a los responsables del cumplimiento de las obligaciones que estatuye este cuerpo normativo, salvo expresa mención en contrario.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO II COMPONENTES DEL SMEC

Artículo 3º. El SMEC tendrá los siguientes componentes:

- a) El sistema de medición de energía activa y reactiva en los nodos.
- b) El centro de recolección de mediciones (en adelante CR), a cargo de la ADME, el cual accederá a los medidores principales, efectuando su lectura a distancia, mediante vínculos de comunicación.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 4º. Cada sistema de medición contará por lo menos con:

- a) Un medidor principal y un medidor de respaldo.
- b) Los transformadores de intensidad y de tensión, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.
- c) El medio de comunicación con la ADME.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO III REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES

Artículo 5º. Los equipos de medición del SMEC deberán cumplir los requisitos de habilitación que se prevén, estando sujetos a la supervisión y a la realización de auditorías conforme a lo indicado en esta Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 6º. Cada Usuario del SMEC será responsable de los equipos de medición de sus puntos de conexión, mediante los cuales se medirán sus transacciones en el Mercado Mayorista para cada punto en el que inyecta o retira energía. Por lo tanto, será responsable de la implementación y mantenimiento del sistema de medición en el punto de conexión.

Sin perjuicio de la responsabilidad precedentemente aludida, el Agente que tenga Acuerdo de Comercialización deberá abstenerse de realizar cualquier acto que pueda afectar el equipo de medición del SMEC, comunicando inmediatamente a su Comercializador cualquier problema que pueda constatar en el mismo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 7º. El Trasmisor de una Interconexión Internacional se considerará Usuario del SMEC, debiendo instalar el sistema de medición comercial en el extremo nacional de la línea de Interconexión Internacional. La remuneración del correspondiente costo de inversión y mantenimiento se considerará incluida en el canon.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 8º. La ADME, a través del DNC, es responsable de la supervisión del correcto funcionamiento del SMEC y de la organización del registro de mediciones. En los casos en que detecte que un equipamiento afectado al SMEC no cumple con las especificaciones y requisitos reglamentarios, deberá informarlo al Regulador. El Usuario del SMEC cuyo incumplimiento fuera detectado será pasible de sanciones según lo establecido en el Título XII de la presente Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO IV CARACTERÍSTICAS GENERALES

CAPÍTULO I UBICACIÓN DE MEDIDORES DEL SMEC

Artículo 9º. Los medidores deberán ser instalados en las fronteras del Usuario del SMEC, o de aquel para quien el mismo comercializa, en su caso, con la Red de Interconexión, pudiendo constituir frontera:

- a) el nodo de vinculación entre un Generador y un Trasmisor;
- b) el nodo de vinculación entre un Distribuidor y un Trasmisor;
- c) el nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Trasmisor;
- d) el nodo de vinculación entre un Generador y un Distribuidor, cuando el Generador se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;
- e) el nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Distribuidor, cuando el Gran Consumidor se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;
- f) el nodo de vinculación entre un Distribuidor y otro Distribuidor cuando entre ambos existan vinculaciones físicas;
- g) el nodo de vinculación entre un Trasmisor e instalaciones pertenecientes a Interconexiones Internacionales;
- h) el nodo de vinculación entre un Distribuidor e instalaciones pertenecientes a interconexiones internacionales.

Los puntos definidos deberán contar con medición del SMEC aun cuando representen fronteras entre unidades de una misma empresa verticalmente integrada que desempeña distintas actividades de la industria eléctrica.

El número de medidores que se disponga en cada localización será el mínimo necesario para medir adecuadamente la energía y potencia entregadas o consumidas por cada participante con la precisión y respaldo requeridos en esta Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 10º. La medición deberá estar ubicada en el punto más próximo posible al límite de propiedad (o asimilable a éste en el caso de frontera entre unidades de una misma empresa) de las instalaciones mediante las cuales se vincula el Usuario del SMEC en dicho nodo, o aquel para quien el mismo comercializa, en su caso. No obstante ello, como no siempre es posible materializar la medición en tal punto, se admitirá la ubicación de los transformadores de medición en otros puntos de las instalaciones, respetando los siguientes principios:

- a) Siempre que sea posible, la medición estará localizada en el mismo nivel de tensión en el cual se encuentre el límite de propiedad de las instalaciones de conexión.
- b) Cuando lo anterior no sea posible, se podrá ubicar en un punto de diferente tensión, siempre y cuando se tomen los recaudos necesarios para asegurar que las pérdidas relativas al tramo de instalaciones que va desde el punto límite de propiedad y el punto de medición sean imputadas al Usuario del SMEC al que correspondan. Esta corrección podrá ser realizada en el mismo medidor, cuando éste cuente con la función de corrección necesaria, lo cual deberá ser certificado en el proceso de habilitación del punto de medición. De no poder ser realizada en el mismo medidor, podrá efectuarse mediante cálculos en la ADME durante el proceso de registro de datos para la liquidación de las transacciones económicas. El Usuario del SMEC deberá informar a la ADME la necesidad de dicho ajuste y suministrar la metodología y datos necesarios. En ambos casos la ADME deberá informar en el Documento de Transacciones Económicas cada medición en que se realiza este tipo de ajuste y describir la metodología de ajuste implementada.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO II SOFTWARE DE RECOLECCIÓN

Artículo 11º. El software que se utilizará para la recolección remota de los datos almacenados en la memoria de cada medidor desde el CR, deberá ser suministrado por el Usuario del SMEC, toda vez que instale un nuevo medidor, conforme a lo indicado en el Título VIII de esta Sección. Este software deberá ser apto para ser ejecutado en las instalaciones dedicadas a estos fines en la ADME, por lo cual el Usuario del SMEC, previo a su adquisición, deberá consultar en la ADME su compatibilidad con los sistemas de ésta.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO V MAGNITUDES A MEDIR

Artículo 12º. Cada Participante Productor (Generador o Autoproducer) debe contar con medición de inyección y retiro de energía activa por unidad de generación. Se podrá realizar una medición por agrupamiento de unidades generadoras cuando este agrupamiento corresponda a un Grupo a Despachar (GD). Se podrá medir la energía activa neta, o separadamente la inyección bruta y los consumos propios. En este último caso, el Participante informará a la ADME, quien será la responsable de realizar el cálculo para determinar la inyección neta a utilizar en la liquidación de las transacciones económicas.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 13º. Cada Distribuidor y Gran Consumidor debe contar con medición de las extracciones de energía activa en los nodos de retiro de la red.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 14º. De ser necesario para calcular adecuadamente los cargos por pérdidas, la ADME podrá requerir a los Trasmisores, mediciones de energía activa en la entrada y salida de líneas de transmisión.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO VI CALIDAD DE LA MEDICIÓN

CAPÍTULO I MEDIDORES

Artículo 15º. Los medidores principales deberán cumplir como mínimo las siguientes características técnicas:

- a) medir energía activa y reactiva;
- b) ser trifásicos, trifilares o tetrafilares, según corresponda;
- c) ser unidireccionales o bidireccionales, según sea el tipo de intercambio que se realice en el correspondiente nodo;
- d) ser de clase 0.2S para la medida de energía activa;
- e) ser estáticos;
- f) cumplir con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) números 687 o 60687 para la medición de energía activa y 61268 para la medición de energía reactiva;
- g) disponer de períodos de integración programables utilizando ventanas fijas de medición, con opción, al menos, a los siguientes rangos: 1, 5, 10, 15, 30 y 60 (uno, cinco, diez, quince, treinta y sesenta) minutos;
- h) contar con memoria no volátil, con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 (cuarenta y cinco) días corridos como mínimo, para un período de integración fijado por la ADME que inicialmente será de 15 (quince) minutos;
- i) contar con un módulo de comunicación asíncrono (módem), con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor, y sistema de lectura a distancia, mediante el cual la información almacenada en el registro integrado será periódicamente extraída en forma remota, por el DNC de la ADME y eventualmente por el Usuario del SMEC;
- j) permitir extracción local por medio de un puerto óptico, de la información almacenada en el registrador integrado;
- k) contar con referencia de tiempo (frecuencia de red y la base de tiempo propia);
- l) disponer de la funcionalidad de puesta en hora remota;
- m) disponer de funciones de compensación para el traslado virtual de mediciones a puntos inaccesibles, cuando sea necesario;
- n) disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión, pudiéndose en particular, definir como mínimo, perfiles de usuarios (protección por contraseña) con dos niveles de seguridad: lectura de datos y programación;
- o) contar con alimentación independiente asegurada, con baterías para 20 (veinte) días corridos de duración, como mínimo;

p) operar con protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques defectuosos;

q) permitir la conexión de múltiples medidores a un único canal o línea de comunicaciones.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 16º. Los medidores de respaldo registrarán energía activa, y deberán cumplir con las siguientes especificaciones como mínimo:

- a) ser trifásicos, trifilares o tetrafilares, según corresponda;
- b) ser de Clase 0.5;
- c) cumplir con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) números 687 o 60687, 521 o 60521 y 61036;
- d) disponer de integrador convencional o estático;
- e) en caso de ser estático, contar con protección contra falta de alimentación eléctrica.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 17º. El Usuario del SMEC deberá proveer al DNC de toda la información necesaria para hacer la lectura remota de los equipos de medición y efectuar la conversión de los datos de las lecturas al formato requerido para su almacenamiento y procesamiento en el DNC. El costo de comunicación de las lecturas será de cargo de cada Usuario.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 18º. Semestralmente el Usuario del SMEC deberá realizar una verificación del funcionamiento del medidor de respaldo, por medio de una lectura local y su contraste con el medidor principal, e informar el resultado al DNC.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 19º. La ADME, a través del DNC, en su función de supervisión del SMEC, podrá requerir:

- a) lectura local de una medición para verificar la precisión de las lecturas remotas;
- b) lectura local del medidor de respaldo y contraste con el medidor principal.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO II TRANSFORMADORES Y CIRCUITOS DE MEDICIÓN

Artículo 20º. Las características generales de los transformadores y circuitos de medición, serán las siguientes:

- a) Clase del Transformador de Intensidad (TI): 0,2; debe responder a la norma IEC 185 o 60044-1;
- b) Clase del Transformador de Tensión (TT): 0,2; debe responder a la norma IEC 186 o 60044-2;
- c) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad y de tensión deberá estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente. La caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1%;
- d) Los circuitos de medición contarán con borneras que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico ni a otros usuarios de tales circuitos.

