



TRÁMITE: Aprobación de la "Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro".

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la "Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro".

VISTOS:

La Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010; el Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014; demás antecedentes del proceso, todo lo que ver convino, se tuvo presente y;

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010, se aprobó la "Metodología de Medición y Control de Calidad de Distribución para Sistemas con Contrato de Adecuación", contenida en su Anexo que forma parte indivisible de la señalada Resolución.

Que mediante notas AE-1893-DOCP2-307/2013, AE-1897-DOCP2-311/2013, AE-1895-DOCP2-309/2013, AE-1886-DOCP2-300/2013, AE-1887-DOCP2-301/2013, AE-1890-DOCP2-304/2013, AE-1891-DOCP2-305/2013, AE-1894-DOCP2-308/2013, AE-1892-DOCP2-306/2013, AE-1896-DOCP2-310/2013, AE-1889-DOCP2-303/2013 y AE-1888-DOCP2-302/2013, todas de 31 de julio de 2013, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) remitió a las siguientes Distribuidoras: Cooperativa de Electrificación Tupiza Ltda. (COPELECT), Cooperativa de Servicios Eléctricos 5 de Agosto Ltda. (COOPSEL), Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO), Distribuidora de Electricidad La Paz S.A. (DELAPAZ), Empresa de Distribución Eléctrica Larecaja Sociedad Anónima Mixta (EDEL S.A.M.), Electrificación Punata S.A. (ELEPSA), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Sistemas Aroma, Camargo, San Borja y Uyuni, Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA) Sistema Villazón y Servicios Eléctricos Yungas S.A. (SEYSA) la propuesta de modificaciones y ajustes a la Metodología de Medición y Control de Calidad de Distribución para Sistemas con Contratos de Adecuación, aprobada mediante Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010 (Proyecto de Metodología) a efectos de que realicen observaciones, sugerencias y comentarios al respecto.

Que ENDE mediante nota ENDE-GDS-8/32-13 con Registro N° 8578 de 16 de agosto de 2013, en representación de los Sistemas Aroma, San Borja, Uyuni y Camargo remitió las consultas y observaciones al Proyecto de Metodología puesto a su consideración por la AE.

Que mediante nota EDEL/0977/2013 con Registro N° 8600 de 16 de agosto de 2013, EDEL S.A.M. presentó sus observaciones y sugerencias al Proyecto de Metodología.





Que mediante nota N° GG-SG419/2013 con Registro N° 8646 de 19 de agosto de 2013, COOPELECT presentó su propuesta de modificaciones al Proyecto de Metodología.

Que SEYSA mediante PD N° 112/2013 con Registro N° 8883 de 23 de agosto de 2013, presentó sus observaciones al Proyecto de Metodología.

Que mediante nota AE-2680-DOCP1-185/2013 de 30 de octubre de 2013, la AE notificó a la Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) el inicio del proceso de Control de Calidad de Distribución en el Sistema Atocha mediante la aplicación de la Metodología de Medición Control de Calidad de Distribución aprobada mediante Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010 y remitió los puntos de control del Producto Técnico.

Que COSEAL mediante nota D-C 0220/2013 con Registro N° 11920 de 11 de noviembre de 2013, manifestó la imposibilidad de realizar las mediciones establecidas para el Control de Calidad del Producto Técnico, resaltando su condición de empresa con Contrato de Registro y solicitando una capacitación al personal de la Cooperativa de temas referidos al Control de Calidad de Distribución.

Que mediante nota AE-3057-DOCP1-258/2013 de 9 de diciembre de 2013, la AE manifestó a COSEAL la necesidad de realizar una evaluación objetiva de la situación actual de la Cooperativa, instruyendo la presentación de una propuesta de implementación del control de calidad en su entidad y a efectos de que la Cooperativa cumpla con la presentación de la información requerida se adjuntó el diseño de la Base de Datos de Relevamiento de Información para el Control de Calidad de Distribución y las condiciones técnicas que se deben cumplir para el Control de Calidad del Producto Técnico.

Que mediante notas AE-1438-DOCP1-168/2014, AE-1439-DOCP1-169/2014, AE-1440-DOCP1-170/2014, AE-1435-DOCP1-165/2014, AE-1437-DOCP1-167/2014 y AE-1436-DOCP1-166/2014, todas de 11 de julio de 2014, la AE comunicó a las Distribuidoras: COOPELECT, COOPSEL, COSEAL, ENDE Sistema Uyuni y SEPSA la realización de una capacitación en la ciudad de Tupiza a llevarse a efecto los días 24 y 25 de julio de 2014, respecto a la aplicación del Centinela Web al relevamiento de información del Control de Calidad de Distribución especificado en la Metodología.

Que mediante nota AE-1598-DOCP2-246/2014 de 31 de julio de 2014, remitida a las Distribuidoras COSERMO y ENDE Sistemas San Borja y Los Cintis, se comunicó la realización de una capacitación en la ciudad de Cochabamba los días 11 y 12 de agosto de 2014, acerca de la aplicación del Centinela Web al relevamiento de información del Control de Calidad de Distribución especificado en la Metodología.

Que mediante notas AE-1665-DOCP1-236/2014, AE-1664-DOCP1-235/2014, AE-1663-DOCP1-234/2014, AE-1662-DOCP1-233/2014, AE-1660-DOCP1-231/2014 y AE-1661-DOCP1-232/2014, todas de 12 de agosto de 2014 y AE-1805-DOCP2-290/2014 de 29 de agosto de 2014, remitidas a las Distribuidoras: COSERMO,



COOPSEL, COSEAL, COOPELECT, SEYSA, SEPSA Sistema Villazón y ENDE Sistemas Los Cintis, San Borja y Uyuni, respectivamente, la AE comunicó la disponibilidad del software de relevamiento de información "Centinela Web", para la realización de pruebas piloto por parte de las Distribuidoras hasta el 30 de septiembre de 2014.

Que mediante nota GG-SG-339/2014 con Registro N° 8032 de 31 de julio de 2014, COOPELECT presentó su solicitud para la implementación de un programa piloto consistente en un semestre de adecuación para ajustar sus procedimientos internos y cumplir con los requerimientos de la Metodología.

Que mediante nota PD N° 0069/2014 con Registro N° 8018 de 31 de julio de 2014, SEYSA solicitó la implementación de la nueva Metodología a partir del semestre mayo 2015 - octubre 2015, argumentando dificultades operativas de la empresa e inconvenientes técnicos en el Centinela Web.

Que mediante nota D-C 080/2014 con Registro N° 8541 de 13 de agosto de 2014, COSEAL solicitó la implementación de un programa piloto consistente en un semestre de prueba y adecuación para la capacitación del personal y la implementación de los procedimientos internos que permitan implementar el Control de Calidad de Distribución, señalando la condición de COSEAL como Cooperativa con Contrato de Registro para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad.

Que el Informe AE UTI N° 218/2014 de 1° de octubre de 2014, presenta los resultados de las pruebas piloto realizadas por las Distribuidoras al software de relevamiento de información Centinela Web, concluyendo que las Cooperativas COOPELECT, COOPSEL y COSERMO no realizaron las pruebas piloto del software de relevamiento de información; reconociendo la necesidad de mejorar la tarea de importación de información a la base de datos de calidad.

Que mediante Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 1 de la AE, concluyó que se requiere incluir ajustes a la Metodología para homogeneizar los procedimientos de control aplicados a las Distribuidoras que cuentan con Título Habilitante o Contrato de Registro, por lo que recomendó emitir la Resolución Administrativa aprobando la "Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro".

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el artículo 10 de la Ley N° 1600 de 28 de octubre de 1994, establece las atribuciones de los Superintendentes Sectoriales, además de las específicas establecidas en las normas legales sectoriales, entre ellas señala las siguientes:

"a) *Cumplir y hacer cumplir la presente ley, las normas legales sectoriales y sus reglamentos, asegurando la correcta aplicación de sus principios, políticas y objetivos;*



"d) Vigilar la correcta prestación de los servicios por parte de las empresas y entidades bajo su jurisdicción reguladora y el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, incluyendo la ejecución del plan de inversiones comprometido y el mantenimiento de sus instalaciones;

k) Realizar los actos que sean necesarios para el cumplimiento de sus responsabilidades".

Que el inciso c) del artículo 3 de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad señala que: *"El principio de calidad obliga a observar los requisitos técnicos que establezcan los Reglamentos".*

Que el Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26607 de 20 de abril de 2002, determina los niveles e índices de calidad que debe aplicar el Ente Regulador en el Control de Calidad.

Que el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo, determina que los actos administrativos serán objeto de publicación, cuando así lo establezcan los reglamentos especiales o lo aconsejen razones de interés público, debiendo publicarse por una sola vez en un órgano de prensa de amplia circulación nacional. En ese sentido, el párrafo I del artículo 32 de la misma Ley, establece que los actos de la Administración Pública producen efectos desde la fecha de su notificación o publicación.

Que el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo determina: *"La aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella".*

Que el Decreto Supremo N° 28190 de 27 de mayo de 2005, establece un procedimiento específico a aplicarse en el Control de Calidad de Distribución.

Que el inciso c) del artículo 51 del Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, establece: *"implementar los aspectos relativos a la regulación, control, fiscalización y supervisión del sector de electricidad, en el marco de la Constitución Política del Estado".*

Que la *"Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Sistemas con Contrato de Adecuación"*, aprobada por la AE mediante Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010, establece a la fecha el procedimiento para el Control de Calidad de Distribución.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que el Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014, emitido por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 1 de la AE establece lo siguiente:





"En conformidad a los parámetros de control definidos en el artículo 9 del Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26607 de 20 de abril de 2002 y a los niveles de calidad establecidos en el Anexo al RCDE, la AE aprobó la "Metodología de Medición y Control de Calidad de Distribución para Sistemas con Contrato de Adecuación", mediante Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010 en la que se especificaron los siguientes aspectos:

- El procedimiento de control a aplicarse a las Empresas.
- El formato y contenido de las bases de datos a reportarse a la AE.
- La periodicidad del reporte de información de las Empresas a la AE.
- El contenido de los informes de evaluación a presentarse a la AE.

A efecto de homogenizar los procedimientos de control aplicados a los Distribuidores y en consideración a la universalización de nuevas tecnologías de comunicaciones, se identificaron los ajustes y mejoras en la Metodología que se detallan en el siguiente punto.

1. **Ámbito de Aplicación.**

La Nueva Metodología se aplicará a partir del noveno semestre de la Etapa de Régimen (mayo 2015 - octubre 2015) a las Empresas y Cooperativas que cumplan con lo siguiente:

- Distribuidoras que tienen Título Habilitante para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad y su área de operación no incluye a ciudades capitales del estado.
- Distribuidoras que habiendo suscrito el Contrato de Adecuación, establecido en el Decreto Supremo N° 26299 de 1° de septiembre de 2001, posteriormente suscriben el Contrato de Registro para el ejercicio del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

2. **Requerimientos.**

Los ajustes y mejoras planteados para la Metodología se resumen en el siguiente listado de requerimientos:

- Incorporación del procedimiento para la asignación de niveles de calidad.
- Incorporación del procedimiento para la invocación de caso fortuito y fuerza mayor.
- Procedimiento para la medición en puntos de control alterno.
- Incorporación del control del Desequilibrio de Tensiones.
- Especificación de los procedimientos para la restitución de las reducciones en conformidad a lo especificado en el RCDE.



- *Adición de nuevas tablas a la bases de datos para optimizar el procesamiento de información y para enriquecer la información proporcionada a la AE.*
- *Incorporación del reporte mensual de los resultados de la evaluación del Producto Técnico.*
- *Incorporación de la codificación de los archivos reportados por los Distribuidores para posibilitar el reporte e intercambio electrónico de información y el procesamiento automático de la información.*
- *Incorporación de los Distribuidores que habiendo suscrito el Contrato de Adecuación obtienen el Contrato de Registro para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad.*
- *Incorporación del uso de formularios manuales que aseguren la correcta atención al consumidor ante eventualidades que impidan el registro informático de las gestiones realizadas.*
- *Adición de los requerimientos técnicos para la operación del software de relevamiento de información proporcionado por la AE.*

3. Periodo de implementación.

Las Distribuidoras SEYSA, COOPELECT y COSEAL presentaron sus respectivas solicitudes para implementar la nueva Metodología a partir del semestre mayo 2015 - octubre 2015, argumentando dificultades operativas y la necesidad de ajustar sus procedimientos internos e inconvenientes técnicos en la operación del Software de Relevamiento de Información (Centinela Web).

Las Cooperativas COOPELECT, COOPSEL y COSERMO no participaron de las pruebas piloto del software de relevamiento de información.

El Informe AE UTI N° 218/2014 de 1° de octubre de 2014 identificó la necesidad de mejorar el software de relevamiento de información "Centinela Web" en la tarea de importación de información a la base de datos de calidad.

Analizada la situación planteada precedentemente, corresponde determinar la aplicación de la "Metodología para la Medición y Control de la Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro" a partir del semestre mayo 2015 - octubre 2015, para que en el semestre noviembre 2014 - abril 2015 se puedan realizar las siguientes actividades:

- *Las Distribuidoras podrán completar y complementar el relevamiento de información especificado en la base de datos de la Nueva Metodología.*





- *Las Distribuidoras podrán realizar las pruebas necesarias con el software de relevamiento de información e identificar los puntos en los cuales requieren ajustar y mejorar sus procedimientos.*
- *La AE, realizará los ajustes necesarios para asegurar la correcta implementación del software de relevamiento de información en las Distribuidoras.*

Es necesario contar con una mejorada y actualizada versión del documento "Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro" para su aplicación por parte de las empresas de Distribución que tienen bajo su administración Sistemas Aislados integrados verticalmente o que se encuentran dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN)".