Podrán aceptarse transformadores de otras clases de precisión u otras configuraciones de los circuitos de medición, siempre que, a través del ensayo, en la instancia de habilitación se demuestre que el comportamiento del sistema es equivalente o superior al especificado en esta Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO VII FASES DE IMPLEMENTACIÓN PARA LOS PUNTOS DE MEDICIÓN PREEXISTENTES

CAPÍTULO I REQUISITOS DE ADECUACIÓN

Artículo 21º. Todos los sistemas de medición comerciales deberán adecuarse a los requisitos definidos en esta Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 22º. A los efectos de posibilitar la adecuación del sistema de medición preexistente al SMEC para la puesta en marcha del Mercado Mayorista, se establece un programa de implementación gradual en dos fases, las que se desarrollan a continuación.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 23º. Estas fases se aplican solamente a los sistemas de mediciones preexistentes a la puesta en marcha del Mercado Mayorista.

Todo nuevo sistema de medición que se incorpore con posterioridad a la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, deberá cumplir todos los requisitos de la presente Sección, como se indica para la Fase II.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO II FASE I

Artículo 24º. En la Fase I se utilizarán medidores comerciales con las características establecidas y con ubicación en los puntos previstos en la presente Sección. Durante esta fase se admitirá para los medidores de respaldo, Clase de precisión 1.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 25º. En la Fase I se admitirán los transformadores de medición existentes.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 26º. En esta fase la ADME será responsable de contar con el CR necesario para realizar el acceso remoto a todos los puntos de medición.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 27º. Previo a la finalización de esta fase, todas las mediciones existentes deberán contar con un informe favorable de auditoría según se indica en el Título VIII de la presente Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 28º. La duración de esta fase será de 36 (treinta y seis) meses a partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO III FASE II

Artículo 29º. Esta Fase corresponde al pleno cumplimiento de lo establecido en la presente Sección, y entrará en vigencia a partir de la finalización de la Fase I. No obstante ello, se admitirán los transformadores de medición Clase 0.5 durante los primeros 24 meses de la Fase II.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 30º. A partir de la puesta en marcha de la Fase II, todo Agente cuyo punto de conexión no cuente con un sistema de medición que cumpla con los requisitos indicados en la presente

Sección no podrá participar por sí o a través de su Comercializador en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO VIII HABILITACIÓN Y AUDITORÍAS TÉCNICAS

CAPÍTULO I AUDITORÍAS TÉCNICAS

Artículo 31º. Los Usuarios del SMEC deberán tomar a su cargo la realización de auditorías técnicas para lograr la habilitación inicial de su sistema de medición en sus nodos de inyección y retiro mediante ensayos de calibración en sitio. Asimismo, deberán realizarlas cada vez que posteriormente sea requerido de acuerdo a las condiciones que establece la presente Sección. El informe de auditoría resultante deberá establecer la conformidad del sistema de medición correspondiente con los requerimientos de la presente Sección.

Todo Agente o Comercializador deberá acreditar la habilitación del sistema de medición correspondiente como condición necesaria para ser habilitado como Participante en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 32º. Estas auditorías sólo podrán ser realizadas por Auditores habilitados para ello por la ADME, previa demostración fehaciente de idoneidad e independencia técnica en la realización de tal labor. La acreditación bajo norma ISO 17025 se considera como demostración fehaciente de idoneidad.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 33º. El informe de la auditoría deberá adjuntar todos los datos de los equipos involucrados, demostrando que cumplen los requisitos establecidos en la presente Sección. Deberá incluir:

- a) esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición;
- b) esquema de cableado de los transformadores, medidores, resistencias de carga, y otros equipos;
- c) copia de la documentación técnica original del fabricante de los equipos;
- d) software de adquisición de datos correspondiente a los equipos de medición instalados y copia de los manuales de uso del mismo;
- e) copia de los manuales de uso del equipamiento;
- f) protocolo de programación específica de los equipos;
- g) certificados de ensayo de tipo y los correspondientes protocolos realizados en un laboratorio independiente de prestigio, reconocido a esos efectos por la ADME;
- h) protocolos de los ensayos de calibración en sitio realizados;
- i) toda otra información adicional que el Usuario del SMEC considere necesaria para la verificación de los requisitos establecidos.

Los requisitos contenidos en el literal g) no serán exigibles para los equipos de medición preexistentes a la entrada en vigencia de esta Sección, siempre que los ensayos permitan verificar las condiciones solicitadas.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 34º. Como parte del procedimiento de supervisión, cuando la ADME detecte fallas o errores de medición, podrá requerir al Usuario del SMEC una nueva auditoría e informe del

cumplimiento de los requisitos técnicos definidos en esta Sección. En tal caso, la ADME conferirá a dicho Usuario un plazo no menor de 15 (quince) días hábiles para cumplir la auditoría solicitada, y éste deberá presentar dentro de ese plazo un nuevo informe de auditoría. Transcurrido dicho plazo sin la presentación del informe requerido, la ADME podrá dejar sin efecto la habilitación del sistema de medición.

Asimismo, un Usuario del SMEC podrá solicitar a la ADME que requiera la realización de una auditoría a otro Usuario, cuando se tengan dudas acerca de la precisión de la medición. Si el resultado de dicha auditoría no arroja ninguna irregularidad, ésta quedará a costo del solicitante.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO II HABILITACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

Artículo 35º. La ADME es la responsable de otorgar la habilitación de un sistema de medición.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 36º. Al comenzar la Fase I definida en la presente Sección, quedarán automáticamente habilitados todos los sistemas de los puntos de medición existentes indicados en el Registro SMEC inicial. Dichas mediciones deberán contar con un informe de auditoría antes del comienzo de la Fase II.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 37º. Todo nuevo punto de medición que se instale deberá cumplir con todos los requisitos definidos y presentar el informe de auditoría para su habilitación en el SMEC.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 38º. Previo a la entrada en servicio de un nuevo punto de medición, se deberá contar con el correspondiente sistema de medición comercial habilitado. Para ello, deberá presentarse a la ADME una solicitud de habilitación en el SMEC, con por lo menos 30 (treinta) días hábiles de anticipación a la fecha requerida de entrada en servicio del punto de medición. La solicitud deberá adjuntar los resultados de la auditoría y el informe del auditor habilitado por la ADME, así como la expresa declaración del Agente para el que se comercializa por la que admite el acceso físico al sistema de medición para la realización de las auditorías o lecturas locales previstas en este Reglamento.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 39º. Dentro de los 10 (diez) días hábiles de recibida la solicitud de habilitación, la ADME deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos de la presente Sección. De no verificar incumplimientos, la ADME notificará su aprobación al participante y autorizará el cronograma de ejecución de las tareas para proceder a la habilitación. Dichos trabajos deberán realizarse en un plazo que no supere los 20 (veinte) días hábiles subsiguientes, salvo que se autorice un plazo mayor a requerimiento del solicitante.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

CAPÍTULO III VERIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN HABILITADOS

Artículo 40º. Los medidores deberán ser verificados por lo menos una vez cada 2 (dos) años. Cada 4 (cuatro) años se deberá realizar una verificación total del sistema de medición, que incluya una específica de los transformadores. Las verificaciones serán a costo del Usuario del SMEC.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 41º. La ADME en su función de supervisión del SMEC podrá solicitar la revisión de un sistema de medición, con la correspondiente justificación. Si en dicha revisión se verifica un incumplimiento a los requisitos del SMEC, el costo de la revisión será a cargo del Usuario del SMEC. De no verificarse incumplimientos, será a costo de la ADME.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 42º. Cada Usuario del SMEC podrá leer las mediciones en los medidores bajo su responsabilidad, no estando autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos.

Igual derecho tendrán los Agentes que actúan a través de Comercializador.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 43º. Para los medidores principales, el Usuario del SMEC tendrá la contraseña que permite el acceso para lectura al medidor. El Usuario del SMEC deberá proveer a la ADME, la contraseña para el acceso a lectura y programación.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 44º. De detectarse algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, la ADME lo informará al Regulador, a los efectos de la aplicación de las sanciones que correspondan.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 45º. Toda intervención a realizar por un Usuario del SMEC sobre su sistema de medición comercial, que implique cambios en las condiciones informadas en su habilitación vigente, requerirá la autorización previa de la ADME.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 46º. Luego de realizar una intervención autorizada, el Usuario del SMEC deberá presentar a la ADME un informe de las tareas realizadas con todos los datos que correspondan. Junto con el informe deberá presentar una certificación de un auditor habilitado por la ADME avalando lo indicado en dicho informe y certificando que el sistema de medición continúa cumpliendo todos los requisitos definidos en esta Sección. La ADME verificará el cumplimiento de esta certificación y con ella dará una nueva habilitación al sistema de medición. En tanto el Usuario del SMEC no presente este Informe con la certificación indicada, el sistema de medición podrá quedar deshabilitado por la ADME.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO X REGISTRO DE PUNTOS DEL SMEC

Artículo 47º. La ADME mantendrá un registro con los puntos de medición habilitados en el SMEC con los datos del sistema de medición, modificaciones, resultados de auditorías, etc. Dicho registro será de acceso abierto para consulta de todos los participantes y el Regulador.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 48º. Para cada punto de medición del SMEC el registro identificará:

- a) ubicación;
- b) tipo de medición;
- c) usuario del SMEC;
- d) características del sistema de medición;
- e) certificado de habilitación vigente, con la documentación que corresponda;
- f) historia de fallas e incumplimientos registrados.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 49º. A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica el registro incluirá los puntos de medición existentes a utilizar inicialmente para las transacciones económicas, de acuerdo a lo establecido para la Fase I en la presente Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 50°. En caso de falla en el acceso remoto a alguna medición, la medición oficial será realizada localmente por el Usuario del SMEC, y enviada a la ADME en formato electrónico dentro de los siguientes 2 (dos) días hábiles.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 51°. Cuando por cualquier causa la ADME no pueda acceder a los medidores principales del SMEC por vía de lectura remota, la información oficial del SMEC a utilizar será la obtenida de las siguientes mediciones alternativas, con el orden de prioridad indicado a continuación:

- a) Información del medidor principal, tomada en forma local;
- b) Información del medidor de respaldo;
- c) Información del sistema SCADA, de existir;
- d) Información suministrada por el Usuario del SMEC al centro de control del DNC, transmitida telefónicamente por los operadores de estaciones transformadoras o plantas de generación según corresponda.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 52°. Cuando la ADME no disponga de los medios alternativos de medición señalados en el artículo precedente, adoptará como información oficial del SMEC valores programados o históricos de la ADME, según resulte más representativo.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 53°. Cuando se utilice como fuente de información el medidor de respaldo, la medida se convertirá en mediciones para cada intervalo de tiempo del Mercado utilizando una curva de carga estimada que construirá la ADME con la mejor información que disponga a tales efectos.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 54°. Cuando se utilice como fuente de información potencia horaria, la ADME la convertirá a mediciones de energía a partir de la mejor representación que se obtenga del valor medio de la potencia en cada hora.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 55°. Cuando se utilice como fuente, información histórica, la ADME elegirá un conjunto de datos correspondiente a situaciones operativas análogas a las existentes en el lapso de ausencia total de otra fuente de información.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 56°. Cuando se utilice como fuente información programada, la ADME utilizará los valores programados para los correspondientes intervalos de Mercado.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 57°. La ADME informará a los participantes, mediante el post despacho y el Documento de Transacciones Económicas, cuando se esté utilizando como fuente de información para las transacciones económicas una medición diferente al medidor principal, indicando las razones que lo motivaron y la metodología para obtener los correspondientes valores oficiales del SMEC.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 58°. Cuando la ADME detecte que el medidor supera el error teórico de clase de la medición, deberá aplicar un ajuste a los valores medidos, igual al desvío de medición detectado conforme a las previsiones contenidas en el Artículo 63. Dicho ajuste se aplicará con retroactividad hasta la última verificación sin error fuera de clase, salvo que ello supere los 60 (sesenta) días corridos, en cuyo caso se aplicará en los 60 (sesenta) días corridos anteriores.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 59º. Cuando la ADME detecte que el medidor principal falla, tomará como oficial la lectura del medidor de respaldo. Si éste tampoco cumple el error de clase, la ADME utilizará el medidor principal y aplicará a la energía medida, un ajuste igual al desvío de medición detectado. Este ajuste se mantendrá en tanto sea corregido el medidor y se realice una nueva verificación demostrando que el medidor se encuentra dentro del error admisible.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 60º. En caso de que un medidor falle, el Usuario del SMEC deberá corregir la falla dentro de los siguientes 5 (cinco) días hábiles de su detección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 61º. Cuando la ADME detecte que otros componentes del sistema de medición diferentes a los medidores no se ajustan a lo establecido en esta Sección, deberá aplicar un ajuste a los valores medidos igual al desvío de medición detectado. Dicho ajuste se aplicará con retroactividad hasta la última verificación en condiciones aceptables, salvo que ello supere los 60 (sesenta) días corridos, en cuyo caso se aplicará en los 60 (sesenta) días corridos anteriores.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO XII SANCIONES

Artículo 62º. Los Usuarios del SMEC serán pasibles de las sanciones que se especifican, cuando se verifiquen los supuestos de infracción previstos en este capítulo. La imposición de las mismas requerirá la previa tramitación administrativa por el Regulador con ajuste al principio del debido procedimiento y con aplicación, en lo no previsto, de las disposiciones del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991. Las sanciones pecuniarias no podrán superar el monto de 50.000 (cincuenta mil) Unidades Reajustables.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 63º. La existencia de desvíos en la medición en las condiciones establecidas en este artículo constituye una infracción pasible de sanción.

A efectos de su determinación se definen las siguientes expresiones:

Desvío de la Medición Principal o de Respaldo de un nodo SMEC:

$$\Sigma DXX = DTI + DTT + DMed$$

$$DTI = \max (DTIa, DTIb, DTIc)$$

$$DTT = \max (DTTa, DTTb, DTTc)$$

y

$$1. DTIa = ERTIa - 1.2 \times CLTI$$

$$2. DTIb = ERTIb - 1.2 \times CLTI$$

$$3. DTIc = ERTIc - 1.2 \times CLTI$$

$$4. DTTa = ERTTa - 1.2 \times CLTT$$

$$5. DTTb = ERTTb - 1.2 \times CLTT$$

$$6. DTTc = ERTTc - 1.2 \times CLTT$$

$$7. DMed = EMed - 1.2 \times CLMed$$

donde:

ΣDXX es la sumatoria de los desvíos en el sistema de medición de un Usuario del SMEC.

DTT es el desvío por unidad de la medición de los transformadores de tensión en consideración.

DMed es el desvío por unidad de la medición del medidor en consideración

DTIa, DTIb, DTIc	son los desvíos por unidad de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de intensidad (TI).
DTTa, DTTb, DTTc	son los desvíos por unidad de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de tensión (TT).
ERTIa, ERTIb, ERTIc	son los errores relativos (en valor absoluto) por unidad (medidos) de la relación de las fases a, b y c del transformador de intensidad (TI).
ERTTa, ERTTb, ERTTc	son los errores relativos (en valor absoluto) por unidad (medidos) de la relación de las fases a, b y c del transformador de tensión (TT).
EMed	es el error (en valor absoluto) por unidad (medido) del medidor de energía.
CLTI	es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del transformador de intensidad según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a).
CLTT	es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del transformador de tensión según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en b).
CLMed	es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del medidor según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en c).

Se considerará que existe desvío en la medición si en cualquiera de los desvíos definidos en las expresiones 1 a 7 el primer término es mayor que el segundo.

Los errores se determinarán como sigue:

a) Transformador de intensidad:

Los errores de las expresiones 1, 2 y 3 deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores en 2 (dos) estados de carga: al 5% (cinco por ciento) y al 100% (cien por ciento) de la corriente nominal del TI.

En ambas pruebas con una carga secundaria del TI de coseno ϕ igual a 0,85 inductivo y 100% (cien por ciento) de su potencia de precisión.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

Para definir DTIa, DTIb, DTIc, se tomará el mayor valor resultante de los dos ensayos realizados a cada uno de los transformadores.

b) Transformador de tensión:

Los errores de las expresiones 4, 5 y 6 deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores a su tensión nominal, con una carga secundaria del TT de coseno ϕ igual a 0,85 (cero coma ochenta y cinco) inductivo y 100% (cien por ciento) de su potencia de precisión.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

c) Medidor de energía:

El error de la expresión 7 debe ser evaluado ensayando en su lugar de montaje a los medidores en 2 (dos) estados de carga: al 5% (cinco por ciento) y al 100% (cien por ciento) de la corriente nominal del medidor con tensión nominal y coseno ϕ igual a 1 (uno). La ADME podrá definir para el ensayo otros estados de carga cuando lo considere necesario.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

Para definir DMed se tomará el mayor valor resultante de los 2 (dos) ensayos realizados al medidor.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 64º. La sanción a aplicarse en caso de acaecimiento del supuesto de desvío en la medición se determinará atendiendo a los siguientes criterios de cuantificación:

- a) El monto de la sanción por cualquiera de los desvíos de la medición será:

$$\$SDM = \Sigma DXX \times \$ECP \quad (1)$$

donde:

$\$SDM$ es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por desvío de la medición.

$\$ECP$ es el valor monetario del monto de la energía circulante por el nodo al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente, durante el Período en que se produce la Medición con Desvíos. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por el desvío, cuando corresponda.

Esta expresión se usará tanto en el caso de que se realice sólo alguno, como si se realizaron la totalidad de los ensayos indicados.

El valor máximo a aplicar de ΣDXX es 0.06.

- b) Los desvíos de la medición con causa en defectos en los circuitos estarán regidos por las siguientes disposiciones:

La ADME calculará el error por unidad producido debido a los circuitos de medición (ECM), en los siguientes casos:

1. falta total o parcial de una o más fases de tensión,
2. caída de tensión en los circuitos de tensión superiores al 0,1% (cero coma uno por ciento), medido desde la caja formadora (o conjunción) del TT hasta los bornes del Instrumento,
3. no correspondencia entre fases de corriente y tensión,
4. derivación total o parcial en una o más fases de corriente.

El monto de la sanción por cualquiera de los casos indicados será:

$$\$SDC = \Sigma ECM \times \$ECP \quad (2) \quad (\text{Fe de erratas de 5/12/2002})$$

donde:

$\$SDC$ es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por Defectos en los Circuitos.

ΣECM es la sumatoria de los errores debidos a los circuitos de medición de cualquiera de las formas señaladas.

El valor máximo a usar de ΣECM es 0.06.

- c) Los desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente y cualquiera sea su origen, serán sancionados utilizando la ecuación:

$$\$SDM = \Sigma DYY \times \$ECP \quad (3)$$

donde:

ΣDYY es la sumatoria de los desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente.

Los restantes términos son iguales a los definidos para la ecuación (1).