Que por lo expuesto, se hace aceptación al análisis realizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 1 en el Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014, como fundamento de la presente Resolución, de acuerdo a los efectos señalados en el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por todo lo expuesto y en mérito a las consideraciones del Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014, se concluye lo siguiente:

- a) Se requiere incluir los ajustes detallados en el numeral 1 (ÁMBITO DE APLICACIÓN) del Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014 a efectos de homogeneizar los procedimientos de control aplicados a las empresas de Distribución de Electricidad con Título Habilitante o Registro.
- b) La Metodología se aplicará a partir del noveno semestre de la Etapa de Régimen (mayo 2015 - octubre 2015) a las empresas y cooperativas que tienen Título Habilitante para el ejercicio de la Actividad de Servicio Público de Distribución de Electricidad con área de operación que no incluye a ciudades capitales del Estado y a las Distribuidoras, que habiendo suscrito el Contrato de Adecuación, establecido en el Decreto Supremo N° 26299 de 1° de septiembre de 2001, posteriormente suscriben el Contrato de Registro para el ejercicio del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.
- c) Para la aprobación de las modificaciones se elaboró el documento "*Metodología Para la Medición y Control de la Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro*", que consta en el Anexo que forma parte de la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

(60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE y en su artículo 4 determinó que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales sean asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social, en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), quién fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE INTERNA N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, funcionario de libre nombramiento, como Director Legal de la AE, a partir del 9 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de AE, conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia y en base al Informe AE-DOCP1 N° 1241/2014 de 28 de octubre de 2014;

RESUELVE:

PRIMERA. Aprobar la *"Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución para Distribuidores con Título Habilitante o Registro"* que en Anexo forma parte de la presente Resolución, que será aplicada a las siguientes Distribuidoras: Servicios Eléctricos Yungas S.A. (SEYSA) Sistema Yungas; Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA) Sistema Villazón; Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Sistemas Camargo, San Borja y Uyuni; Cooperativa de Electrificación Tupiza Ltda. (COPELECT) Sistema Tupiza; Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) Sistema Monteagudo; Cooperativa de Servicios Eléctricos 5 de Agosto Ltda. (COOPSEL) Sistema Eucaliptus y Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) Sistema Atocha. Asimismo, será aplicada a Distribuidores que en el futuro obtengan Título Habilitante y su área de operación no incluya ciudades capitales del Estado Plurinacional de Bolivia y a Distribuidores que habiendo suscrito el Contrato de Adecuación, establecido en el Decreto Supremo N° 26299 de 1° de septiembre de 2001, suscriban el Contrato de Registro para el ejercicio del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

SEGUNDA. Dejar sin efecto la Resolución AE N° 163/2010 de 30 de abril de 2010, a partir del 1° de mayo de 2015.

RESOLUCIÓN AE N° 675/2014, Pág. 8/9





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

TERCERA. Notificar la presente Resolución a las siguientes Distribuidoras: Servicios Eléctricos Yungas S.A. (SEYSA) Sistema Yungas; Servicios Eléctricos Potosí S.A. (SEPSA) Sistema Villazón; Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Sistemas Camargo, San Borja y Uyuni; Cooperativa de Electrificación Tupiza Ltda. (COPELECT) Sistema Tupiza; Cooperativa de Servicios Públicos Monteagudo Ltda. (COSERMO) Sistema Monteagudo; Cooperativa de Servicios Eléctricos 5 de Agosto Ltda. (COOPSEL) Sistema Eucaliptus y Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda. (COSEAL) Sistema Atocha.

CUARTA. Sin perjuicio de la Disposición anterior, se dispone la publicación de la presente Resolución, por una sola vez en un periódico de circulación nacional, de conformidad a lo establecido en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002 de Procedimiento Administrativo.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:

Danie Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL

METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN Y CONTROL DE LA CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN

PARA DISTRIBUIDORES CON TÍTULO HABILITANTE O REGISTRO

ABREVIATURAS

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad
BT	Baja Tensión
CT	Centro de Transformación
Dnm	Duración del periodo entre la medición de campaña y la remediación de solución.
Dpm	Duración del periodo de medición
kW	Kilovatio (Unidad de potencia)
kWh	Kilovatio hora (Unidad de energía)
MT	Media Tensión
MT/BT	Media Tensión / Baja Tensión
PBE	Precio Básico de la Energía vigente en el SIN
RCDE	Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad
Rpm	Reducción en el periodo de medición
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSDE	Extinta Superintendencia de Electricidad
V	Voltios (Unidad de Tensión)

DEFINICIONES

Área de Operación.- Es la superficie delimitada por un polígono, que abarca como mínimo cien metros circundantes a todas las líneas existentes del Distribuidor, en la cual, éste se dedica a las actividades de distribución de electricidad.

Caso Fortuito.- Es la acción de las fuerzas de la naturaleza que no hayan podido preverse o que previstas no hayan podido ser evitadas.

Contrato de Adecuación.- Es el contrato que permite a la SSDE cumplir la función de regulación sobre las personas individuales o colectivas que no son titulares de una Concesión en el marco de la Ley de Electricidad, y se dedican a la actividad de distribución.

Cuenta Contable de Acumulación.- Es una cuenta contable de pasivo, destinada a acumular las reducciones por concepto de incumplimiento a las exigencias de calidad.

Distribuidor.- Es la empresa eléctrica que ejerce la actividad de Distribución de Electricidad.

Empresa Eléctrica. Es la persona colectiva, pública o privada, nacional o extranjera, incluyendo las cooperativas, constituida en el país, que ejerce actividades en la Industria Eléctrica.

Fuerza Mayor.- Es la acción de un tercero al que razonablemente no se puede resistir incluyendo en este caso huelgas, conmoción civil u otros de carácter general, que tenga directa incidencia en el cumplimiento de las actividades de la Industria Eléctrica.

Localidad.- Es todo lugar poblado que cuenta con un conjunto de viviendas, sus habitantes generalmente están organizados mediante sus dirigentes, está denominado por

un nombre común y sus límites geográficos son identificables en el terreno. No debe considerarse como Localidad, algunas pequeñas propiedades privadas que teniendo un nombre no común están ubicadas dentro de los límites de una localidad determinada.

Medición.- Es el relevamiento de información que corresponde a la campaña de control.

Nueva Medición.- Es el relevamiento de información cuando la Medición resulta fallada.

Nueva Remedición.- Es el relevamiento de información cuando la remedición resulta fallada.

Periodo de Medición.- Es el tiempo transcurrido entre la fecha y hora del primer registro y la fecha y hora del último registro de la medición.

Precio Básico de la Energía.- El precio básico de energía, es el que resulta del Estudio Referenciado de Precios de Nodo que elabora el Comité Nacional de Despacho de Carga (en Bs), con periodicidad de seis meses y es aprobado por la AE.

Punto Básico.- Es el punto de control del Producto Técnico seleccionado por la AE.

Punto Alternativo.- Es el punto de control del Producto Técnico propuesto por el Distribuidor para reemplazar al punto básico.

Registro.- Es el acto administrativo por el cual la AE, a nombre del Estado Plurinacional de Bolivia, otorga a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de Distribución Rural.

Remedición.- Es el relevamiento de información cuando la medición registra penalización.

Sistemas Menores.- Definido en el numeral 2 del capítulo 1 de la presente Metodología.

Suministro con transformador de uso compartido.- Es el suministro en baja o media tensión con transformadores no pertenecientes al distribuidor al que se conectan hasta un número de tres consumidores bajo las mismas condiciones de suministro.

Suministro en baja tensión.- Es el suministro en baja tensión cuando el consumidor está conectado con su acometida directamente a la red de Baja Tensión de propiedad del Distribuidor u operada por éste.

Suministro en media tensión.- Es el suministro en media tensión cuando el consumidor está conectado con su acometida directamente a la red de Media Tensión de propiedad del Distribuidor u operada por éste.

Título Habilitante.- Es el acto administrativo por el cual la AE, a nombre del Estado Plurinacional de Bolivia, otorga a una persona colectiva el derecho de ejercer la actividad de servicio público de Distribución de Electricidad.

Zona.- Es un área geográfica con límites identificables en el terreno que forma parte de una localidad.

CAPÍTULO 1

PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN GENERAL

1 Aspectos Generales

El Distribuidor, tiene la responsabilidad de prestar el Servicio de Suministro de Electricidad a los consumidores ubicados en su Área de Operación en el nivel de calidad establecido en el RCDE.

El control de calidad se realizará mediante mediciones y relevamiento de información para los parámetros Producto Técnico, Servicio Técnico y Servicio Comercial; la información resultante debe ser almacenada por un periodo no inferior a dos años y encontrarse a disposición de la AE.

2 Ámbito de Aplicación

La presente Metodología se aplicará a partir del noveno semestre de la Etapa de Régimen (mayo/2015 - octubre/2015) a los siguientes Distribuidores:

- SEYSA - SISTEMA YUNGAS,
- SEPSA - SISTEMA VILLAZÓN,
- ENDE - SISTEMA SAN BORJA,
- COOPELECT - SISTEMA TUPIZA,
- ENDE - SISTEMA LOS CINTIS,
- ENDE - SISTEMA UYUNI,
- COSERMO - SISTEMA MONTEAGUDO,
- COOPSEL - SISTEMA EUCALIPTUS.
- COSEAL - SISTEMA ATOCHA
- Distribuidores que en el futuro obtengan el Título Habilitante de la AE y su área de operación no incluye a ciudades capitales del estado.
- Distribuidores que habiendo suscrito el Contrato de Adecuación, establecido en el Decreto Supremo N° 26299 de de 1° de septiembre de 2001, posteriormente suscriben el Contrato de Registro para el ejercicio del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

3 Presentación de la información

El Distribuidor deberá implementar un Sistema Informático auditable que le permita efectuar el relevamiento de información de acuerdo a los formatos definidos en el Anexo 1. Alternativamente podrá utilizar el Software de Relevamiento de Información proporcionado por la AE.

La presentación de las bases de datos se efectuará en los plazos establecidos, cumpliendo lo siguiente:

- Si el Distribuidor cuenta con un sistema informático propio, la base de datos reportada debe estar en MS Access.
- Si el Distribuidor utiliza el software proporcionado por la AE, deberá presentar la base de datos completa del Software de Relevamiento de Información.

Para una correcta clasificación de las bases de datos, la tabla T-02 define la codificación de los archivos a presentarse vía correo electrónico, portal Web de la AE o en los informes semestrales. Las bases de datos definidas en el Anexo 1 del presente capítulo, deben ser presentadas a la AE cumpliendo los siguientes plazos:

- Para la selección de puntos de control del Producto Técnico, las tablas BD-01, BD-02, BD-05 y BD-06 (Localidades, Zonas, Centros de Transformación y de Consumidores), se presentarán los primeros 10 días hábiles del último mes del semestre de control (abril u octubre), actualizadas al mes anterior a la presentación (marzo o septiembre).
- La tabla BD-12 se presentará en forma diaria, con el reporte de interrupciones del día anterior, hasta horas 18:00, vía Portal Web de la AE, correo electrónico o en caso de no contar con servicio de Internet vía fax.
- La tabla BD-11, se presentará en forma diaria, con el detalle de cortes programados con una anticipación de 48 horas, hasta horas 18:00, vía Portal Web de la AE, correo electrónico o en caso de no contar con servicio de Internet vía fax.
- Los archivos binarios correspondientes a los puntos de control del Producto Técnico deben presentarse mensualmente, dentro de los primeros 20 días hábiles del siguiente mes de efectuadas las mediciones, vía Portal Web de la AE, correo electrónico o en caso de no contar con servicio de Internet en formato digital, cumpliendo la codificación de los archivos definida en la tabla PT1 del Anexo 2.

3.1 Software de Relevamiento de Información

La AE, a requerimiento del Distribuidor, proporcionará el Software de Relevamiento de Información, mismo que podrá ser instalado en las siguientes configuraciones:

- En línea: Consiste en terminales operativas, ubicadas en las oficinas y centros de control del Distribuidor, que realizan transacciones directamente en la base de datos centralizada de la AE.
- Aislada: Consiste en un servidor, instalado en la oficina principal de la empresa, que contiene la base de datos central del Distribuidor; las terminales operativas de las oficinas y centros de control de la empresa realizan transacciones directamente en la base de datos central del Distribuidor; no existe conexión en línea con la base de datos de la AE.
- Separada: Consiste en equipos de computación que contienen réplicas de la base de datos del Distribuidor y a la vez sirven de terminales operativas para realizar el relevamiento de información; no existe conexión en línea con la base de datos de la AE ni con la base de datos central del Distribuidor.

Solamente para el caso de la instalación del Software de Relevamiento de Información "En línea", el cumplimiento en la presentación de la información consistirá en registrar correctamente las bases de datos, archivos e información relacionada en la base de datos central de la AE en los plazos previstos en los numerales 3 y 5 del presente capítulo.

Para la realización de pruebas de implementación de la presente Metodología, el Software de Relevamiento de Información proporcionado por la AE estará disponible para las empresas y cooperativas que así lo requieran a partir del octavo semestre de la Etapa de Régimen (noviembre 2014 - abril 2015). En el semestre noviembre 2014 - abril 2015, la entidad regulada podrá presentar su solicitud para realizar un relevamiento de información mixto para su aprobación por parte de la AE (aplicando

los formatos aprobados mediante la Resolución AE N° 163/2010 y los formatos aprobados mediante la presente Resolución).

Las distribuidoras que implementen sus propios softwares de relevamiento de información y las que apliquen el software de relevamiento de información proporcionado por la AE, deberán contar con formularios manuales que aseguren la correcta atención al consumidor ante eventualidades que impidan el registro informático de las gestiones realizadas.

Para el caso que el Distribuidor decida implementar el Software de Relevamiento de Información proporcionado por la AE, deberá considerar los siguientes aspectos:

3.1.1 Propiedad Intelectual

El Distribuidor reconoce que la AE y sus licenciantes son los propietarios exclusivos de los derechos de autor y de todos los materiales y herramientas que la AE suministra o crea para uso y aplicación del Distribuidor en relación con lo especificado en la presente Metodología.

El Distribuidor se abstendrá de actuar de forma que vulnere los derechos de Propiedad Intelectual de la AE, incluyendo (i) copiar, modificar, realizar ingeniería inversa, ceder o sublicenciar la Propiedad Intelectual de la AE (salvo autorización expresa y por escrito de la AE); (ii) registrar o intentar registrar derechos que compitan con la Propiedad Intelectual de la AE; (iii) borrar o manipular las notas de titularidad presentes en la Propiedad Intelectual de la AE; (iv) emprender o llevar a cabo acciones que menoscaben el valor en la Propiedad Intelectual de la AE, (v) utilizar los Productos para fines similares a los comprendidos en la presente Metodología o (vi) utilizar los Productos en violación de la legislación vigente.