El valor máximo a aplicar de ΣDYY es 0.06.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 65º. No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejor clase de precisión que la requerida; en ese nodo el límite de error permitido es el de la clase especificada en esta Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 66º. La indisponibilidad del medidor principal o de respaldo del SMEC, o de cualquiera de los transformadores de medición a los cuales están conectados dichos instrumentos, constituye un supuesto de infracción sancionable en las condiciones que se establecen en los artículos siguientes. Se entiende por indisponibilidad tanto la inexistencia como la falla del equipo de medición correspondiente.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 67º. Tal infracción será sancionada atendiendo a la siguiente expresión:

$$\$SI = 0.06 \times \$EUT \quad (4)$$

donde:

\$SI es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por indisponibilidad de los equipos de medida \$EUT, es el valor monetario del monto de la energía utilizada para realizar la transacción comercial del período durante el cual el equipo estuvo indisponible, valorizada al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 68º. Independientemente de la sanción que se aplique, la ADME corregirá la facturación de los agentes afectados utilizándose la información disponible.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 69º. El Usuario del SMEC que instale equipos de medida en contravención del Reglamento será sancionado conforme a los criterios que se desarrollan en los literales siguientes:

- a) La instalación de equipos de peor clase de precisión que las definidas en esta Sección, será sancionada aplicándose la expresión (4) del Artículo 67, asimilándolo al supuesto de infracción allí regulado. Quedan excluidos de este supuesto, aquellos casos comprendidos en el último párrafo del Artículo 20.
- b) La falla de habilitación comercial de un nodo, aunque el mismo tenga instalado y funcionando el equipamiento de medición será sancionada de igual forma a la prevista en el literal anterior.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 70º. La ausencia, indisponibilidad o falencia del vínculo telefónico entre un nodo y el CR ameritará también la imposición de sanciones, siempre que sea imputable al Usuario del SMEC.

Se dará como habilitado el sistema de medición de un nodo cuando habiéndose instalado todo el equipamiento y concluidas con éxito las verificaciones señaladas en los procedimientos definidos por la ADME, se realicen como mínimo y en forma correcta 3 (tres) lecturas automáticas de los medidores desde el CR en un período de 5 (cinco) días corridos y la correspondiente puesta a disposición de la ADME y a su satisfacción de los archivos generados por los mismos.

En el caso de que lo dicho no se cumpla y estén vencidos los plazos de instrumentación del nodo, se aplicará al agente una sanción con la siguiente expresión:

$$\$ST = 0.03 \times \$EUT \quad (5)$$

donde:

\$ST es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por falencia o indisponibilidad del vínculo telefónico.

\$EUT es el valor monetario del monto de la energía utilizada para realizar la transacción comercial del período durante el cual los equipos de comunicación tuvieron falencias o indisponibilidad, valorizada al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente.

En el caso de tratarse de un nodo habilitado, las sanciones serán aplicadas cuando el vínculo no corresponda a los parámetros mencionados de conexiones exitosas, realizando 3 (tres) lecturas automáticas de los medidores desde el CR.

Cuando los Usuarios del SMEC no implementen la vinculación telefónica requerida, la implementen en forma incompleta, u obstaculicen el tránsito por sus instalaciones, la ADME podrá arbitrar los medios para obtener el acceso a los datos por cuenta y cargo de aquellos.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 71º. Constituye un supuesto de infracción no enviar en tiempo la información a la ADME en caso de que ésta se vea imposibilitada de acceder en forma remota al medidor principal del Usuario. Los Generadores y Autoproductores, o su Comercializador cuando corresponda, deberán enviarla información en forma diaria, en tanto que, el resto de los

Participantes, deberán hacerlo al menos cada 5 (cinco) días hábiles. La sanción aplicable por la comisión de la infracción se calculará aplicándose la expresión aritmética (4) del Artículo 67 del presente capítulo. En el caso particular del cierre mensual, el envío deberá efectuarse en el primer día del mes próximo al cierre.

Independientemente de ello la ADME utilizará la mejor información disponible para el cierre de la transacción.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 72º. En el caso de comprobarse alteraciones provocadas intencionalmente en las instalaciones de medición del Usuario del SMEC, a los efectos de su sanción, se aplicará la siguiente expresión:

$$\$SA = 0.12 \times \$ECP \quad (6)$$

donde:

\$SA es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC responsable del instrumental.

\$ECP es el valor monetario del monto, de la energía circulante por el nodo al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente, durante el período con la medición con alteraciones en las instalaciones. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por la alteración.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 73º. La violación de un precinto, o modificación de una instalación de medición, sin la correspondiente notificación fehaciente a la ADME, será causal de sanción, independientemente de las que correspondan, de detectarse anomalías previstas en los restantes puntos del presente capítulo.

La sanción será:

$$\$SP = 0.02 \times \$EUT \quad (7)$$

donde:

\$SP es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC responsable por rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a la ADME.

\$EUT es el valor monetario del monto de la energía utilizada, que surge de la transacción comercial del mes en el cual se produjo la rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a la ADME.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 74º. Las sanciones detalladas anteriormente en este capítulo, se aplicarán atendiendo al período en que hayan ocurrido los hechos que las motivaron.

Este comprenderá el tiempo transcurrido desde la constatación del hecho hasta su solución con la correspondiente auditoría posterior a cargo del Usuario del SMEC respectivo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 75º. Durante la vigencia de la Fase I, y para los sistemas de medición preexistentes a la puesta en marcha del MMEE, los supuestos de infracciones precedentemente establecidos deberán ser adaptados, para considerarse configurados, a las condiciones admitidas en esa etapa.

Transcurrida la misma, les regirán en su integridad las disposiciones del presente capítulo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 76º. Será, asimismo, pasible de sanción, toda otra infracción a lo dispuesto en el presente Reglamento.

La aplicación de sanciones por infracciones no tipificadas en esta Sección deberá hacerse con respeto de los principios de proporcionalidad y razonabilidad en la dosificación de la sanción en relación con la infracción, además de aquellos otros explicitados en el Artículo 62.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

TÍTULO XIII OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 77º. El Regulador considerará las propuestas formuladas por la ADME a través de su DNC, para los procedimientos de detalle complementarios de la presente Sección y sus eventuales modificaciones.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

Artículo 78º. La presente Sección entrará en vigencia conjuntamente con el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 14/002 de 27/11/2002, publicada D.O. 29/11/2002.

SECCIÓN II SISTEMA DE MEDICIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Artículo 79º. El sistema de medición de la Generación Distribuida se regirá por lo establecido en el Reglamento del Sistema de Medición Comercial (SMEC) aprobado por Resolución de la URSEA N° 14/002 de 27 de noviembre de 2002, con las siguientes excepciones:

La clase del medidor principal y de respaldo así como los transformadores de medida podrá ser 0.5S.

El sistema de medición no dispondrá de un medio de comunicación con la ADME sino con el sistema de coordinación y supervisión a distancia del Distribuidor.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 31/006 de 18/9/2006, publicada D.O. 19/9/2006

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I OBJETO

Artículo 80°. La presente Sección tiene por objeto regular los requisitos necesarios para la medición de la energía intercambiada en el marco del régimen establecido en el Decreto N° 173/010, de 1° de junio de 2010.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

CAPÍTULO II ALCANCE

Artículo 81°. Se encuentran alcanzados por este reglamento la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y los Suscritores comprendidos en el Artículo 1° del Decreto N° 173/010.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

CAPÍTULO III DEFINICIONES

Artículo 82°. Los términos técnicos propios del sector eléctrico que se utilizan en este documento deben entenderse 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.

Se define adicionalmente a los efectos de esta reglamentación los siguientes términos:

Instalación de enlace: Es la instalación que vincula la red de distribución de baja tensión con la instalación interior del Microgenerador. Forma parte de la instalación de enlace la acometida, el equipo de medida y el equipo de protección y desconexión de la instalación interior.

Microgenerador: es el Suscriptor conectado a la red de distribución de baja tensión que, habiendo instalado generación de origen renovable eólica, solar, biomasa o mini hidráulica, intercambia con la UTE energía eléctrica por él producida, en el marco de las previsiones del Decreto N° 173/010.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

TÍTULO II DISPOSICIONES PARTICULARES

CAPÍTULO I REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES

Artículo 83°. El equipo de medición a utilizarse para medir el intercambio de energía debe cumplir con los requisitos que se establecen en la presente Sección.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 84°. UTE es responsable por el suministro, la instalación, el mantenimiento y la eventual sustitución del equipo de medida.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 85°. El Microgenerador, en su carácter de Suscriptor, tiene respecto del equipo de medida las responsabilidades establecidas en el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, aprobado por el Decreto N° 277/002, de 28 de junio de 2002.

Fuente: Artículo 1° Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

CAPÍTULO II UBICACIÓN Y ACCESO AL EQUIPO DE MEDIDA

Artículo 86°. El equipo de medida debe ser instalado siguiendo de principio los criterios definidos para los Suscritores de UTE. En caso de instalaciones existentes, se debe procurar las mínimas modificaciones necesarias para la Instalación de enlace. La decisión de cambio de la ubicación

del medidor por parte de UTE, basada en motivos que trasciendan el objeto del presente régimen de intercambio de energía, será a su cargo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 87º.El Microgenerador debe tener acceso a la lectura de las mediciones en el equipo de medida, no estando autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos. En caso de medida indirecta, UTE debe dejar indicado en el medidor el valor de la constante a considerar para obtener, a partir de la lectura del medidor, el valor real de la medida.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

CAPÍTULO III CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO DE MEDIDA Y DE LOS TRANSFORMADORES Y CIRCUITOS DE MEDICIÓN

Artículo 88º.El equipo de medida debe cumplir, como mínimo, con las siguientes características técnicas:

- a) Medir energía activa, y reactiva para aquellos Microgeneradores que tengan contratado como Suscritores una categoría tarifaria que requiera medición de energía reactiva.
- b) Ser monofásicos o trifásicos, trifilares o tetrafilares, según corresponda.
- c) Ser bidireccionales, debiendo registrarse la energía en ambas direcciones, ya sea entrante o saliente al medidor. Esta energía debe registrarse en registros diferentes según su dirección.
- d) Cumplir para la medición de energía activa con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) números 62053-21 para medida directa o 62053-22 para medida indirecta, y para la medición de la energía reactiva con la norma número 62053-23.
- e) Ser de clase 1 según la norma IEC 62053-21 para la medida de energía activa en casos de medida directa, o clase 0,5s según la norma IEC 62053-22 para la medida indirecta, y clase 2 según la norma IEC 62053-23 para la medida de energía reactiva.
- f) Ser estáticos.
- g) Ofrecer un grado de protección contra la penetración de polvo y agua no menor a IP51 según la norma IEC 60529.
- h) Contar con un número de serie único, incluido en la placa característica del medidor.
- i) Permitir la instalación de precintos en forma segura, que contemplen la seguridad del operario para instalar, verificar o retirar el medidor e impidan la manipulación del medidor sin romperse ni dejar marcas.
- j) Disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión, pudiéndose en particular, definir como mínimo, perfiles de usuarios (protección por contraseña) con dos niveles de seguridad: lectura de datos y programación.
- k) Contar con un sistema emisor de pulsos tipo led frontal, para permitir el contraste del medidor con un medidor patrón, tanto en una dirección como en la otra.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 89º.En supuestos en que proceda la medida indirecta, las características generales de los transformadores y circuitos de medición deben ser, como mínimo, las siguientes:

- a) Clase del Transformador de intensidad (TI): 0,5 según la norma IEC 60044-1
- b) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad debe estar comprendida entre el 25 y el 100% de la potencia de precisión correspondiente.

c) Los circuitos de medición deben contar con borneras que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

TÍTULO III IRREGULARIDADES EN LA MEDIDA

Artículo 90º. UTE puede inspeccionar el equipo de medida cuando lo estime necesario, adoptando todas las medidas precautorias pertinentes y notificando al Microgenerador de sus resultancias, a la vez que dando las debidas oportunidades de defensa.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 91º. El Microgenerador puede solicitar a UTE la realización de un ensayo sobre el equipo de medida. De comprobarse que el equipo no presenta ninguna desviación en su funcionamiento, el Microgenerador debe asumir los costos de dicho ensayo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 92º. En cualquier caso en que se detecte un mal funcionamiento del equipo de medida, UTE debe recalibrar o reemplazar el equipo e instrumentar las compensaciones que puedan corresponder.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 93º. El régimen de sanciones ante la detección de irregularidades intencionales en el equipo de medida debe explicitarse documentalmente entre el Microgenerador y UTE. A tal efecto, UTE debe presentar una propuesta para su consideración por el Regulador.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

Artículo 94º. La URSEA puede intervenir en el marco de su competencia ante un reclamo que le fuere formulado con objeto en la materia que regula la presente Sección.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

TÍTULO IV VIGENCIA DE ESTA SECCIÓN

Artículo 95º. La presente sección entrará en vigencia al día siguiente de su publicación el Diario Oficial.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 163/010 de 29/7/2010, publicada D.O. 6/8/2010.

LIBRO VI

GARANTÍAS A CONSTITUIR POR LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 1º. Las garantías a constituir por los participantes del mercado mayorista de energía eléctrica, como respaldo de las transacciones en los mercados y servicios que administra la Administración del Mercado Eléctrico (AMDE), se constituirán atendiendo a lo previsto en los artículos 367 a 369 del Reglamento del Mercado Mayorista aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de septiembre de 2002.

Fuente: Artículo 1º Resolución N° 9/004 de 1/3/2004, no publicada D.O.

Artículo 2º. Las garantías serán revocables y se otorgarán a favor de la ADME, en forma incondicional y ejecutable total o parcialmente por el Banco de Servicio de Cobranza, recibido el mandato de la ADME para ello, ante falta de pago debidamente constatada.

La contratación de la garantía incluirá cláusulas en que se consienta el procedimiento de ejecución previsto en el inciso anterior, así como la inmutabilidad de dicha garantía, salvo autorización expresa de la ADME.

En dicha contratación se pactará, asimismo, la obligación de comunicar a la ADME fehacientemente, cualquier situación que pueda dar origen a su caducidad, con una antelación no inferior a 15 (quince) días de la fecha en que opere dicha caducidad.

Fuente: Artículo 2º Resolución N° 9/004 de 1/3/2004, no publicada D.O.

LIBRO VII

VALORES MEDIOS DE INVERSIÓN PARA DETERMINAR LOS CARGOS DE EXPANSIÓN DE RED (CER)

Artículo 1º. Aprobar la metodología propuesta por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) para el cálculo de los valores medios de inversión para la determinación de los “Cargos de Expansión de Red” (CER) y sus valores resultantes, que se adjuntan y forman parte de la presente resolución.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 131/008 de 15/10/2008, no publicada D.O.

Artículo 2º. Solicitar a la referida empresa que, en el plazo de un año a partir del día de la fecha, remita informe de acuerdo con lo establecido en el Resultando II del presente acto administrativo.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 131/008 de 15/10/2008, no publicada D.O.

ANEXO CARGO POR EXPANSIÓN DE RED

Para solicitudes de suministro de contratación de nuevos Usuarios de Distribución o ampliación de la potencia contratada de Usuarios de Distribución existentes

INFORME UTE

Montevideo, 9 de octubre de 2008

1. Introducción

En el presente informe describe la metodología que se ha desarrollado para la determinación del *Cargo por Expansión de Red (CER)* asociado a la conexión de un nuevo suministro así como la ampliación de la Potencia contratada⁵ (Pc) de un Usuario de Distribución existente, ya que según se establece en el artículo del decreto 366/2007 del Poder Ejecutivo⁶, el Distribuidor podrá solicitarlo a los interesados en determinados casos.

Sobre la base de lo establecido en este artículo y a los principios del *Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica*⁷ (RDEE) se ha desarrollado una metodología para determinar a cuales solicitudes de suministro corresponde el pago del CER y el monto del mismo.

Cabe destacar que de acuerdo a lo establecido se puede requerir el CER en las solicitudes de suministro localizadas dentro de la Zona Electrificada con Potencia solicitada⁸ (Ps) superior a los

⁵ Potencia contratada (Pc): Demanda de potencia activa puesta a disposición del Usuario de Distribución en la Instalación de Enlace. La magnitud de la misma expresada en kW (kilovatios) será establecida en el contrato de suministro o de transporte.

⁶ "Artículo 6º.- Para la dotación de nuevos suministros, ampliación de la potencia conectada a suministros existentes, o bien el servicio de transporte en Media y Baja Tensión, el Distribuidor podrá solicitar a los interesados un Cargo por Expansión de Red, en los casos que se detallan:

- a) Las solicitudes individuales o colectivas ubicadas dentro de la Zona Electrificada que superen las siguientes potencias:
 - i. En áreas de distribución tipo clasificadas como urbanas 250 kW.
 - ii. En áreas de distribución tipo clasificadas como rurales 50 kW.
 - iii. Para instalaciones de media tensión clasificadas como Subtransmisión 500kW.
- b) Las solicitudes que se ubiquen fuera de la Zona Electrificada

El Cargo por Expansión de Red se asociará a la diferencia, cuando esta fuera positiva, entre el monto por kW de la obra necesaria para conectar al solicitante y la inversión de conexión media de los subscribers ubicados en la zona electrificada. Los valores medios de inversión serán estimados por el Distribuidor y propuestos al Regulador para su aprobación.

En los casos que el Distribuidor estuviera habilitado a exigir garantía de permanencia o de contratación, según el procedimiento establecidos en los artículos 17, 18 y 19 del Decreto N° 277/2002, del 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el presente decreto, lo que pague el usuario por Cargo por Expansión de Red será descontado del monto de obra tomado como referencia para el cálculo de la garantía.

Asimismo, los pagos realizados por el Usuario por concepto de Cargo por expansión de Red serán descontados de la Remuneración del Distribuidor por el servicio de Distribución, definida en el Título II de la Sección V del Decreto N° 277/2002, del 28 de junio de 2002.

A los efectos del cobro del Cargo por Expansión de Red podrán preverse sistemas de pago en cuotas."

⁷ Decreto N° 277/2002, del 28 de junio de 2002.

⁸ Potencia solicitada (Ps): Demanda de potencia activa que solicita contratar un nuevo Usuario de Distribución, o un Usuario de Distribución existente que solicita una modificación de su potencia contratada,

límites establecidos o localizadas fuera de la Zona Electrificada independientemente de la Ps. Se requiere el pago del CER en las solicitudes de suministro que cumplan los criterios anteriores en las cuales el avalúo de la obra necesaria para la conexión supere el límite de inversión por conexión establecido según el artículo.

En caso de requerirse en una solicitud de suministro el pago CER, el monto del mismo se determina como la diferencia entre el avalúo de la obra necesaria para la conexión y el límite de inversión por conexión determinado. Las obras incluirán tanto la aplicación de la capacidad de instalaciones existentes como las extensiones dedicadas para la conexión.

En las situaciones de modificación de potencia contratada, en todos los casos en que se menciona Pc, se refiere a la contratada en el suministro previo a la solicitud, mientras que cuando se menciona Ps se refiere a la potencia que se solicita contratar en el suministro, para la cual se realiza la modificación de la conexión. En particular, para las conexiones con tarifas Triple Horario se refiere a la Pc o Ps en el tramo horario Valle⁹.

2. Criterios de localización y Potencia solicitada

De acuerdo a los *criterios de localización y Ps* establecidos en el artículo 6 del decreto 366/2007 del Poder Ejecutivo se puede solicitar el CER en las solicitudes de suministros¹⁰ que se detallan en el Cuadro 1.