El distribuidor se compromete a realizar un adecuado y óptimo uso del Software, en las tareas de relevamiento de información, en consideración a que la calidad y validez de los resultados de la evaluación dependerán directamente del adecuado uso y operación de la aplicación informática.

3.1.2 Requerimientos técnicos

Para la correcta operación del Software de Relevamiento de Información se tiene que cumplir con los siguientes requerimientos técnicos:

Hardware

Mínimo	Óptimo
Procesador Pentium IV	Procesador Pentium Core 2 Duo 2.83 GHz o superior
10 Gb de espacio en disco duro	40 Gb de espacio en disco duro o superior
512 MB de memoria RAM	2Gb de memoria RAM o superior
Puerto USB disponible	Puerto USB disponible

Software

Básico	Recomendado
Sistema operativo Windows XP	Windows XP SP2, Windows 7
Navegador Mozilla Firefox 2.0 compatible con el sistema operativo (con cookies y ventanas emergentes habilitadas).	Navegador Mozilla Firefox 3.0 compatible con el sistema operativo (con cookies y ventanas emergentes habilitadas).
Maquina virtual Java versión 1.4 (JRE).	Maquina virtual Java versión 1.7 o posterior (JDK 6).
Adobe Acrobat Reader versión 6.0	Adobe Acrobat Reader 7.0 o superior.
	Conexión a Internet con velocidad mínima de 256 Kbps, Plugin de Flash Macromedia.

Conocimientos Técnico y/o Operador

Básico	Recomendado
Conocimientos básicos en el manejo de Computadoras y dispositivos relacionados al mismo.	Conocimientos avanzados en el manejo de computadoras y dispositivos relacionados al mismo.
Conocimientos básicos de MS Excel, Ms Access.	Conocimientos avanzados de MS Excel, Ms Access.
Conocimientos del Software de Relevamiento de Información.	Conocimientos del Software de Relevamiento de Información, de la presente Metodología y del RCDE.

4 Intercambio Electrónico de información

Para el intercambio electrónico de información, y para la recepción de la información diaria y mensual especificada en el numeral 3 del presente capítulo, se definen las siguientes direcciones de correo electrónico:

- Producto Técnico Área 1: calidad_pt_m_a1@ae.gob.bo
- Servicio Técnico Área 1: calidad_st_m_a1@ae.gob.bo
- Producto Técnico Área 2: calidad_pt_m_a2@ae.gob.bo
- Servicio Técnico Área 2: calidad_st_m_a2@ae.gob.bo

El Área 1 comprende a los distribuidores que se encuentran en los departamentos de La Paz, Oruro y Potosí.

El Área 2 comprende a los distribuidores que se encuentran en los departamentos de Cochabamba, Sucre, Tarija, Pando, Beni y Santa Cruz.

5 Presentación de informes semestrales

El Distribuidor debe presentar informes semestrales a los veinte (20) días hábiles de finalizado el semestre de control conteniendo un resumen ejecutivo de los resultados de la evaluación y del procesamiento de la información, adjuntando los formularios correspondientes para cada parámetro debidamente firmados.

Adjunto al informe semestral, el Distribuidor, deberá presentar:

- La totalidad de las tablas definidas en el Anexo 1 actualizadas al último día del semestre de control que corresponda.
- Diagrama unifilar actualizado de todos los alimentadores en media tensión del sistema, con detalle de las longitudes y las características técnicas a nivel de centro de transformación e incluyendo a todos los consumidores en MT conforme indican las tablas BD-03, BD-04 y BD-05.

6 Del procedimiento de Control

Cuando la AE identifique incumplimientos a la calidad del servicio, pondrá en conocimiento del hecho y emplazará al Distribuidor para que en el término de veinte (20) días hábiles administrativos, presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que correspondan a su descargo. Si dentro de dicho plazo, no respondiera o aceptara su responsabilidad, la AE aplicará las correspondientes reducciones a la remuneración.

La AE resolverá, dentro de los veinticinco (25) días hábiles administrativos siguientes a la presentación de descargos o de vencido el término para el efecto. En caso de que la resolución emitida determine la aplicación de reducciones en la remuneración,

conforme a la normativa vigente se podrán interponer los recursos administrativos correspondientes.

Sin perjuicio de los recursos administrativos a los que tiene derecho el Distribuidor, toda reducción en la remuneración aplicada mediante Resolución Administrativa expresa, debe hacerse efectiva; por lo tanto, deberá registrarse en la Cuenta Contable de Acumulación.

7 Cálculo de reducciones

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor se deben a dos causas:

- Por incumplimiento al relevamiento de información, que comprende:
 - Presentar las bases de datos, la información y los informes definidos en la presente Metodología fuera de los plazos establecidos.
 - No efectuar el relevamiento de información.
 - Presentación de la información con formato o contenido incorrecto.
 - Incumplimiento al correcto relevamiento y procesamiento de la información.
- Por desviaciones a los límites admisibles fijados para todos los índices controlados en los tres parámetros: Producto Técnico, Servicio Técnico y Servicio Comercial.

La reducción por incumplimiento al relevamiento de información se calculará como un porcentaje de la energía anual facturada por el Distribuidor de la última gestión con balance cerrado, valorizada con la tarifa promedio de la categoría Residencial, dicho porcentaje será determinado por la AE de acuerdo a la gravedad del incumplimiento. El tope anual máximo de las reducciones en la remuneración del Distribuidor será el que surja de valorizar el 2% de la energía anual facturada con la tarifa promedio para consumidores residenciales.

Las reducciones que resulten de valorizar energías suministradas en condiciones deficientes, serán registradas en la cuenta contable de acumulación, expresadas en Bs. utilizando el tipo de cambio del mes que se efectúa el registro. Con respecto a la energía no suministrada, esta será valorizada con el PBE, correspondiente al último mes del semestre de control.

8 Etapa de Régimen

En la presente Etapa de Régimen que rige desde mayo 2011, el control se realizará mediante la aplicación estricta del Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE); para esta etapa, el Distribuidor debe contar con sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la AE efectuar todos los controles previstos en el RCDE vigente.

9 Niveles de Calidad

A efecto de cumplir con los Artículos 2 y 3 del RCDE, se deberá cumplir lo siguiente:

- El Distribuidor deberá presentar su solicitud de Nivel de Calidad 2 hasta 30 días hábiles administrativos antes del inicio del semestre de control (antes del 01 de noviembre de todos los años), adjuntando la siguiente información:
 - Lista de las ciudades y/o localidades en las que se solicita asignar el nivel de Calidad 2 incluyendo el número de consumidores, la disponibilidad de oficina

regional, tareas encomendadas, personal asignado a las diferentes actividades y la modalidad de atención actual.

- Diagramas topológicos que deben incluir a las ciudades o localidades para las que solicita nivel de Calidad 2.
 - Diagramas Unifilares con los centros de transformación y elementos de protección y maniobra, identificando las localidades que requieren Calidad 2.
 - Base de datos de consumidores en MT y BT (tabla BD-06) que se encuentran en las ciudades o localidades para donde solicitan asignar nivel de Calidad 2.
- La AE se pronunciará respecto a la solicitud en un plazo no mayor a veinte (20) días hábiles administrativos a partir de la entrega de la solicitud del Distribuidor.
- La asignación de nivel de calidad tendrá vigencia de 1 año.
- Para Sistemas Aislados Integrados Verticalmente, se asignará el nivel de calidad 3.
- Para empresas y cooperativas con suministro de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional cuya cantidad total de consumidores atendidos sea menor a 10000 consumidores se asignará el nivel de calidad 2.

10 Invocación de Caso Fortuito ó Fuerza Mayor

En los casos en los que, a juicio del Distribuidor los incumplimientos sean motivados por Fuerza Mayor o Caso Fortuito, el Distribuidor deberá efectuar una representación ante la AE cumpliendo lo establecido en el Artículo 27 del RCDE.

La solicitud debe incluir las justificaciones correspondientes de las interrupciones, reclamos, facturación, solicitudes de servicio, cortes y reposiciones de suministro y otros que, a juicio del Distribuidor, no son de su responsabilidad y que se enmarcan dentro de las causales de Caso Fortuito ó Fuerza Mayor, para cuyo efecto es necesario acreditar la documentación probatoria y el cumplimiento de las formalidades de Ley. La omisión de dichos requisitos será motivo suficiente para desestimar la excepción solicitada. Una copia de toda la información resultante debe ser recopilada y presentada junto al Informe Semestral.

A efectos de realizar un seguimiento detallado a las invocaciones de Caso Fortuito ó Fuerza Mayor, se deberá elaborar la base de datos BD-18 definida en el Anexo 1.

Las causales, que serán motivo de análisis por parte de la AE se encuentran definidas en la Tabla T-01.

ANEXO 1

BASES DE DATOS

CODIFICACIÓN DE ARCHIVOS

Bases de Datos

Las bases de datos que el Distribuidor debe preparar, serán las siguientes:

BD-01: Localidades

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad, no repetitivo.
NOM_LOCALIDAD	Texto (50) *	Nombre de la localidad

BD-02: Zonas o barrios

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad, coincide con la BD-01
COD_ZONA	Texto (3) *	Código de la zona, no repetitivo.
NOM_ZONA	Texto (50) *	Nombre de la zona.

BD-03: Alimentadores

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Identificación del Alimentador
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del elemento de protección (Cabecera)
SUBESTACIÓN	Texto (20)	Subestación de arranque
KVA_ALIMENTADOR	Num. Simple *	Potencia total (KVA) con 2 decimales
KV_ALIMENTADOR	Num. Simple *	Nivel de Tensión (kV) con 2 decimales
CONSUM_MT_1	Num. Entero **	Consumidores en MT con nivel de calidad 1 o 3
CONSUM_MT_2	Num. Entero **	Consumidores en MT con nivel de calidad 2
CONSUM_BT_1	Num. Entero **	Consumidores en BT con nivel de calidad 1 o 3
CONSUM_BT_2	Num. Entero **	Consumidores en BT con nivel de calidad 2
COD_LOCALIDADES	Texto (255) *	Lista de localidades de influencia (códigos separados por comas)

BD-04: Elementos de Maniobra

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del elemento de protección o maniobra
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Código del alimentador al que pertenece
TIPO_PROTECCION	Texto (20) *	Tipo de Protección
ESTADO	Texto (1) *	Estado normal de funcionamiento del equipo (A = Abierto; C = Cerrado)
KVA_PROTECCION	Num. Simple **	Potencia total (KVA) con 2 decimales
KV_PROTECCION	Num. Simple	Nivel de Tensión (kV) con 2 decimales
COD_ZONA	Texto (3) *	Código de zona
PROTECCION_SUP	Texto (20)	Código del elemento de protección o maniobra inmediato superior. Obligatorio si pertenece a la red de distribución.
CONSUM_MT_1	Num. Entero **	Consumidores en MT con nivel de calidad 1 o 3
CONSUM_MT_2	Num. Entero **	Consumidores en MT con nivel de calidad 2
CONSUM_BT_1	Num. Entero **	Consumidores en BT con nivel de calidad 1 o 3
CONSUM_BT_2	Num. Entero **	Consumidores en BT con nivel de calidad 2
DIRECCION	Texto (255) *	Dirección de ubicación del elemento de maniobra

BD-05: Centros de Transformación

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
COD_CENTRO	Texto (20) *	Código del Centro de Transformación
TIPO_TRAFO	Texto (1) *	M = Monofásico; B = Bifásico; T = Trifásico
KVA_CENTRO	Num. Simple *	Capacidad del Centro de Transformación en kVA, 2 decimales
TIPO_USO	Texto (1) *	G = General; E = Exclusivo
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del elemento de protección o maniobra
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Código del alimentador al que pertenece
COD_PROPIEDAD	Texto (1) *	D = Del distribuidor; P = Particular
REL_TRAFO	Texto (20) *	Relación de transformación (dato de placa)
POSICION_TAP	Num. Entero *	Número de posición del cambiador de Tap (con porcentaje = 0). '0' si el transformador no tiene cambiador de Tap.
CONSUM_MT	Num. Entero **	Consumidores en MT
CONSUM_BT	Num. Entero **	Consumidores en BT
DIRECCION	Texto (255)	Dirección de ubicación del elemento especificado

BD-06: Consumidores

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de cuenta del consumidor (no repetitivo)
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
MEDIDOR	Texto (20) **	Número del medidor del consumidor
NOMBRE	Texto (255) *	Nombre del consumidor
DIRECCION	Texto (255) *	Dirección del consumidor
TELEFONO	Texto (255)	Teléfono del consumidor
CATEGORIA	Texto (20) *	Categoría a la que pertenece el consumidor
TIPO_SUM	Texto (2) *	Tipo de suministro del consumidor (BT - MT)
COD_CENTRO	Texto (20) *	Código de su Centro de Transformación MT/BT
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad del consumidor, coincide con la BD-01
COD_ZONA	Texto (3) *	Código del barrio o zona del consumidor, coincide con la BD-02
NRO_DOCUMENTO	Texto (10)	Número de Documento de Identidad del consumidor
TIPO_MEDICION	Texto (3) *	Tipo de medición en consumidores en MT (PRI - SEC)
TIPO_CONSUMIDOR	Texto (1) *	Tipo de consumidor (M = Monofásico; T = Trifásico)

BD-07: Facturación

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_FACTURA	Texto (20) *	Número Correlativo de la Factura.
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de cuenta del consumidor.
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad del consumidor
CATEGORIA	Texto (20) *	Categoría a la que pertenece el consumidor
LEC_ANT	Num. Entero Largo *	Lectura del anterior mes del medidor
LEC_ACT	Num. Entero Largo *	Lectura actual del medidor
FACTOR_MULTIPLICACIÓN	Num. Simple	Factor de multiplicación del medidor
CON_FACT	Num. Entero *	Consumo facturado
CON_ESTIM	Num. Entero	Consumo estimado (vacío si no es estimado)
COD_ESTIMACION	Texto (6)	Motivo de Estimación, según Tabla - SC3 (vacío si no es estimado)
BS_FACT	Num. Simple *	Monto facturado en Bs por consumo de energía. (2 decimales)
MES_FACT	Fecha/hora *	Mes de emisión de factura (mm/aa)
IND_REFACTURADO	SI/NO *	Indicador de Factura Refacturada
MOTIVO_REFRACT	Texto (1)	P = Revisión interna del Distribuidor; R = Por reclamo
IND_ANULADA	SI/NO *	Indicador de Factura Anulada