- | |
|---|
| <p>a) Para solicitudes ubicadas dentro de las Zonas Electrificadas que superen las siguientes Ps:</p> <ol style="list-style-type: none">1. 50 kW en solicitudes de conexión en Zona Electrificada II de Áreas de Distribución Tipo 4 y 5.2. 250 kW en solicitudes de conexión en Zona Electrificada II de Áreas de Distribución Tipo 1, 2 y 3.3. 500 kW en solicitudes de conexión en Zona Electrificada I. <p>b) Para solicitudes ubicadas fuera de las Zonas Electrificadas independientemente de las Ps.</p> |
|---|

Cuadro 1 Criterios de localización y Ps

3. Límite de inversión por conexión

Se requiere el pago del CER en las solicitudes de suministro que cumplan los criterios de localización y Ps establecidos, en las cuales el avalúo de la obra proyectadas para la conexión supere el *límite de inversión por conexión* establecido.

en la solicitud de suministro. La magnitud de la misma expresada en kW (kilovatios) será establecida en la solicitud de suministro. En caso de una solicitud de suministro colectiva, la misma corresponde a la suma total de potencia activa de todas las solicitudes de suministro que componen la solicitud de suministro colectiva.

⁹ Estas tarifas presentan una contratación de potencia por tramo horario, una en el tramo horario Valle y otra en el tramo horario unificado Punta-Llano, con la condición que la Pc en Valle sea mayor o igual a la Pc en Punta-Llano.

¹⁰ Solicitud de suministros. Es el acto por el cual un interesado requiere el acceso al servicio público de electricidad o el servicio de transporte en redes de distribución, así como un Usuario de Distribución existente solicita la modificación de la potencia contratada o tarifa aplicada

De acuerdo al artículo 6 del decreto 366/2007 del Poder Ejecutivo el límite de inversión por conexión correspondiente a la inversión de conexión media de los suscriptores ubicados en Zona Electrificada.

El límite de inversión por conexión se calcula en función de:

- CP_{GC} Cargos por potencia de las tarifas de Grandes Consumidores (GC)
- α Cociente entre la potencia demandada media y la potencia contratada media, de los Usuarios de Distribución con tarifas de Grandes Consumidores.
- β Cociente entre la remuneración de la inversión y la suma de la remuneración de la inversión más los costos de administración, operación y mantenimiento.
- γ Cociente entre los activos en las Instalaciones de Distribución y los activos en las Instalaciones de Distribución, Transmisión y Generación.
- ϵ_{GC} Coeficiente de ajuste aplicable a los cargos por potencia de las tarifas de Grandes Consumidores.
- frc Factor de recuperación de la inversión, considerando en la remuneración de las inversiones para el cálculo de tarifas.

Si bien en las tarifas GC parte de la amortización de las instalaciones se recupera vía los precios de la energía, se considera adecuado tomar el cargo por potencia para la determinación del límite de inversión por conexión.

El coeficiente α se estima con la potencia demandada y potencia contratada en los clientes con tarifa GC durante el año 2007.

$$\alpha = 61,4\%$$

El coeficiente β se estima como cociente entre la remuneración de la inversión y la suma de la remuneración de la inversión más los costos de administración, operación y mantenimiento, obtenido para la empresa modelo construida por el consorcio SYNEX Ingenieros Consultores – Mercados Energéticos¹¹.

$$\beta = 70.4\%$$

El coeficiente γ se estima según la composición de los activos de UTE a diciembre de 2007.

$$\gamma = 42.3\%$$

El coeficiente ϵ_{GC} se fija provisoriamente en:

$$\epsilon_{GC} = 110\%$$

El frc se calcula considerando una vida útil de las Instalaciones de Distribución¹² de 30 años y la tasa de actualización a utilizar para la determinación de los precios regulados de la energía eléctrica¹³ del 10%.

$$frc = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

¹¹ En su Informe Final Fase I Revisado, del 5 de Agosto de 2002.

¹² De acuerdo a lo establecido en el artículo 64 del RDEE.

¹³ Fijada por decreto N° 296/001 del Poder Ejecutivo, del 26 de julio de 2001.

3.1. Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro de contratación de nuevos Usuarios de Distribución

3.1.1. Solicitudes de suministro con Ps menor o igual a 40 kW

Para solicitudes de suministros con Ps igual a 10 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_{10kW} = \frac{CP_{GCI} \times \alpha \times \beta \times \gamma \times \varepsilon \times 12 \times 10kW}{frc}$$

donde:

CM_{10kW} : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps iguales a 10kW.

CP_{GCI} : Cargo por potencia de la tarifa Gran Consumidor GCI.

Para solicitudes de suministros con Ps menores o iguales a 40 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_1 = CM_{10kW}$$

donde:

CM_1 : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps menor o igual a 40 kW.

3.1.2. Solicitudes de suministro con Ps mayor a 40 kW y menor o igual a 250 kW

Para solicitudes de suministros con Ps igual a 250 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_{250kW} = \frac{CP_{GC2} \times \alpha \times \beta \times \gamma \times \varepsilon \times 12 \times 250kW}{frc}$$

donde:

CM_{250kW} : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps iguales a 250 kW.

CP_{GC2} : Cargo por potencia de la tarifa Gran Consumidor GC2

Para solicitudes de suministros con Ps mayor a 40 kW y menor o igual a 250kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_2 = a + b \times P_s$$

$$a = CM_1 - \frac{(CM_{250Kw} - CM_1)}{(250kW - 40kW)} \times 40kW$$

$$b = \frac{(CM_{250Kw} - CM_1)}{(250kW - 40kW)}$$

donde:

CM_2 : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps mayor a 40 kW y menor a 250 kW.

P_s : Potencia solicitada.

3.1.3. Solicitudes de suministro con Ps mayor a 250 kW y menor o igual a 1.000 kW

Para solicitudes de suministros con Ps igual a 1.000 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_{1000kW} = \frac{CP_{GC3} \times \alpha \times \beta \times \gamma \times \varepsilon \times 12 \times 1000kW}{frc}$$

donde:

CM_{1000kW} : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps iguales a 1.000kW.

CP_{GC3} : Cargo por potencia de la tarifa Gran Consumidor GC3.

Para solicitudes de suministros con Ps mayor a 250 kW y menor o igual a 1.000 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_3 = a + b \times P_s$$

$$a = CM_{250Kw} - \frac{(CM_{1000Kw} - CM_{250Kw})}{(1000kW - 250kW)} \times 250kW$$

$$b = \frac{(CM_{1000Kw} - CM_{250Kw})}{(1000kW - 250kW)}$$

donde:

CM_3 : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps mayor a 250 kW y menor o igual a 1.000 kW.

P_s : Potencia solicitada.

3.1.4. Solicitudes de suministro con Ps mayor a 1.000 kW

Para solicitudes de suministros con Ps igual a 7.500 el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_{7500kW} = \frac{CP_{GC4} \times \alpha \times \beta \times \gamma \times \varepsilon \times 12 \times 7500kW}{frc}$$

donde:

CM_{7500kW} : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps iguales a 7.500 kW.

CP_{GC4} : Cargo por potencia de la tarifa Gran Consumidor GC4.

Para solicitudes de suministros con Ps mayor a 1.000 kW el límite de inversión por conexión se calcula mediante el siguiente cálculo:

$$CM_4 = a + b \times P_s$$

$$a = CM_{1000Kw} - \frac{(CM_{7500Kw} - CM_{1000Kw})}{(7500kW - 1000kW)} \times 1000kW$$

$$b = \frac{(CM_{7500Kw} - CM_{1000Kw})}{(7500kW - 1000kW)}$$

donde:

CM_4 : Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro con Ps mayor a 1.000 kW.

P_s : Potencia solicitada

3.1.5. Límite para solicitudes de suministro de contratación de nuevos Usuarios de Distribución según tarifas vigentes

En la Tabla 1 se presentan los cargos por potencia de las tarifas de Grandes Consumidores para los diferentes niveles de tensión, aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo N° 259/008, del 30 de mayo del 2008.

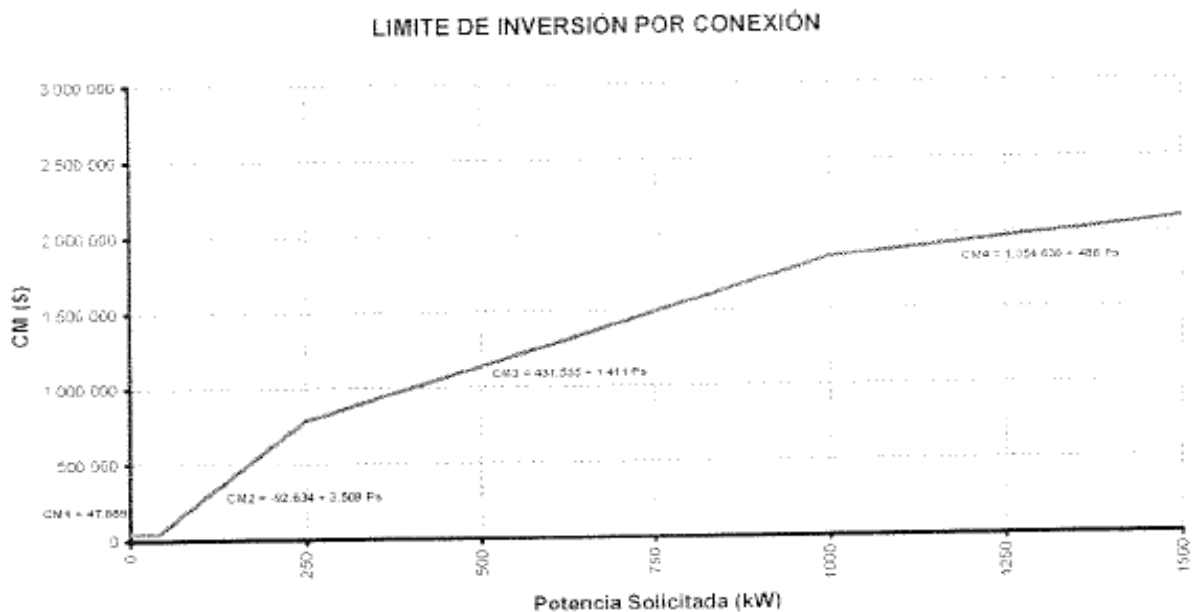
Tarifa	Nivel de tensión (kV)	CPGC (\$/kW)
GC1	0.230 – 0.400	209.60
GC2	6.4 – 15 – 22	137.90
GC3	31.5	81.00
GC4	60	29.40
GC5	110 – 150	20.30

Tabla 1 Cargos por potencias de las tarifas Grandes Consumidores

Finalmente en la Tabla 2 se presenta el límite de inversión por conexión para solicitud de suministro de contratación de nuevos Usuarios de Distribución según las tarifas vigentes.