BD-08: Gestión Comercial - Atención al Consumidor

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NUMERO	Texto (20) *	Numero correlativo de Solicitud (no repetitivo)
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de cuenta del consumidor
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad del consumidor
CATEGORIA	Texto (20) *	Categoría a la que pertenece el consumidor
CODIGO_SOLICITUD	Texto (6) *	Código de Solicitud según Tabla - SC2
FECHA_HORA_PRE	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de presentación de la Solicitud
FECHA_HORA_PRI	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la primera inspección. Obligatorio si existe tiempo atribuible al consumidor.
FECHA_HORA_ULT	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la última inspección. Obligatorio si existe tiempo atribuible al consumidor.
FECHA_HORA_ATE	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la atención de la solicitud
TIEMPO_TRAMITE	Num. Simple *	Tiempo del trámite en horas, con dos decimales
TIEMPO_CONSUMIDOR	Num. Simple *	Tiempo atribuible al consumidor en horas, con dos decimales
IND_ATENDIDO	SI/NO *	Indicador que especifica si la solicitud fue atendida
IND_MODIFICA_RED	SI/NO *	Indicador que especifica si la solicitud de atención requiere modificaciones de red
CARGO_CONEXION	Num. Simple *	Cargo por nuevas conexiones (Bs.) con 2 decimales
PLAZO_CONVENIDO	Num. Entero	Plazo convenido, obligatorio cuando la potencia solicitada es mayor a 50 kW
POTENCIA_CONTRATADA	Num. Entero	Obligatorio cuando la potencia solicitada es mayor a 50 kW
ESTADO	Texto (1)	E = Emitido; P = Procesado; A = Anulado
MOTIVO	Texto (400)	Resultados de las inspecciones (texto explicativo)
OBSERVACIÓN	Texto (400)	Comentarios sobre el trámite

BD-09: Gestión Comercial - Cortes y Reposiciones

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NUMERO	Texto (20) *	Numero correlativo del corte (no repetitivo)
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de cuenta del consumidor
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad del consumidor
CATEGORIA	Texto (20) *	Categoría a la que pertenece el consumidor
FECHA_HORA_CORTE	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de Corte. Obligatorio si se efectuó el corte.
FECHA_HORA_PAGO	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de Pago. Obligatorio si se efectuó el pago.
FECHA_HORA_REPOS	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la Reposición. Obligatorio si se efectuó la reposición.
TIEMPO_TRAMITE	Num. Simple *	Tiempo del trámite en horas, con dos decimales
LECTURA_CORTE	Num. Entero Largo **	Lectura del medidor al momento de efectuar el corte
LECTURA_RECONEXION	Num. Entero Largo **	Lectura del medidor al momento de efectuar la reposición
ESTADO	Texto (1) *	E = Emitido; P = Procesado; A = Anulado
MOTIVO	Texto (400)	Motivos de atraso en el trámite (texto explicativo)
OBSERVACIÓN	Texto (400)	Comentarios sobre el trámite

BD-10: Gestión Comercial - Reclamos

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NUMERO	Texto (20) *	Numero correlativo de Reclamo (no repetitivo)
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de cuenta del consumidor
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
COD_LOCALIDAD	Texto (3) *	Código de la localidad del consumidor
CATEGORIA	Texto (20) *	Categoría a la que pertenece el consumidor
COD_RECLAMO	Texto (6) *	Código de Motivo de Reclamo según Tabla - SC1
FECHA_HORA_REC	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de presentación del Reclamo
FECHA_HORA_RES	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de respuesta al Consumidor. Obligatorio si el reclamo fue atendido.
FECHA_HORA_SOL	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de solución del reclamo. Obligatorio si el reclamo fue atendido.
TIEMPO_TRAMITE	Num. Simple *	Tiempo del trámite en horas, con dos decimales
IND_JUSTIFICADO	SI/NO *	Indicador que especifica si el reclamo es justificado
IND_CONFORMIDAD	SI/NO	Indicador que especifica la conformidad del consumidor
ESTADO	Texto (1) *	E = Emitido; P = Procesado; A = Anulado
MOTIVO	Texto (400)	Motivos (texto explicativo)
OBSERVACIÓN	Texto (400)	Comentarios sobre el trámite

BD-11: Cortes Programados

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_PROGRAMADO	Texto (20) *	Número correlativo de corte programado (no repetitivo).
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Código del alimentador afectado
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del equipo de protección o maniobra que operó
FECHA_HORA_INI	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de inicio del corte programado
FECHA_HORA_FIN	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de finalización del corte programado
COD_ORIGEN	Texto (2) *	Código del origen del corte programado según tabla ST1
COD_CAUSA	Texto (2) *	Código de la causa del corte programado según tabla ST1
TIEMPO_INTERRUPCION	Num. Simple *	Tiempo del corte programado en horas (2 decimales)
KVA_INTERRUMP	Num. Simple	Potencia programada total en Kva con 2 decimales
CONSUM_AFECTADOS	Num. Entero *	Total de consumidores afectados
COD_ZONAS	Texto (255)	Lista de zonas afectadas en el corte programado (códigos separados por comas)
TRABAJO	Texto (400)	Detalle de trabajos a realizarse

BD-12: Libro de Guardia

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_DIARIO	Texto (20) *	Número correlativo de registro diario (no repetitivo).
NRO_PROGRAMADO	Texto (20)	Número de corte programado, si corresponde.
TIPO_FALLA	Texto (1) *	Tipo de falla (M: Monofásico - T: Trifásico - B: Bifásico)
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Código del alimentador afectado
COD_PROTECCION	Texto (20)	Código del equipo de protección o maniobra que operó
FECHA_HORA_INI	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora del inicio de la interrupción
FECHA_HORA_FIN	Fecha/Hora	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de finalización de la interrupción
COD_ORIGEN	Texto (2)	Código del origen de la interrupción según tabla ST1
COD_CAUSA	Texto (2)	Código de la causa de la interrupción según tabla ST1
TIEMPO_INTERRUPCION	Num. Simple	Tiempo de la Interrupción en horas (2 decimales)
CONSUM_AFECTADOS	Num. Entero	Cantidad total de consumidores afectados
OBSERVACIÓN	Texto (400)	Detalles y/o observaciones sobre la interrupción

BD-13: Interrupciones

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_INTERRUPCION	Texto (20) *	Número correlativo de interrupción (no repetitivo).
NRO_DIARIO	Texto (20) *	Número correlativo de registro diario. Debe coincidir con el número de la tabla BD - 12
NRO_PROGRAMADO	Texto (20)	Número correlativo de corte programado Debe coincidir con el número de la tabla BD - 11. Obligatorio si corresponde a un corte programado.
TIPO_FALLA	Texto (1) *	Tipo de falla (M: Monofásico - T: Trifásico - B: Bifásico)
COD_ALIMENTADOR	Texto (20) *	Código del alimentador afectado
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del equipo de protección o maniobra que operó
FECHA_HORA_INI	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora del inicio de la interrupción
FECHA_HORA_FIN	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de finalización de la interrupción
COD_ORIGEN	Texto (2) *	Código del origen de la interrupción según tabla ST1
COD_CAUSA	Texto (2) *	Código de la causa de la interrupción según tabla ST1
TIEMPO_INTERRUPCION	Num. Simple *	Tiempo de la Interrupción en horas (2 decimales)
CONSUM_BT_1	Num. Entero *	Consumidores en BT calidad 1 o 3 afectados
CONSUM_BT_2	Num. Entero *	Consumidores en BT calidad 2 afectados
CONSUM_MT_1	Num. Entero *	Consumidores en MT calidad 1 o 3 afectados
CONSUM_MT_2	Num. Entero *	Consumidores en MT calidad 2 afectados
KVA_BT_1	Num. Simple **	Potencia interrumpida BT calidad 1 o 3 (2 decimales)
KVA_BT_2	Num. Simple **	Potencia interrumpida BT calidad 2 (2 decimales)
KVA_MT_1	Num. Simple **	Potencia interrumpida MT calidad 1 o 3 (2 decimales)
KVA_MT_2	Num. Simple **	Potencia interrumpida MT calidad 2 (2 decimales)
MOTIVO	Texto (400)	Motivos de la interrupción (texto explicativo)
OBSERVACION	Texto (400)	Comentarios sobre la interrupción

BD-14: Reposiciones de Suministro

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_INTERRUPCION	Texto (20) *	Número correlativo de interrupción, debe coincidir con el número de la tabla BD - 13
NRO_REPOSICION	Texto (20) *	Número correlativo de restitución (no repetitivo por interrupción)
COD_PROTECCION	Texto (20) *	Código del equipo de protección o maniobra que operó
FECHA_HORA_REPOS	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la reposición
CONSUM_REP_BT_1	Num. Entero *	Consumidores Repuestos en BT, calidad 1 o 3
CONSUM_REP_MT_1	Num. Entero *	Consumidores Repuestos en MT, calidad 1 o 3
CONSUM_REP_BT_2	Num. Entero *	Consumidores Repuestos en BT, calidad 2
CONSUM_REP_MT_2	Num. Entero *	Consumidores Repuestos en MT, calidad 2
KVA_REPUESTA_BT_1	Num. Simple **	Potencia Repuesta a Consumidores en BT, calidad 1 o 3
KVA_REPUESTA_MT_1	Num. Simple **	Potencia Repuesta a Consumidores en MT, calidad 1 o 3
KVA_REPUESTA_BT_2	Num. Simple **	Potencia Repuesta a Consumidores en BT, calidad 2
KVA_REPUESTA_MT_2	Num. Simple **	Potencia Repuesta a Consumidores en MT, calidad 2
TIEMPO	Num. Simple *	Tiempo hasta la reposición en minutos (2 decimales)
MOTIVO	Texto (400)	Motivos de la interrupción (texto explicativo)
OBSERVACION	Texto (400)	Comentarios sobre la Reposición

BD-15: Reposiciones de Suministro a Consumidores en MT

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_INTERRUPCION	Texto (20) *	Número correlativo de interrupción, debe coincidir con el número de la tabla BD - 13
NRO_REPOSICION	Texto (20) *	Número correlativo de restitución debe coincidir con el número de la tabla BD - 14
NRO_CUENTA	Texto (20) *	Número de Cuenta del Consumidor Afectado.
NIVEL_CALIDAD	Texto (1) *	1 = Calidad 1; 2 = Calidad 2; 3 = Calidad 3
FECHA_HORA_REPOS	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de la reposición
TIEMPO	Num. Simple *	Tiempo hasta la reposición en horas (2 decimales)
OBSERVACION	Texto (400)	Comentarios sobre la Reposición

BD-16: Cronograma de Instalación de Equipos de Medición del Producto Técnico

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
CODIGO_AE	Texto (7) *	Código de identificación del punto de control. Se genera en conformidad a la Tabla - PT1.
NRO_ID	Texto (20) *	Código del centro de transformación para la campaña de centros de transformación y número de cuenta para las campañas de suministros en MT y BT.
FECHA_HORA_INST	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de instalación del equipos de medición
FECHA_HORA_RET	Fecha/Hora *	(dd/mm/aa hh:mm) Fecha y hora de retiro del equipos de medición
OBSERVACION	Texto (400)	Comentarios sobre el Cronograma

BD-17: Mediciones del Producto Técnico

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
CODIGO_AE	Texto (7) *	Código de identificación del punto de control. Se genera en conformidad a la Tabla - PT1.
NRO_ID	Texto (20) *	Código del centro de transformación para la campaña de centros de transformación y número de cuenta para las campañas de suministros en MT y BT.
TIPO_MEDICION	Texto (1) *	M = Medición; N = Nueva Medición; R = Remedición.
NRO_MEDICION	Num. Entero *	0 para Medición; 1, 2, ..., n para Nueva Medición y Remedición
NOM_ARCHIVO_1	Texto (10) *	Nombre del archivo de muestras
REGISTRADOR_1	Texto (20) *	Registrador utilizado en la medición.
ARCHIVO_BINARIO_1	Objeto Ole	Archivo binario extraído del registrador
NOM_ARCHIVO_2	Texto (9)	Solamente en la campaña de Suministros en BT, Nombre del archivo de muestras del centro de transformación asociado al consumidor.
REGISTRADOR_2	Texto (20) *	Solamente en la campaña de Suministros en BT, Registrador instalado en el centro de transformación asociado al consumidor.
ARCHIVO_BINARIO_2	Objeto Ole	Solamente en la campaña de Suministros en BT, Archivo binario extraído del registrador instalado en el centro de transformación asociado al consumidor.
OBSERVACION	Texto (400)	Comentarios sobre la Medición

BD-18: Base de Datos de Causa Invocada

CAMPOS	TIPO	DESCRIPCIÓN
NRO_CAUSA	Texto (20) *	Número correlativo de registro afectado con causa invocada.
NUMERO	Texto (20) *	Número del registro solicitado.
COD_CASO	Texto (1) *	F: Facturación, R: Reclamo; S: Solicitud de Atención; C: Corte y Reposición; I: Interrupción; P: Producto Técnico
INSTALACIONES	Texto (255) *	Instalaciones afectadas (S/E, alimentador, etc)
CONSUMIDORES	Num. Entero *	Cantidad de Consumidores afectados
FECHA_HORA_INICIO	Fecha/Hora *	Fecha y hora de inicio del suceso
FECHA_HORA_FIN	Fecha/Hora *	Fecha y hora de fin del suceso
TIEMPO	Num. Simple *	Duración en horas del suceso (2 decimales)
CAUSA	Texto (2) *	Código de causa Invocada, según tabla T-01
DESCRIPCIÓN	Texto (400)	Breve descripción de los hechos.
DOCUMENTACION	Texto (400)	Documentación presentada

Notas:

Los campos tipo texto con tamaño igual a 400, no serán observados si se presentan con tamaño igual a 255.

- * Indica que el campo es de uso obligatorio.
- ** Indica que el campo será de uso obligatorio a partir del semestre mayo/2016 - octubre/2016.

El valor de los campos que tengan la misma denominación en diferentes tablas debe coincidir en todas las tablas (ejemplos: NRO_CUENTA, NRO_INTERRUPCION).

Tabla T-01: Códigos de Causa Invocada

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
321	Condiciones Climáticas Extremas- Vientos
331	Condiciones Climáticas Extremas- Inundaciones
332	Condiciones Climáticas Extremas- Temperaturas elevadas
401	Terceros – Accionar de animales en líneas aéreas rurales en MT
411	Terceros – Vandalismo
421	Terceros – Trabajos en vía pública
422	Terceros – Trabajos en propiedad privada
423	Terceros – Poda
424	Terceros – Otros
601	Autorizado / instruido por la AE o autoridad competente
602	Otros

Tabla: T-02: Codificación de Archivos de Base de Datos

DIGITO	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA	CODIGO
1 y 2	DISTRIBUIDOR	CODIFICACIÓN DE DISTRIBUIDORES	Según la Tabla T-03
3, 4 y 5	SEMESTRE	CODIFICACIÓN DE SEMESTRES	R02, R03, R04, R05
6 y 7	INFORMACIÓN	CODIFICACIÓN DE LAS BASES DE DATOS	Según la Tabla T-04
8	AÑO *	ÚLTIMO DIGITO DEL AÑO	De 0 al 9
9	MES *	NUMERO DEL MES ENERO – SEPTIEMBRE OCTUBRE NOVIEMBRE DICIEMBRE	De 1 al 9 O N D
10 y 11	DÍA *	DÍA AL QUE CORRESPONDE LA INFORMACIÓN	01 al 31

Nota:

*Los dígitos 8, 9, 10 y 11 se utilizarán cuando corresponda (por ejemplo en libro de guardia y cortes programados).

Ejemplo:

YUR02LG1N25, donde:

YU: Sistema de SEYSA
R02: Segundo semestre de régimen
LG: Libro de guardia
1: 2021
N: Corresponde al mes de noviembre
25: Corresponde al día 25 del mes

Tabla T-03: CODIFICACIÓN DE DISTRIBUIDORES

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
YU	SEYSA - YUNGAS
VI	SEPSA - VILLAZÓN
SB	ENDE - SAN BORJA
TU	COOPELECT - TUPIZA
CM	ENDE - CAMARGO
MO	COSERMO - MONTEAGUDO
UY	ENDE - UYUNI
EU	COOPSEL - EUCALIPTOS
AO	COSEAL - ATOCHA
..	Nuevos Distribuidores a incorporarse al Control de Calidad

Tabla T-04: CODIFICACIÓN DE LAS BASES DE DATOS

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
LO	Localidades
ZO	Zonas
AL	Alimentadores
EM	Elementos de Maniobra
CT	Centros de transformación
CO	Consumidores
FA	Facturación
AT	Atención al Consumidor
CR	Cortes y Reconexiones
RE	Reclamos
CP	Cortes Programados
LG	Libro de Guardia
IN	Interrupciones
RG	Restituciones
RM	Restituciones a Consumidores en MT
CM	Cronograma de Mediciones
ME	Mediciones del Producto Técnico
CI	Causa Invocada

CAPÍTULO 2

MEDICIÓN Y CONTROL DEL PRODUCTO TÉCNICO (PT)

1. Relevamiento de Información

El control de calidad del Producto Técnico se realiza para verificar que los niveles de tensión y desequilibrio de tensiones se encuentren dentro de los límites admisibles establecidos en el RCDE vigente.

En la Etapa de Régimen, el Nivel de Tensión y Desequilibrio de Tensiones se controlarán mediante registros mensuales de tensiones en puntos de control que serán seleccionados semestralmente por la AE, de acuerdo a los porcentajes y a las cantidades mínimas establecidas en los Artículos 38 y 39 del RCDE.

1.1. Aspectos generales del relevamiento de información

El Distribuidor debe cumplir lo siguiente:

El periodo de medición para el control del Nivel de Tensión y del Desequilibrio de Tensiones no podrá ser inferior a siete (7) días continuos, con periodos de integración de quince (15) minutos.

La medición para el control del Nivel de Tensión debe contener registros continuos, automatizados y simultáneos de tensión y potencia, según el número de fases existentes.

Las campañas de medición serán mensuales, donde la AE una vez recibidas las bases de datos correspondientes, seleccionará todos los puntos de control que se evaluarán en el semestre de control y remitirá los mismos a los Distribuidores para que preparen y remitan a la AE el cronograma de instalación de los registradores de todas las mediciones de todos los meses del semestre en el plazo establecido en la nota de remisión.

El cronograma de instalación y retiro de equipos de medición se constituye en una declaración jurada teniendo el carácter de inamovible y podrá ser fiscalizado por la AE en cualquier etapa sin notificación previa. Cualquier cambio al mismo debe ser justificado técnicamente y aprobado por la AE bajo el siguiente procedimiento:

- Solicitud a la AE vía correo electrónico, con 36 horas de anticipación.
- A las 18 horas de la presentación de la solicitud, la AE emitirá pronunciamiento vía correo electrónico. En caso de no recibir respuesta se entenderá que la solicitud fue aprobada.
- En los casos que la empresa o cooperativa no cuente con el servicio de correo electrónico, podrá realizar el procedimiento de solicitud y aprobación vía fax.

El Distribuidor debe elaborar también cronogramas que programen las remediones y/o nuevas mediciones y remitir a la AE por correo electrónico, con el formato del Formulario - PT1 diferenciando la Medición de Campaña, Nuevas Mediciones y Remediones por separado. Asimismo debe realizar las remediones necesarias hasta demostrar que las acciones correctivas efectuadas en las instalaciones eléctricas han solucionado el problema de tensión o desequilibrio detectado en la primera medición, y remitir en medio magnético los archivos binarios originales generados por el equipo de medición dentro de los primeros 20 días hábiles del siguiente mes de efectuadas las nuevas mediciones y remediones. Para la instalación y retiro de los equipos de medición, el Distribuidor debe utilizar el Formulario - PT2, que será remitido a la AE en el informe mensual correspondiente.

El nombre de los archivos debe contener siete dígitos y su obtención se detalla en la Tabla - PT2 que se encuentra en el Anexo 2.

Cuando existe imposibilidad de realizar una medición en el punto de control seleccionado por la AE, el Distribuidor podrá realizar la medición en un Punto

Alternativo, previa justificación técnica del impedimento y en coordinación con la AE bajo el siguiente procedimiento:

- Solicitud a la AE vía correo electrónico, con 36 horas de anticipación.
- A las 18 horas de la presentación de la solicitud, la AE emitirá pronunciamiento vía correo electrónico. En caso de no recibir respuesta se entenderá que la solicitud fue aprobada.
- En los casos que la empresa o cooperativa no cuente con el servicio de correo electrónico, podrá realizar el procedimiento de solicitud y aprobación vía fax.
- Solamente en casos de fuerza mayor en los que las mediciones en puntos alternativos sean realizadas por situaciones de emergencia o eficiencia, los cambios realizados deberán informarse a la AE dentro las 24 horas de la instalación y de transcurrido el hecho.

En los suministros con transformador de uso compartido, los consumidores en Baja Tensión deben ser incluidos en la base de datos de suministros en Baja Tensión, para que el control de la calidad del nivel de tensión se efectúe bajo las condiciones de los suministros de Baja Tensión. El suministro en Media Tensión debe ser controlado en su condición, hasta que el Distribuidor regularice esta situación como establece el Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad.

El tratamiento de los reclamos técnicos relacionados con Producto Técnico (Nivel de Tensión) que requieren la ejecución de obras mayores, generará nuevos puntos de control que serán incorporados a la campaña correspondiente, en conformidad al numeral 4 del capítulo Medición y Control de Calidad del Servicio Comercial de la presente Metodología.

1.2. Equipos de medición

El Distribuidor, deberá utilizar equipos adecuados al relevamiento de la información según la configuración de su sistema, de forma que permita el almacenamiento de información por un periodo no inferior a 7 días continuos, con periodo de integración de 15 minutos. La información relevada debe contener las magnitudes de los parámetros eléctricos necesarios para determinar el nivel de calidad del sistema controlado. El Texto - PT1 del Anexo 2 presenta las especificaciones básicas que los equipos de medición deben cumplir.

Los accesorios de montaje, deben permitir la colocación de precintos al instante de la instalación, a efecto de que la numeración del precinto correspondiente esté disponible para la fiscalización por parte de la AE.

Definido el equipo de medición a utilizar, el Distribuidor debe proporcionar a la AE el programa informático de los equipos, para procesar la información directamente del archivo binario original generado por el equipo de medición. Ante cualquier cambio o incorporación de nuevos equipos de medición o programas, el Distribuidor debe comunicar oportunamente a la AE y entregar toda la información relativa a estos cambios.

Es responsabilidad del Distribuidor contar con los equipos adecuados y suficientes para el relevamiento de la información cumpliendo las cantidades y procedimientos definidos en el RCDE, considerando que la información fuente debe ser obtenida y remitida a la AE sin procesamiento previo ni cálculo alguno.

1.3. Oportunidad de las mediciones

Las mediciones se tienen que realizar en estricto cumplimiento al cronograma de instalación y retiro de equipos de medición presentado por el Distribuidor; solamente en el caso que las mediciones resulten falladas, es decir, sin registros, cantidad de registros insuficientes o con otros problemas que invaliden la medición, se podrán realizar nuevas mediciones, que deberán concluir con la obtención de una medición válida como máximo hasta el último día del mes siguiente.

Los archivos de mediciones resultantes, deben ser presentados en el informe mensual del mes siguiente.

2. Procesamiento de la Información y determinación de niveles de calidad

Para la determinación de los niveles de calidad del Producto Técnico, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

Las mediciones a suministros trifásicos deben contener registros de las tres fases, la falta de una de las tensiones en el periodo de medición, invalida la medición y se debe efectuar una nueva medición. El relevamiento de información debe efectuarse con equipos adecuados para cumplir el relevamiento de las tensiones y potencia o energía total para cada periodo de integración, alternativamente mediante dos equipos sincronizados. En este último caso, nominarán los archivos siguiendo el procedimiento establecido para los suministros de baja tensión.

Si los archivos contienen registros que no correspondan al punto controlado invalidará la medición y se realizará una nueva medición.

En las campañas que utilicen equipos sincronizados, los registros de la medición de tensión, deben estar sincronizados con la medición de potencia y/o energía, con una diferencia máxima de dos periodos de integración (30 minutos).

Para suministros en MT, si el relevamiento de la información fue realizado en el secundario, esta información debe referirse al primario, para lo cual debe utilizarse la relación de transformación nominal (dato de placa de características del transformador) y la posición del cambiador de derivación (tap) al momento de efectuar el relevamiento de la información.

En cualquier caso de falla, de los equipos de medición, que no permita efectuar la evaluación correcta del punto controlado antes de efectuar una nueva medición debe considerar los casos que se presentan en el numeral 3.5 del presente documento.

2.1 Informe mensual

El Distribuidor deberá presentar vía correo electrónico un informe mensual dentro de los primeros 20 días hábiles del siguiente mes de efectuadas las mediciones conteniendo:

- El Formulario - PT3, que resume los resultados de los puntos de control penalizados
- El Formulario - PT4, que resume los resultados de la evaluación de todos los puntos de control del mes clasificados por campaña.
- Todos los archivos fuente de los puntos de control medidos en el mes, incluyendo mediciones, nuevas mediciones y remediciones.

2.2 Nivel de Tensión

El registro del nivel de tensión se efectuará en conformidad a lo especificado en el Artículo 38 del RCDE.

En los puntos de control que presentan niveles de tensión fuera de los límites permitidos, el Distribuidor debe efectuar las acciones correctivas necesarias para la solución del problema.

Una vez realizadas las acciones correctivas y efectuadas las remediciones que muestren la solución a las desviaciones en los límites admisibles, el Distribuidor presentará un Informe de Penalización, adjuntando un resumen con el formato del Formulario - PT5 que corresponde a todos los puntos de control que en la medición de campaña resultaron penalizados y solucionados para cada mes y semestre que corresponda por separado y remitir oficialmente a la AE en el informe mensual correspondiente.

2.3 Desequilibrio de Tensiones

El relevamiento de información se efectuará con el siguiente procedimiento:

Método Directo: Procedimiento que se basa en las mediciones con equipos que registren las componentes de secuencia directa e inversa de la tensión de cada fase y para cada período. Se efectuará el cálculo para cada periodo de integración de la relación entre los valores eficaces de la componente inversa y directa de la tensión de alimentación.

Método Indirecto: Procedimiento que se basa en la medición de las tensiones promedio compuestas para cada periodo de integración de 15 minutos, donde el desequilibrio se calculará utilizando las fórmulas del numeral 2.1 Desequilibrio de Tensión, del Anexo al RCDE.

En los puntos de control que presentan valores de desequilibrios de tensiones fuera de los límites permitidos, el Distribuidor debe efectuar acciones correctivas para la solución del problema dentro los plazos establecidos en el RCDE; posteriormente debe realizar la remediación relevando tensión y potencia simultáneamente. Si esta remediación no demuestra que el problema ha sido solucionado deberá calcular el Rpm inicial con el cual se calculará la reducción final una vez demostrado que el desequilibrio se encuentra dentro del valor permitido. Si el Desequilibrio de Tensiones es causado por aspectos técnicos ajenos a la responsabilidad del Distribuidor, deberá presentar la documentación que respalde este hecho, para evitar la aplicación de reducciones.

2.4 Límites Admisibles

Los límites admisibles para todas las campañas de control serán los fijados en el RCDE vigente.

3. Cálculo de reducciones por desviación a los límites admisibles

Las reducciones por desviaciones en los límites admisibles del Nivel de Tensión, se determinarán mediante el siguiente procedimiento:

3.1 Cálculo del parámetro Rpm

La energía suministrada en condiciones deficientes en todas las campañas de control, se denominará energía penalizada.

En el control del Nivel de Tensión la energía penalizada resulta de multiplicar la potencia total demandada y el tiempo correspondiente a cada periodo de integración penalizado. Esta energía debe ser valorizada considerando los valores de \$us/kWh y los rangos establecidos en el punto 5.1.1 del Anexo al RCDE, cuya sumatoria determina la reducción del periodo de medición (Rpm).