Potencia solicitada (kW)	Límite de inversión por conexión (\$)
$P_s \leq 40$ kW	$CM_1 = 47.689$
40 kW < $P_s \leq 250$ kW	$CM_2 = -92.634 + 3.508 * P_s$
250 kW < $P_s \leq 1.000$ kW	$CM_3 = 431.535 + 1.411 * P_s$
1.000 kW < P_s	$CM_4 = 1.354.636 + 488 * P_s$

Tabla 2 Límite de inversión por conexión



3.2. Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro colectivas de contratación de nuevos Usuarios de Distribución

Para las solicitudes de suministro colectivas el límite de inversión por conexión es el mismo que para las solicitudes de suministro de contratación de nuevos Usuarios de Distribución.

3.3. Límite de inversión por conexión para solicitudes de suministro de ampliación de la Potencia contratada de Usuarios de Distribución existentes

Para solicitudes de suministros de ampliación de la Potencia contratada de Usuarios de Distribución existentes, el límite de inversión por conexión se calcula como la diferencia entre: el límite de inversión por conexión para la Ps en la solicitud de ampliación de la potencia contratada y el límite de inversión por conexión para la Pc previo a la solicitud de suministro de ampliación de la Potencia contratada.

4. Cálculo del monto del CER

El monto del CER se determina mediante la siguiente fórmula:

$$CER_1 = AO_1 - CM_1$$

donde:

CER1: Cargo por Expansión de Red asociado a la solicitud de suministro i.

AO1: Es el avalúo de las obras proyectadas por UTE para la solicitud de suministro i. El mismo no incluirá las obras proyectadas por UTE en la Instalación de Enlace incluidas en la determinación de la TC.

CM1: Es límite de inversión por conexión para la solicitud de suministro i.

Las obras proyectadas por UTE para la conexión incluyen tanto la ampliación de la capacidad de instalaciones existentes como las extensiones dedicadas para la conexión. Dichas obras deben reflejar la alternativa de mínimo costo. La alternativa de mínimo costo surge de seleccionar la alternativa técnicamente viable que presente menores costos de inversión, operación y mantenimiento, pérdidas, calidad de servicio y de producto.

Cuando por razones de interés de UTE, las obras que se proyectan realizar para atender la solicitud resulta con mayor costo de inversión a la alternativa de mínimo costo: el costo de inversión que se utilizará para el cálculo de la CER será el correspondiente a la alternativa de mínimo costo.

Las obras proyectadas se avalúan por medio de presupuesto según los valores unitarios de las instalaciones de distribución.

LIBRO VIII

REGLAMENTO DE SUMINISTRO DE INFORMACIÓN CONTABLE CON FINES REGULATORIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO (RSICSE)

TITULO I OBJETO

Artículo 1. La presente normativa tiene por objeto reglamentar la información contable que deben presentar al Regulador, las personas jurídicas que realicen más de una de las actividades de la industria eléctrica y aquellas que presten el servicio público de distribución o el de trasmisión.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

TITULO II INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

CAPITULO I INFORMACIÓN CONTABLE DE BASE

Artículo 2. Las personas jurídicas comprendidas en esta reglamentación deben remitir anualmente al Regulador, dentro del plazo de 150 (ciento cincuenta) días corridos siguientes a la fecha de cierre de su ejercicio económico, en soporte papel y magnético, la siguiente información contable de base de la empresa, formulada conforme a la normativa jurídica y de contabilidad aplicable en Uruguay, con dictamen adjunto de auditoría suscrito por Contador Público independiente:

- I) Estado de Situación Patrimonial.
- II) Estado de Resultados.
- III) Estado de Origen y Aplicación de Fondos o Estado de Flujos de Efectivo, según corresponda.
- IV) Notas a los Estados Contables, incluyendo el Estado de Evolución del Patrimonio, Cuadros de Bienes de Uso en Servicio y Obras en Curso.
- V) Información complementaria: Estados de Situación y de Resultados analíticos.

Fuente: Artículo 2º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

CAPITULO II INFORMACIÓN CONTABLE DESAGREGADA E INFORMACIÓN ESTADÍSTICA COMPLEMENTARIA

Artículo 3. Con la misma periodicidad y plazo de remisión, y en igual soporte, quienes quedan comprendidos en esta normativa deben presentar al Regulador la información contable adicional, desagregada por actividad relevante, según los formatos contenidos en los Anexos de la presente reglamentación, la que debe estar debidamente conciliada con la información contable de base, ajustándose a las normas contables aplicables en Uruguay, con dictamen adjunto de auditoría suscrito por Contador Público independiente. La mencionada conciliación puede hacerse con las cifras previas a las que resulten de la aplicación del ajuste por inflación, debiendo, en este caso, verificarse por el auditor la razonabilidad de la información desagregada luego de la aplicación del referido ajuste.

Asimismo, en cada ocasión en que se presente la información mencionada en el inciso anterior, debe presentarse al Regulador la información estadística básica que se detalla en el Anexo IX.

Fuente: Artículo 3º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

Artículo 4. A los efectos de la presentación de la información contable desagregada, se debe utilizar la metodología de Costeo Basado en Actividades (ABC), informándose los trazadores

utilizados y sus volúmenes. Se admite la utilización de valores de trazadores correspondientes hasta un período anterior al que se informa, debiéndose mantener la uniformidad en la aplicación de los mismos.

Fuente: Artículo 4º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

Artículo 5. La moneda de referencia para la confección de la información desagregada debe ser la misma que la usada en la información de base.

Fuente: Artículo 5º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

Artículo 6. Hasta tanto se establezcan precios de transferencia de energía o potencia entre unidades de negocio de una empresa integrada, este tipo de transacciones no se reflejan en la información suministrada. Se deben incluir los ingresos y costos emergentes de transacciones de energía y potencia, relacionados con operaciones realizadas con terceros agentes.

Fuente: Artículo 6º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

Artículo 7. Respecto de los cargos de transferencia entre las diversas unidades de negocio de una empresa integrada, por el uso de redes de transporte de energía para el año 2007 y en adelante, se aplican los cargos establecidos conforme a las normas reglamentarias vigentes.

Fuente: Artículo 7º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

CAPITULO III RÉGIMEN TRANSITORIO

Artículo 8. Dentro del plazo de 120 (ciento veinte) días corridos de aprobada esta reglamentación, se debe presentar al Regulador la información contable de base correspondiente a los ejercicios económicos 2004, 2005 y 2006, así como aquella desagregada en dólares estadounidenses, y la estadística complementaria, según se prevé en los Anexos de esta reglamentación.

Fuente: Artículo 8º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

Artículo 9. El Anexo VII puede ser presentado para los ejercicios económicos 2007 y anteriores, distribuyendo el total de costos de administración y ventas, sin detallar por concepto contable, entre las grandes actividades consistentemente con la ponderación de las mismas que surja de la aplicación de la metodología de Costeo Basado en Actividades (ABC).

Para los mismos ejercicios debe presentarse información adicional al Anexo VII, combinando las siguientes aperturas:

- a) por centro de costo agrupado en las siguientes categorías o áreas: generación, trasmisión, distribución y comercial, centros de apoyo y corporativos, centros que realizan actividades no eléctricas;
- b) para cada centro de costo mencionado en a), por conceptos contables con el detalle requerido en el Anexo VII.

Fuente: Artículo 9º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

TITULO III RÉGIMEN SANCIONATORIO

Artículo 10. Los sujetos alcanzados por este Reglamento son pasibles de sanción, previo debido procedimiento, conforme a lo establecido en el literal M) del artículo 14 de la Ley N° 17.598 de 13 de diciembre de 2002, ante la comisión de las siguientes infracciones:

- a) Omisión de suministro de la información requerida por la presente reglamentación.
- b) Presentación de la información fuera de los plazos establecidos o sin la forma debida.
- c) Entrega de información que no fuere razonablemente fidedigna o con errores significativos.
- d) Todo otro comportamiento violatorio de la reglamentación.

El suministro de información que no fuere razonablemente fidedigna, realizado con dolo o culpa grave, es considerado como falta gravísima.