En el control del Desequilibrio de Tensiones, el procesamiento de la información, consistirá en evaluar para cada periodo de integración el porcentaje de desequilibrio

existente; en caso de superar el límite permitido, según el RCDE, se deberá evaluar la energía suministrada en condiciones deficientes utilizando el perfil de potencia total. Esta energía debe ser valorizada considerando los valores de \$us/kWh y los rangos establecidos en el punto 5.1.2 del Anexo al RCDE, cuya sumatoria determina la reducción del periodo de medición (Rpm).

3.2 Cálculo del parámetro Dpm

Para calcular este parámetro, se determinará la diferencia entre la fecha y hora del último registro y la fecha y hora del primer registro del periodo de medición incluyendo el tiempo del primer periodo registrado. La unidad del Dpm es en días, y para la aplicación en la fórmula será con formato numérico.

3.3 Cálculo del parámetro Dnm

Para calcular este parámetro, se determinará la diferencia entre la fecha y hora del último registro del periodo de medición de la campaña y la fecha y hora del primer registro de la remediación que muestra que el inconveniente ha sido subsanado. La unidad del Dnm es en días, y para la aplicación en la fórmula será con formato numérico.

3.4 Cálculo de la Reducción Total

Una vez determinados los parámetros Rpm, Dpm y Dnm (con dos decimales) se determina la reducción total correspondiente al punto de control evaluado aplicando las fórmulas especificadas en los Artículos 50 y 51 del RCDE.

3.5 Consideraciones en el cálculo de la Reducción

Cuando un suministro en Baja Tensión, en el período de medición resulta penalizado con valor de Rpm diferente de cero y el consumidor es dado de baja, el Distribuidor debe efectuar la remediación en el punto de suministro y mostrar que ha solucionado el inconveniente en el Nivel de Tensión y calcular la reducción total y, una vez aprobado por la AE, registrar la reducción resultante en la Cuenta Contable de Acumulación.

Cuando un suministro en Baja Tensión, tiene registros de tensión válidos y la medición de la energía resultara fallada, antes de efectuar una nueva medición, debe evaluar los registros de tensión. En caso que no presenten penalizaciones, la muestra es válida y no se efectuará una nueva medición; en cambio, si presenta registros penalizados, debe efectuar una nueva medición sólo en el centro de transformación y con esta medición posteriormente determinar el Rpm correspondiente. El Dnm en este caso corresponde desde la fecha de la medición de campaña, hasta la fecha de la remediación que muestra la solución al problema.

Cuando un suministro en Media Tensión, tiene registros penalizados con Rpm diferente de cero y al momento de efectuar la remediación pasa a ser un suministro de Baja Tensión, el Distribuidor calculará la reducción total con un Dnm hasta la fecha de la remediación que evidencie la solución del problema. Para efectuar la restitución de la reducción, esta debe ser autorizada por la AE, presentando documentación que acredite este cambio de categoría.

Para los suministros de Media Tensión donde los transformadores son propiedad del consumidor y la medición se efectúa en el lado secundario del transformador, el Distribuidor podrá efectuar las mediciones para el control del nivel de tensión en este punto de medición, para lo cual remitirá de forma conjunta información de la relación nominal de transformación, tipo de conexión, número de Taps (indicando ascendente o descendente) y posición del Tap, para referir los registros al primario del transformador, punto de responsabilidad de la empresa de distribución.

4. Restitución de las Reducciones por desviación a los límites admisibles

Los montos de las Reducciones en la remuneración del Distribuidor deben registrarse en la cuenta contable de acumulación para su posterior restitución a los consumidores afectados una vez cumplidos y agotados los recursos legales que por derecho tiene el Distribuidor, en conformidad al procedimiento descrito en el Capítulo 5 "*Restitución de las Reducciones*" de la presente Metodología.

ANEXO 2

PRODUCTO TÉCNICO

Texto - PT1	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS MEDICIÓN
Tabla - PT1	OBTENCIÓN DEL CÓDIGO DE LA AE
Tabla - PT2	ARCHIVOS GENERADOS POR LOS REGISTRADORES
Formulario - PT1	CRONOGRAMA DE INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN
Formulario - PT2	CONTROL DE INSTALACIÓN Y RETIRO DE EQUIPOS DE MEDICIÓN
Formulario - PT3	RESUMEN DEL REGISTRO
Formulario - PT4	INFORME MENSUAL DE MEDICIÓN - NIVEL DE TENSIÓN
Formulario - PT5	INFORME DE PENALIZACIÓN - NIVEL DE TENSIÓN

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE EQUIPOS DE MEDICIÓN Y REGISTRO

1. Especificaciones generales de los equipos de medición

Los diferentes equipos de medición serán utilizados para obtener registros de tensiones y potencias, en barras de salida de instalaciones de Media y Baja Tensión y en los Centros de Transformación.

Los equipos deberán contar con capacidad de memoria que permita el almacenamiento de datos como mínimo para 7 días continuos de medición; asimismo deben contar con baterías que suministre la energía necesaria en caso de cortas interrupciones.

Para soportar el almacenaje de datos en la memoria y reloj interno, deberán incluir baterías de litio de larga duración, a fin de evitar la pérdida de información por cortes de Electricidad.

Los períodos de integración para la obtención de datos deberán ser programables en períodos de 15 y 30 minutos.

Los equipos deberán ser del tipo portátil, liviano, compacto y versátil de modo que facilite la instalación y retiro. Los registradores serán adecuados para funcionar con temperaturas, humedad relativa promedio y altura sobre el nivel del mar acorde a la zona de su instalación. Asimismo deberán reunir las condiciones necesarias para operar según la configuración del sistema en particular y estar expuestos y funcionar a la intemperie, permitiendo su montaje en postes de distribución de energía eléctrica (metálicos, hormigón, madera, etc.) o en las estructuras de las subestaciones y contar con recursos de alimentación del circuito a ser medido.

El software de operación del registrador, debe permitir la extracción de la información directamente a un ordenador para analizar y procesar los datos almacenados, adicionalmente el Distribuidor debe poner a disposición de la AE lo siguiente:

- El programa informático que permita procesar y evaluar las muestras registradas directamente con el archivo binario generado por el equipo de medición
- Manual de operación y de características técnicas proporcionadas por el fabricante.

2. Especificaciones particulares de los equipos de medición

2.1 Registradores de tensión

Clase de precisión (mínimo)	1%
Rango de medición	60 - 500 V AC. (Valor eficaz)
Forma de medición	Integrador Programable (1, 5, 15, 30 minutos)
Frecuencia del circuito a medir	50 Hz

Los registradores deberán incluir garras de tensión, estuche de transporte y manuales de instalación y funcionamiento.

2.2 Registradores de potencia

Clase de precisión (mínimo)	1%
Rango de corriente	Cada empresa definirá, de acuerdo a sus requerimientos y la configuración de su sistema.
Rango de tensión	60 - 500 V AC (Valor eficaz)
Forma de medición	Integrador Programable (15, 30 minutos)
Frecuencia del circuito a medir	50 Hz

Los registradores deben tener los canales suficientes para registrar la potencia por cada fase y la potencia total resultante del circuito objeto de la medición y deberán incluir: garras de tensión; pinzas amperométricas (CT'S) de relación adecuada para cumplir con lo especificado; estuche de transporte y manuales de instalación y funcionamiento.

2.3 Pinzas externas

Deberán garantizar una calidad de precisión del 1% dentro de los rangos de uso, tanto para medición en los secundarios de los transformadores de corriente (bajas corrientes) o para medición directa (Alta corriente en BT).

Tabla - PT1

OBTENCIÓN DEL CÓDIGO AE

Para efectuar un seguimiento ordenado de los puntos de control se utilizará una codificación de siete caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

DÍGITO	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA	CÓDIGO
1 y 2	DISTRIBUIDOR	CODIFICACIÓN DE DISTRIBUIDORES	Según la Tabla T-03 del Anexo 1
3	CAMPAÑA	MEDIA TENSIÓN BAJA TENSIÓN CENTROS DE TRANSFORMACIÓN DESEQUILIBRIO DE TENSIONES	M B T D
4	TIPO PUNTO	BÁSICO RECLAMO ALTERNATIVO	B R A
5	AÑO	ÚLTIMO DÍGITO DEL AÑO	De 0 al 9
6	MES	IDENTIFICADOR DEL MES: ENERO - SEPTIEMBRE OCTUBRE NOVIEMBRE DICIEMBRE	De 1 al 9 O N D
7	NÚMERO DE SELECCIÓN	NÚMERO CORRELATIVO GENERADO POR LA AE	1 - 9 y A - Z

Ejemplo: YUBR0N6, donde:

YU: SEYSA
B: Campaña Baja Tensión
R: Reclamo Técnico
0: Corresponde al año 2020
N: Corresponde al mes de noviembre
6: Número del punto seleccionado.

Tabla - PT2

ARCHIVOS GENERADOS POR LOS REGISTRADORES

Para efectuar un seguimiento ordenado de las mediciones se utilizará una codificación de diez caracteres, de acuerdo al siguiente formato:

DÍGITO	TEMA	DESCRIPCIÓN DETALLADA	CÓDIGO
1 al 7	CÓDIGO AE	CODIFICACIÓN DE PUNTOS DE CONTROL	Según la Tabla PT1
8	TIPO DE MUESTRAS	BT: ACOMETIDA (muestra de tensión) BT: CENTRO DE TRANSF. (muestra de potencia) MUESTRA COMPLETA (Campañas MT. Desequilibrio de tensiones y Centros de Transformación MT/BT).	V P N
9	TIPO DE MEDICIÓN	MEDICIÓN: NUEVA MEDICIÓN: REMEDICIÓN:	M N R
10	NÚMERO DE MEDICIÓN	NÚMERO CORRELATIVO DE MEDICIÓN, NUEVA MEDICIÓN O REMEDICIÓN	0 - 9

Ejemplo: YUBR0N6VM0, donde: YUBR0N6: Código AE
V: Muestra de Acometida de Baja Tensión
M: Medición.
0: Número de medición.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
 TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
 CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000

La Paz, 22 de diciembre de 2014



Logotipo de la Empresa	La Paz, 22 de diciembre de 2014	Formulario - PT1					
CRONOGRAMA DE INSTALACIÓN DE REGISTRADORES							
MEDICIONES CORRESPONDIENTE AL MES DE :							
NIVEL DE TENSIÓN							
Campana: <input style="width: 80%;" type="text" value="SUMINISTRO EN MEDIA TENSION"/>							
NOMBRE DEL ARCHIVO	CODIGO AE	DATOS DE INSTALACIÓN	DATOS DE RETIRO	UBICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL			OBSERVACIONES
		FECHA HORA	FECHA HORA	DIRECCIÓN	NOMBRE	N° DE CUENTA	
Campana: <input style="width: 80%;" type="text" value="CENTRO DE TRANSFORMACION MT/BT"/>							
NOMBRE DEL ARCHIVO	CODIGO AE	DATOS DE INSTALACIÓN	DATOS DE RETIRO	UBICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL			OBSERVACIONES
		FECHA HORA	FECHA HORA	DIRECCIÓN	CÓDIGO TRANSF.		
Campana: <input style="width: 80%;" type="text" value="CONSUMIDOR EN BAJA TENSION"/>							
NOMBRE DEL ARCHIVO	CODIGO AE	DATOS DE INSTALACIÓN	DATOS DE RETIRO	UBICACIÓN DEL PUNTO DE CONTROL			OBSERVACIONES
		FECHA HORA	FECHA HORA	DIRECCIÓN	NOMBRE	N° DE CUENTA	

Formulario - PT2

AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD

CONTROL DE INSTALACION DE EQUIPOS

DISTRIBUIDOR		Número del Equipo de Medición																					
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">PRECINTO N°:</td> <td style="width: 50%;"></td> </tr> <tr> <td>ARCHIVO:</td> <td></td> </tr> </table>	PRECINTO N°:		ARCHIVO:		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">Voltaje</td> <td style="width: 50%;">Potencia</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	Voltaje	Potencia																
PRECINTO N°:																							
ARCHIVO:																							
Voltaje	Potencia																						
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">FECHA</td> <td style="width: 50%;">HORA</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">LUGAR</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> </td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">DIRECCIÓN</td> </tr> <tr> <td colspan="2"> </td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">NOM. CONSUMIDOR y/o CODIGO CENTRO</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">Información cuando corresponda</td> </tr> <tr> <td>RELACIÓN PT's:</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>RELACIÓN CT's:</td> <td> </td> </tr> </table>		FECHA	HORA			LUGAR				DIRECCIÓN				NOM. CONSUMIDOR y/o CODIGO CENTRO		Información cuando corresponda		RELACIÓN PT's:		RELACIÓN CT's:		<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; min-height: 150px;"> <p>Esquema de conexión en diagrama unifilar, sólo para suministros en Media Tensión</p> </div>	
FECHA	HORA																						
LUGAR																							
DIRECCIÓN																							
NOM. CONSUMIDOR y/o CODIGO CENTRO																							
Información cuando corresponda																							
RELACIÓN PT's:																							
RELACIÓN CT's:																							
Para suministros de Media Tensión																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 100%;">POSICIÓN DE TAP:</td> </tr> <tr> <td> </td> </tr> </table>		POSICIÓN DE TAP:		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>		RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN																	
POSICIÓN DE TAP:																							
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN																							
<p>INTERVINO POR LA AE NOMBRE:</p> <p>_____</p>		<p>INTERVINO POR EL DISTRIBUIDOR NOMBRE:</p> <p>_____</p>																					
FIRMA		FIRMA																					
CONTROL DE RETIRO DE EQUIPOS																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">FECHA</td> <td style="width: 50%;">HORA</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>		FECHA	HORA			<div style="border: 1px solid black; padding: 10px; min-height: 100px;"> <p>OBSERVACIONES</p> </div>																	
FECHA	HORA																						
<p>INTERVINO POR LA AE NOMBRE:</p> <p>_____</p>		<p>INTERVINO POR EL DISTRIBUIDOR NOMBRE:</p> <p>_____</p>																					
FIRMA		FIRMA																					

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014



Formulario - PT3
ANÁLISIS DEL NIVEL DE Tensión

Mes:		Campaña:													
Consumidor:		Sistema:													
		Tensión NOMINAL [V]		Datos requeridos por la AE, sin embargo el formato no es obligatorio											
ARCHIVO		MUESTRAS		ENERGÍA (kWh)		REDUCCIÓN DISTRIBUIDOR	VALORES EXTREMOS (V)		LÍMITES ADMISIBLES		kw max	DATOS DE INSTALACIÓN Y TIPO			
Transformador	Acometida	TOTAL	FUERA DE RANGO	TOTAL	FUERA DE RANGO	\$us	V max.	V min.	SUP. (V)			Centro	Consumidor	Dif en Inst. - Ret.	
									INF. (V)			Fecha Inicio			
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN												Fecha Final			
Tensión Lado Primario												Total Dias			
Tensión Lado Secundario												Muestras			
Posición de Tap												Analizador Utilizado Acometida: _____			
												Analizador Utilizado CT: _____			

DÍAS		ANÁLISIS DE LAS MUESTRAS					kWh Penalizados				USD Penalizados				TENSIONES (V)	
INICIO	FINAL	TOTAL REG.	FDR 1ra Banda	FDR 2da Banda	FDR 3ra Banda	FDR Total	kWh FDR 1ra Banda	kWh FDR 2da Banda	kWh FDR 3ra Banda	kWh FDR Total	USD Penal. 1ra Banda	USD Penal. 2da Banda	USD Penal. 3ra Banda	USD Penal. Total	V max.	V min.

RESUMEN DE MUESTRAS

Total muestras evaluadas	
Muestras como Interrupción	

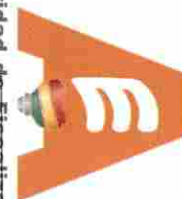
FDR : Fuera de Rango

Nota.- Esta planilla debe ser presentada sólo para los puntos penalizados y debe ser adjuntado en copia magnética junto al informe mensual

Av. 16 de Julio N° 1571 • Paseo del Prado - Zona Central • Central Telefónica: (591) 2 - 2312401 • Fax: (591) 2 - 2312393
 e-mail: autoridaddeelectricidad@ae.gob.bo • www.ae.gob.bo • Línea Notarío gratuita: 800-10-2407

NEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014

Aut **oridad de Fiscalización y**
Control Social de Electricidad
L U Z P A R A T O O S



Formulario - PT4

INFORME DE MEDICIÓN Y EVALUACIÓN - TABLA RESUMEN - NIVEL DE TENSIÓN

SISTEMA:

Mes de la Medición:

Campaña: (Baja Tensión - Media Tensión - Centros de transformación)

Mediciones

PUNTO SELECCIONADO					EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN					Relación de Transformación Nominal	Posición de Tap	Rpm (USD)	OBSERVACIONES
N°	Código AE	Archivo	Nombre	Medición	Fecha y Hora de registro		Días	Registros					
					Inicial	Final		Total	Validos	Penalizados			

Nuevas Mediciones

PUNTO SELECCIONADO					EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN					Relación de Transformación Nominal	Posición de Tap	Rpm (USD)	OBSERVACIONES
N°	Código AE	Archivo	Nombre	Medición	Fecha y Hora de registro		Días	Registros					
					Inicial	Final		Total	Validos	Penalizados			

Reclamos Técnicos

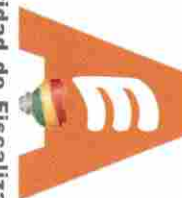
PUNTO SELECCIONADO					EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN					Relación de Transformación Nominal	Posición de Tap	Rpm (USD)	OBSERVACIONES
N°	CPC - N° Reclamo	Archivo	Nombre	Medición	Fecha y Hora de registro		Días	Registros					
					Inicial	Final		Total	Validos	Penalizados			

Notas de aclaración

- 1.- La tabla de mediciones debe contener los datos de los puntos básicos y alternos
- 2.- La tabla de Nuevas Mediciones sólo deberá ser llenada en caso de haber realizado nuevas mediciones que correspondan a mediciones falladas.
- 3.- La tabla de Reclamos técnicos deberá contener los reclamos recibidos en el mes y en los que realizó la medición correspondiente
- 4.- El nombre de los archivos de Reclamos Técnicos llevará el código del nombre del sistema (2 dígitos), seguido por el número de reclamo, seguido por las letras "V" o "P" cuando corresponda a muestras de tensión o potencia respectivamente (1 dígito). Ej YU2134P: SEYSA, Reclamo 2134, archivo de potencia
- 5.- En la columna Nombre, en las campañas BT y MT se debe colocar el nombre del Cliente y en CT el Código del Transformador
- 6.- Reportar datos de Relación de Transformación y Posición de Tap para Suministros en MT
- 7.- Esta planilla debe ser remitida en copia magnética junto con el informe mensual

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014

L U Z P
 A T O O S
 Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad



Formulario - PT5

INFORME DE PENALIZACIÓN - TABLA RESUMEN - NIVEL DE TENSIÓN

SISTEMA:

Mes de la Medición:

Campaña: (Baja Tensión - Media Tensión - Centros de transformación)

Mediciones

PUNTO SELECCIONADO				MEDICIÓN DE CAMPAÑA		Rpm (USD)	EVALUACIÓN REMEDIACIÓN DE SOLUCIÓN					Reducción (USD)	OBSERVACIONES	
N°	Archivo	Nombre	Remediación	Fecha y Hora de registro			Archivo	Fecha y Hora de registro		Días	Total Registros			Dnm (días)
				Inicial	Final			Inicial	Final					

Nuevas Mediciones

PUNTO SELECCIONADO				MEDICIÓN DE CAMPAÑA		Rpm (USD)	EVALUACIÓN REMEDIACIÓN DE SOLUCIÓN					Reducción (USD)	OBSERVACIONES	
N°	Archivo	Nombre	Remediación	Fecha y Hora de registro			Archivo	Fecha y Hora de registro		Días	Total Registros			Dnm (días)
				Inicial	Final			Inicial	Final					

Reclamos Técnicos

PUNTO SELECCIONADO				MEDICIÓN DE CAMPAÑA		Rpm (USD)	EVALUACIÓN REMEDIACIÓN DE SOLUCIÓN					Reducción (USD)	OBSERVACIONES	
N°	UARD - N° Reclamo	Nombre	Remediación	Fecha y Hora de registro			Archivo	Fecha y Hora de registro		Días	Total Registros			Dnm (días)
				Inicial	Final			Inicial	Final					

Nota

- 1.- En la columna Nombre, en las campañas BT y MT se debe colocar el nombre del Cliente y en CT el Código del Transformador
- 2.- Esta planilla debe ser remitida en copia magnética junto al Informe de Penalización desagregada por mes y por semestre de control



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

CAPÍTULO 3

MEDICIÓN Y CONTROL DEL SERVICIO TÉCNICO (ST)

1 Relevamiento de Información

La recopilación de la información y la determinación de los índices de calidad estarán a cargo del distribuidor. La AE fiscalizará todo el procedimiento de acuerdo al presente documento.

1.1 Libro de Guardia

En los centros de operación del Distribuidor que no cuentan con sistema informatizado, se debe implementar la apertura de un Libro de Guardia, el cual debe ser foliado y rubricado semestralmente por notario de fe pública y firmado por personal del Distribuidor, con la jerarquía que garantice a la AE la correcta utilización del mismo y la veracidad de la información registrada en él. El Libro de Guardia debe tener la estructura que se muestra en la BD-12, en el que se asentarán con número correlativo y códigos definidos, todas las interrupciones que afecten a los consumidores del sistema.

Al inicio de cada semestre de control, el Distribuidor debe informar a la AE los números correlativos de cierre y apertura del siguiente libro.

El Libro de Guardia o parte diario (BD-12) debe remitirse al día siguiente ó el primer día hábil, hasta horas 18:00, por correo electrónico, o en casos de fuerza mayor por medio magnético o fax.

1.2 Archivos de interrupciones

La información de interrupciones debe ser registrada en una base de datos cumpliendo los formatos de las tablas BD-12, BD-13, BD-14 y BD-15 y ser presentada en medio magnético adjunto al informe semestral. La base de datos debe contener la información de todas las interrupciones ocurridas en el semestre que se está controlando.

1.3 Criterios de Registro

El Distribuidor al efectuar el registro de las interrupciones de suministro, debe cumplir los siguientes instructivos:

- En la base de datos debe registrar la totalidad de las interrupciones de suministro ocurridas en su sistema, sean de origen externo o interno, programadas o forzadas, en todo el semestre de control. Las interrupciones a considerar en el cálculo de los índices de continuidad, serán la totalidad de las interrupciones de origen interno que se iniciaron en el semestre de control.
- Debe implementar un procedimiento de relevamiento de información que asegure el sincronismo de las horas en todas las dependencias que tengan intervención en la asignación de los tiempos de interrupción (centros de control).
- En caso de interrupciones programadas, el Distribuidor debe registrar la fecha/hora de inicio y de finalización del corte. Las interrupciones programadas deben ser presentadas cumpliendo al formato de la tabla BD-11, 48 horas antes de la fecha y hora programada para la interrupción. Asimismo deben ser publicadas con 48 horas de anticipación mediante prensa escrita según el formato del Formulario - ST3 del Anexo 3, y/o mediante prensa oral en zonas donde sea conveniente para los consumidores. Con la misma anticipación, se debe comunicar individualmente a los consumidores en Media Tensión afectados.

- En caso de interrupciones forzadas, debe registrar como fecha/hora de inicio el que corresponda a la toma de conocimiento por parte del Distribuidor o al primer reclamo ingresado por cualquier medio de comunicación y como fecha/hora final, el instante de la restitución total.
- Si, a consecuencia de fallas en las instalaciones de un consumidor, se producen interrupciones que afecten a otros consumidores, éstas deben ser consideradas en la determinación de los índices de calidad.

2 Procesamiento de información y determinación de índices de calidad

Los indicadores para el Control de Calidad del Servicio Técnico, se obtendrán en base a registros de interrupción que afectan a consumidores ubicados en las redes de MT y BT, que son de responsabilidad del Distribuidor y con duración mayor o igual a tres (3) minutos.

2.1 Suministros en Baja Tensión

La determinación de los índices de calidad para consumidores en BT, debe reflejar la frecuencia y el tiempo medio de interrupción de suministro en la totalidad de la red de distribución, deben ser calculados según lo establecido en el Artículo 44 del RCDE.

2.2 Suministros en Media Tensión

La determinación de los índices de calidad para consumidores en MT, debe reflejar la frecuencia y el tiempo de interrupción de suministro a cada consumidor afectado, deben ser calculados según lo establecido en el Artículo 43 del RCDE.

2.3 Límites Admisibles

Los límites admisibles para los índices de calidad serán los fijados en el numeral 3 del anexo al RCDE.

2.4 Interrupciones que no afectan a los índices de calidad

De los consumidores provocadas por la operación de sus propios dispositivos de protección o por fallas en sus instalaciones interiores, siempre que estas interrupciones no afecten a otros Consumidores.

Sólo para sistemas que pertenezcan al SIN se considerará de origen externo, aquellas interrupciones causadas por los sistemas de generación, transmisión u otras instalaciones que no pertenecen o no son de responsabilidad del Distribuidor.

De la misma forma, previo cumplimiento del procedimiento especificado en el numeral 10 del capítulo 1 Procedimientos de Aplicación General de la presente Metodología, no serán consideradas las interrupciones:

- Provocadas por terceros en forma intencional o premeditada (vandalismo, sabotaje, terrorismo).
- Provocadas por terceros en forma accidental (colisión de vehículos y caída accidental de árboles a instalaciones del Distribuidor), para los cuales deberá adjuntar documentos probatorios (fotos, certificaciones de la policía, otros).
- Debidas a situación climática grave que alcance carácter de catástrofe (declaradas por autoridad competente), tales como terremoto, tifón, huracán, inundaciones, vientos superiores a los valores máximos de diseño de líneas establecidas por normas internacionales.

- Debidas a racionamiento de energía eléctrica, determinado por autoridad competente.
- En Sistemas Aislados Integrados Verticalmente, las interrupciones debidas a mantenimiento en el medio de transporte de combustible para la planta de generación.

2.5 Publicación de cortes programados

El Distribuidor debe efectuar la publicación de los cortes programados de energía de acuerdo al formulario - ST3 con 48 horas (mínimo) de anticipación a los consumidores en general y notificar individualmente a los consumidores en Media Tensión y otros consumidores importantes.

3 Cálculo de reducciones por desviación a los límites admisibles

La reducción en la remuneración del Distribuidor será igual al monto que surja de multiplicar la cantidad de la energía no suministrada (ENSUC) calculada conforme establece el Artículo 45 del RCDE, por el valor asignado al costo de la Energía No Suministrada (Cens), por medio de la siguiente expresión matemática:

$$\text{REDUCCION} = \text{ENSUC} * \text{Cens}$$

El costo de la energía no suministrada (Cens) debe ser siete (7) veces el Precio Básico de la Energía vigente en el Sistema Interconectado Nacional, conforme establece el numeral 5.2 del Anexo al RCDE.

4 Restitución de las Reducciones por desviación a los límites admisibles

Los montos de las Reducciones en la remuneración del Distribuidor deben registrarse en la cuenta contable de acumulación para su posterior restitución a los consumidores afectados una vez cumplidos y agotados los recursos legales que por derecho tiene el Distribuidor, en conformidad al procedimiento descrito en el Capítulo 5 "Restitución de las Reducciones" de la presente Metodología.