Fuente: Artículo 10º Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

ANEXO I Cuadro de Distribución de Costos de Generación

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

Procesos			
Descripción			
Procesos directos			
Utilizar combustibles			
Utilizar servicios de trasmisión			
Generar energía			
Generar energía Diesel Autónoma			
Operar Usinas Generación Hidráulica y Térmica			
Gestionar los combustibles			
Mantener los activos de generación			
Efectuar evaluación continua explotación centrales			
Producir agua ultra pura para Generación			
Planificar proyectos de obras de generación (desarrollar inst. eléctricas)			
Registrar operación energética (gestión energética)			
Desarrollar Estrategia			
.....			
Total procesos directos (G1)			
Procesos no directos o de apoyo			
Gestionar infraestructura no eléctrica			
Administrar procesos corporativos			
Administrar recursos humanos			
Gestionar materiales y servicios			
Gestionar el impacto ambiental			
Gestionar recursos económicos-financieros			
Gestionar tecnologías de la información			
Administrar procesos diversos			
Gestionar relaciones externas/entorno regulador			
Gestionar tecnologías de las comunicaciones			
.....			
Total procesos de apoyo (G2)			
Amortizaciones y depreciaciones (G3)			
Costos Asignados de las Unidades Corporativas y de Administración			
Indirectos			
Corporativos			
Total Costos asignados de Uds.Corp y de Adm.(G4)			
Costos Financieros			
Impuesto al Patrimonio			
Impuesto a la Renta			
Total General			

ANEXO II Cuadro de Distribución de Costos de Trasmisión

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

Procesos			
Descripción			
Procesos directos			
Trasmitir Energía			
Gestionar globalmente red Trasmisión			
Operar la red de Trasmisión			
Mantener la red de Trasmisión			
Desarrollar instalaciones eléctricas			
Gestión Energética			
Optimizar y Despachar Energía			
Mantener soporte informático DNC			
Desarrollar Estrategia			
.....			
Total procesos directos (T1)			
Procesos no directos o de apoyo			
Gestionar infraestructura no eléctrica			
Administrar recursos humanos			
Gestionar tecnologías de las comunicaciones			
Gestionar materiales y servicios			
Administrar procesos corporativos			
Gestionar recursos económicos-financieros			
Gestionar tecnologías de la información			
Administrar procesos diversos			
Gestionar el impacto ambiental			
Gestionar relaciones externas/entorno regulador			
Administrar Servicios Legales			
.....			
Total procesos de apoyo (T2)			
Amortizaciones y depreciaciones (T3)			
Costos Asignados de las Unidades Corporativas y de Administración			
Indirectos			
Corporativos			
Total Costos asignados de Uds.Corp y de Adm.(T4)			
Costos Financieros			
Impuesto al Patrimonio			
Impuesto a la Renta			
Total General			

ANEXO III Cuadro de Distribución de Costos de Distribución y Comercial

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

Procesos			
Descripción			
Procesos directos			
Comprar energía a terceras empresas			
Comprar energía de generación propia (intra-empresas)			
Comprar servicios de transmisión (intra-empresas)			
Distribuir energía			
Garantizar la optima Operación de la Red			
Resolver incidencias por Corte de Energía			
Mantener la red de Distribución			
Gestionar relaciones con los clientes			
Gestionar solicitudes de suministro			
Gestionar el Ciclo Comercial			
Atender e informar al cliente			
Regularizar energía no facturada			
Desarrollar instalaciones eléctricas			
Identificar y Desarrollar Negocio			
Desarrollar Estrategia			
Gestión energética (elaborar balance energético, documentación)			
.....			
Total procesos directos (D1)			
Procesos no directos o de apoyo			
Gestionar infraestructura no eléctrica			
Administrar recursos humanos			
Administrar procesos corporativos			
Gestionar materiales y servicios			
Gestionar recursos económicos-financieros			
Gestionar tecnologías de la información			
Administrar procesos diversos			
Gestionar relaciones externas/entorno regulador			
Gestionar el impacto ambiental			
Gestionar tecnologías de las comunicaciones			
.....			
Total procesos de apoyo (D2)			
Amortizaciones y depreciaciones (D3)			
Costos Asignados de las Unidades Corporativas y de Administración			
Indirectos			
Corporativos			
Total Costos asignados de Uds.Corp y de Adm.(D4)			
Costos Financieros			
Impuesto al Patrimonio			
Impuesto a la Renta			
Total General			

ANEXO IV Cuadro de Distribucion de Costos de Comercializacion Mayorista

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

Procesos			
Descripcion			
Procesos directos			
Total procesos directos (CM1)			
Procesos no directos o de apoyo			
Total procesos de apoyo (CM2)			
Amortizaciones y depreciaciones (CM3)			
Costos Asignados de las Unidades Corporativas y de Administracion			
Indirectos			
Corporativos			
Total Costos asignados de Uds.Corp y de Adm.(CM4)			
Total Costos de Explotación y de Administración y Ventas			
Costos Financieros			
Impuesto al Patrimonio			
Impuesto a la Renta			
Total General			

ANEXO VI Costos Separados por Gran Actividad

(expresado en _____)

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

	Generación	Comercialización Mayorista	Trasmisión	Distribución y Comercial	Otras actividades
Compra de energía eléctrica					
Materiales energéticos					
Servicios y otros suministros					
Trabajos para inversiones en curso - gastos					
Gastos en personal					
Trabajos para inversiones en curso - personal					
.....					
Sub total	G1 + G2	CM1 + CM2	T1 + T2	D1 + D2	OA1 + OA2
Gastos Unidades Corporativas y de Administración	G3	CM3	T3	D3	OA3
Amortizaciones y Depreciaciones	G4	CM4	T4	D4	OA4
Total Costos de Explotación y de Administración v Ventas (1)					

NOTAS:

(1) El total se concilia con los montos correspondientes con el Estado de Resultados

ANEXO VII Costos Separados por Gran Actividad

(expresado en _____)

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

	Generación	Comercialización Mayorista	Trasmisión	Distribución y Comercial	Otras actividades
Costos de explotación					
Compra de energía eléctrica					
Compra de energía eléctrica CTM					
Compra de energía eléctrica Argentina					
Compra de energía eléctrica Brasil					
Materiales energéticos y lubricantes					
Gas Oil/Diesel oil para generación					
Fuel oil					
Gas					
Transporte de gas					
Lubricante para equipos de generación					
Gastos en materiales					
Suministros y servicios externos					
Gastos de transporte					
Tributos municipales					
Trabajos para inversiones en curso - gastos					
Gastos en personal - sueldos					
Gastos en personal - beneficios sociales					
Gastos en personal - desplazamientos					
Gastos en personal - otros cargos					
Gastos en personal - cargas Legales					
Trabajos para inversiones en curso - personal					
.....					
Amortizaciones y depreciaciones					
Total Costos de Explotación					
Costos de administración y ventas					
Gastos en materiales					
Suministros y servicios externos					
Gastos de transporte					
Tributos municipales					
Otros tributos					
Trabajos para inversiones en curso - gastos					
Gastos en personal - sueldos					
Gastos en personal - beneficios sociales					
Gastos en personal - desplazamientos					
Gastos en personal - otros cargos					
Gastos en personal - cargas Legales					
Trabajos para inversiones en curso - personal					
.....					
Amortizaciones y depreciaciones					
Total Costos de Administración y Ventas					
Total Costos de Explotación y de Administración y Ventas (1)					

NOTAS:

(1) El total se concilia con los montos correspondientes con el Estado de Resultados

ANEXO VIII Estado de Resultados separado por Gran Actividad

(expresado en _____)

Por el ejercicio/periodo comprendido entre el _____ y el _____

	Generación	Comercialización Mayorista	Trasmisión	Distribución y Comercial	Otras actividades
Ingresos Opetativos					
Venta de energía electrica generacion					
Venta de energía electrica comercializacion mayorista					
Servicio de trasmision					
Venta de energía electrica distribucion					
Venta de servicio de distribucion					
Ingresos otras actividades					
Total Ingresos Opetativos					
Egresos Opetativos					
Egresos operativos - Generacion	G1				
Egresos operativos - Comercializacion Mayorista		CM1			
Egresos operativos - Trasmision			T1		
Egresos operativos - Distribucion				D1	
Egresos operativos - Actividades de Apoyo					OA1
Egresos operativos - Otras actividades	G2	CM2	T2	D2	OA2
Total Egresos Opetativos					
Resultado Bruto					
Gastos Unidades Corporativas y de Administración	G4	CM4	T4	D4	OA4
Amortizaciones y Depreciaciones	G3	CM3	T3	D3	OA3
Resultado antes de Diversos, Extraordinarios e Impuestos					
Resultados Diversos					
Resultados Extraordinarios					
Resultados Financieros					
Ajuste Resultados de Ejercicios anteriores					
Impuesto a la Renta					
Impuesto al Patrimonio					
Resultado del Ejercicio					

ANEXO IX Información Estadística Básica

1. Energía generada por central (*últimos 4 años*) (*en unidades físicas*)
2. Energía importada por país de origen (*últimos 4 años*) (*en unidades físicas*)
3. Energía exportada por país de destino (*últimos 4 años*) (*en unidades físicas*)
4. Potencia instalada por central (*últimos 4 años*) (*en unidades físicas*)
5. Consumos de combustible por central (*en unidades físicas*)
6. Extensión de la red de transmisión por nivel de tensión (*últimos 4 años*)
7. Extensión de la red de distribución por nivel de tensión (*últimos 4 años*)
8. Cantidad de servicios activos por categoría tarifaria
9. Venta de energía por tipo de usuario (*en unidades monetarias*) (*últimos 6 años*)
10. Venta de energía por categoría (*en unidades físicas*) (*últimos 6 años*)
11. N° de personal por área
12. N° de personal por categoría
13. Gastos en mantenimiento predictivo (*últimos 4 años*)
Gastos en mantenimiento preventivo (*últimos 4 años*)
Gastos en mantenimiento correctivo (*últimos 4 años*)

Fuente: Anexo IX, Resolución URSEA N° 6/008 de 28/1/2008, publicada D.O. 11/2/2008.

LIBRO IX OTRAS DISPOSICIONES

TITULO I PRECIO DE LA POTENCIA

Artículo 1. Apruébase el Precio de referencia de la Potencia (PrP), estableciéndolo en 8.2 US\$/kW por mes.

Fuente: Artículo 1º Resolución URSEA N° 423/016 de 27/12/2016, publicada D.O. 30/12/2016.