ANEXO 3

SERVICIO TÉCNICO

Texto-ST1	CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES
Tabla-ST1	CODIFICACIÓN DE FALLAS
Formulario - ST1	ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO (Global)
Formulario - ST2	ÍNDICES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO (Individual)
Formulario - ST3	AVISO DE CORTES PROGRAMADOS

CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

1. Clasificación según su ORIGEN

Para fines del cálculo y presentación de los índices de Calidad del Servicio Técnico (Continuidad de Suministro), las interrupciones deben ser clasificadas según su origen, de acuerdo a los siguientes conceptos:

1.1. Origen Interno

Son todas las interrupciones ocurridas en los componentes del sistema eléctrico de distribución, pertenecientes o de responsabilidad del Distribuidor conforme a lo siguiente:

a) Distribución secundaria (Baja Tensión)

Comprende la red secundaria, a partir de la estructura de los centros de transformación (transformadores MT/BT, puentes de conexión, seccionadores fusibles y accesorios) hasta el punto de suministro de los consumidores. Deben considerarse como de la red secundaria los accesorios de los bornes secundarios (conectores, puentes de conexión de y a los elementos de protección).

b) Distribución primaria (Media Tensión)

Comprende la red primaria, todos los materiales y equipos a partir de los seccionadores de llegada a las Subestaciones de distribución AT/MT o MT/MT (incluidos los transformadores de potencia) pertenecientes o de responsabilidad del Distribuidor. Abarca las estructuras, postes, anclas, crucetas, aisladores, conductores, equipos de maniobra y protección, bancos de capacitores y otros, hasta los puntos de conexión con los consumidores de media tensión y los conectores, puentes de conexión a los seccionadores fusibles de los centros de transformación MT/BT que alimentan las redes secundarias.

c) Subtransmisión

Corresponde a las líneas de Subtransmisión en Media Tensión, incluidas las Subestaciones de transformación y/o maniobra pertenecientes o de responsabilidad del Distribuidor, que abastecen las Subestaciones de distribución. Comprende los materiales y equipos a partir de los seccionadores de la línea de alimentación hasta los seccionadores de llegada a las Subestaciones de Distribución.

1.2. Origen Externo

Son todas aquellas interrupciones de suministro ocurridas en los sistemas de generación, transmisión, interconexión y otras instalaciones eléctricas no pertenecientes al Distribuidor o que no son de su responsabilidad y que afectan el servicio de suministro de energía eléctrica a los consumidores conectados al sistema de distribución.

2. Clasificación según su CAUSA

Las interrupciones de suministro según su causa se clasifican en programadas y forzadas. Se establece esta clasificación, para fines de presentación de los informes

a la AE; sin embargo, no se descarta la posibilidad de que el Distribuidor pueda adoptar una subclasificación de las causas, de modo que les posibilite investigar en detalle las interrupciones y le permita detectar las causas más significativas a objeto de tomar acciones correctivas. No obstante dicha subclasificación debe estar incluida en la clasificación definida por la AE.

2.1. Interrupciones programadas

Son aquellas interrupciones que resultan de retirar deliberadamente del servicio un componente del sistema, por un tiempo preestablecido, normalmente con fines de construcción, remodelación, operación y/o mantenimiento. Los consumidores afectados por este tipo de interrupciones deberán ser previamente comunicados con una anticipación no menor a 48 horas, a través de medios de comunicación oral y escrita.

En caso de aquellas interrupciones programadas por situaciones de emergencia debidamente justificadas, el aviso deberá efectuarse por medio de comunicación oral, con la anticipación que sea posible.

2.2. Interrupciones forzadas

Son todas aquellas interrupciones que no encuadran en la definición de programadas y, generalmente, son provocadas por condiciones climáticas, medio ambiente, propias del sistema, terceros, etc.

CODIFICACIÓN DE FALLAS

1. Según su ORIGEN

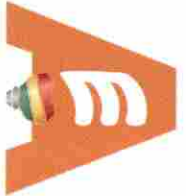
0	ORIGEN INTERNO	1	ORIGEN EXTERNO
01	Generación – Subtransmisión	10	Generación
02	Distribución Primaria	11	Transmisión
03	Distribución Secundaria	12	Otros no pertenecientes al distribuidor

2. Según su CAUSA

2	INTERRUPCIONES PROGRAMADAS
20	Ampliación o mejoras
21	Reparaciones
22	Mantenimiento preventivo
23	Poda o derriba de árboles
24	Programada no clasificada
3	CONDICIONES CLIMÁTICAS - MEDIO AMBIENTE
30	Descargas atmosféricas
31	Lluvia
32	Viento
33	Nevada o granizo
34	Inundación
35	Incendio (no debido a fallas)
36	Deslizamiento de tierra
37	Caída o crecimiento de árboles
4	ANIMALES - TERCEROS
40	Aves u otros animales
41	Daño o interferencia intencional o voluntario
42	Daño o interferencia accidental
43	Falla acometida de los consumidores
44	Choque de vehículos a postes, estructuras o tirantes
5	PROPIAS DE LA RED
50	Problemas en trabajos de línea viva
51	Error de operación
52	Sobre carga
53	Instalación o construcción deficiente
54	Aplicación incorrecta de equipos
55	Mala operación o ajuste de equipos de protección
56	Deterioro de equipo por envejecimiento
57	Falta o mantenimiento inadecuado de líneas o equipos
58	Líneas reventadas
59	Líneas trenzadas
6	OTRAS CAUSAS
60	No Clasificadas
61	No determinadas

EXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014

Autoridad de Fiscalización y
 Control Social de Electricidad
 L U Z P A R A T O O S



Formulario – ST1

CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN - SERVICIO TÉCNICO
ÍNDICES GLOBALES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

SISTEMA:

SIGLA:

PERIODO:

Límite de Frecuencia:

Límite de Tiempo:

ORIGEN	(F) FRECUENCIA			(T) TIEMPO TOTAL [horas]		
	Programada	Forzada	Total	Programado	Forzado	Total
Subtransmisión						ك
Distribución Primaria						
Distribución Secundaria						
Total Distribución						

	TOTAL CONSUMIDORES EN BT <input type="text"/> TOTAL KVA INSTALADOS <input type="text"/> MÁXIMA TENSIÓN DISTRIBUCIÓN: <input type="text"/> kV LONGITUD LÍNEA EN BT <input type="text"/> km LONGITUD LÍNEA EN MT <input type="text"/> km
--	--

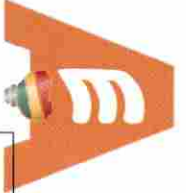
OBSERVACIONES:

 GERENTE GENERAL

 RESPONSABLE EMPRESA

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

L
U
Z
P
A
R
A
T
O
D
O
S
Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad



Formulario – ST2

CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN - SERVICIO TÉCNICO
ÍNDICES INDIVIDUALES DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

SISTEMA:

SIGLA:
PERIODO:

LÍMITE DE FRECUENCIA:

LÍMITE DE TIEMPO:

CONSUMIDOR		(F) FRECUENCIA			(T) TIEMPO TOTAL [horas]		
Cuenta	Razón Social	Programada	Forzada	Total	Programada	Forzada	Total

GERENTE GENERAL

RESPONSABLE EMPRESA

AVISO DE CORTES PROGRAMADOS

LOGOTIPO
DEL
DISTRIBUIDOR

DISTRIBUIDOR
Razón social del Distribuidor

OBJETO DEL CORTE: Definir claramente el objeto del corte, concluyendo con la frase “.... SE DEBERÁ REALIZAR”:

1. CORTE PROGRAMADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

FECHA: dd/mm/aaaa, Hrs. (hora de inicio) a Hrs. (hora de conclusión)

ZONAS: Se deberá indicar las localidades, zonas o calles afectadas por el corte programado.

Lugar y fecha de publicación

NOTA: Se deberá incluir una nota al pie del aviso, comunicándose que:

**POR NORMAS DE SEGURIDAD, LAS INSTALACIONES DEBEN
CONSIDERARSE ENERGIZADAS PERMANENTEMENTE. EL
SUMINISTRO PODRÁ SER RESTABLECIDO SIN PREVIO AVISO.**



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

CAPÍTULO 4

MEDICIÓN Y CONTROL DEL SERVICIO COMERCIAL (SC)

1. Relevamiento de Información

1.1. Reclamaciones de los Consumidores

Las reclamaciones registradas en los Formularios CPC-02 y CPC-03 del sistema ODECO, recibidas y tramitadas por el Distribuidor, deben estar contenidas en su totalidad en la base de datos BD-10 de Gestión Comercial - Reclamos del Consumidor, indiferente al tipo de reclamo y al medio de su presentación.

El Distribuidor deberá codificar los reclamos de acuerdo al detalle presentado en la Tabla - SC1 del Anexo 4, referidos a reclamos técnicos, comerciales, de facturación y de atención al consumidor.

1.2. Facturación

El Distribuidor deberá registrar en una base de datos la totalidad de las facturas emitidas en el semestre, la cual deberá contener la información de acuerdo al formato definido en la base de datos de Facturación BD-07.

El Distribuidor deberá codificar los motivos de estimación de facturas de acuerdo al detalle presentado en la Tabla - SC3 del Anexo 4.

1.3. Atención al Consumidor

El Distribuidor deberá registrar en una base de datos la totalidad de las solicitudes iniciadas en el semestre, independientemente que hayan sido cerrados o no, incluyendo las solicitudes de servicio con potencia instalada mayor a 50 kW. La base de datos deberá contener la información y el formato definido en la base de datos BD-08 de Gestión Comercial - Atención al Consumidor.

El Distribuidor deberá codificar las solicitudes de atención de acuerdo al detalle presentado en la Tabla - SC2 del Anexo 4.

Las solicitudes de servicio, que permanecen pendientes por falta de seguimiento por parte del solicitante, deberán estar activas (abiertas) mínimamente durante veinte (20) días hábiles administrativos, pasado este plazo el Distribuidor tiene la opción de cerrar la misma.

Para solicitudes de servicio cuya potencia instalada es mayor a 50 kW se deberá registrar el plazo que fue acordado entre partes y adjuntar, en el informe semestral, una copia del convenio suscrito entre partes para el control correspondiente.

1.4. Cortes y Reposiciones de Suministro

El Distribuidor, deberá registrar la totalidad de los cortes de suministro efectuados por falta de pago en el semestre de control y cuando corresponda registrar la información de pago de la deuda y reposición del suministro, en una base de datos que deberá contener la información y el formato definido en la base de datos BD-09 de Gestión Comercial - Cortes y Reposiciones.

2. Procesamiento de la información y determinación de indicadores

Los indicadores para el Control de Calidad del Servicio Comercial, se obtendrán en base a los registros que corresponden a los reclamos del consumidor, atención a las solicitudes de servicio, facturación y reposiciones de suministro.

2.1. Reclamos de los Consumidores

El Índice de Reclamos Técnicos (IRT) caracteriza la frecuencia de eventos de orden técnico en el sistema de distribución, que generan reclamaciones del Consumidor.

El Índice de Reclamos Comerciales (IRC) representa la relación entre el número total de reclamaciones de carácter comercial sobre el total de Consumidores registrados en el semestre de control.

Para el cálculo de los indicadores IRT é IRC se debe utilizar las fórmulas descritas en el artículo 47 del RCDE y deberán incluirse los reclamos de orden técnico originados por servicio deficiente en los componentes pertenecientes al Distribuidor y los reclamos comerciales que son de responsabilidad del Distribuidor.

El valor del Número Total de Consumidores es el que se registre en el último mes del semestre de control.

En el cálculo del índice se considerará solamente los reclamos codificados como justificados.

2.2. Facturación

El Índice de Calidad de Facturación (ICF) representa a la cantidad de facturas reprocesadas, por incorrecta aplicación de la estructura tarifaria y otros errores de carácter comercial, registradas en el semestre de control.

El Índice de Facturación Estimada (IFE) representa a la cantidad de facturas estimadas, por los motivos descritos en la Tabla SC3 del Anexo 4, registradas en el semestre de control.

Para el cálculo de los indicadores ICF é IFE se deben utilizar las fórmulas descritas en el artículo 48 del RCDE y deberán considerarse la totalidad de cuentas refacturadas, estimadas y ajustadas en el semestre de control.

Se entenderá como Número Total de Cuentas emitidas en el periodo, al número de cuentas acumuladas de los seis meses del semestre de control.

2.3. Atención al Consumidor

En el procesamiento de los indicadores de atención al consumidor, no se contabilizará los tiempos atribuibles al consumidor.

2.3.1 Tiempo Medio de Atención de Reclamos Técnicos (TMAT) y Tiempo Medio de Atención de Reclamos Comerciales (TMAC)

El índice TMAT representa el tiempo medio de respuesta del Distribuidor ante reclamaciones técnicas.

El índice TMAC representa el tiempo medio de respuesta del Distribuidor ante reclamaciones comerciales.

En el cálculo de los índices TMAT y TMAC se deben aplicar las fórmulas descritas en el artículo 49 del RCDE y deben incluirse los reclamos justificados atendidos y concluidos en el semestre de control. Asimismo, en el cálculo del TMAT debe considerarse el tiempo transcurrido entre la hora de recepción del reclamo y la hora de la completa normalización del servicio, no se considerarán los tiempos de atención de reclamos por resarcimiento de daños en consideración al tratamiento particular de los mismos y por contar con plazos propios para la atención de estos reclamos. En el cálculo del TMAC debe considerarse el tiempo transcurrido entre la hora de recepción del reclamo y la hora de solución del mismo.

2.3.2 Tiempo Medio de Atención de Solicitudes de Servicio (TMAS)

El índice TMAS representa el tiempo de atención del Distribuidor a las solicitudes de servicio presentadas por los consumidores.

Para el cálculo del índice TMAS, diferenciando si es con o sin modificación de red, se cuantificará el tiempo comprendido entre la fecha de solicitud de un determinado servicio y la fecha de conclusión del mismo, considerando sólo los días hábiles y el tiempo de atención de las solicitudes de servicio, incluyendo el tiempo de inspección y conexión. No deben incluir los tiempos por demoras atribuibles al consumidor, consiguientemente este indicador debe ser presentado en días, considerando fracción de día. Se debe aclarar que las solicitudes de servicio cerradas por desistimiento no serán consideradas en el cálculo del indicador.

Las solicitudes de servicio cuya potencia requerida sea mayor a 50kW, no ingresarán en el cálculo del indicador TMAS, el control para estas solicitudes será en forma individual por solicitud en función al plazo acordado entre la empresa y el solicitante.

2.4. Tiempo de Reposición del Suministro

Para el cálculo del tiempo de reposición del suministro, deberá considerarse el tiempo entre la fecha y hora de pago y la fecha y hora de la restitución efectiva del suministro y el control será individual por consumidor.

3. Límites Admisibles

Los límites para todos los índices de control del Servicio Comercial en la etapa de régimen serán los fijados en el numeral 4 del Anexo al RCDE vigente.

4. Criterios adicionales para el procesamiento de la información

Los procedimientos antes detallados no contemplan casos particulares que pueden presentarse durante el procesamiento de la información, para coincidir con el criterio de cálculo y obtener el mismo resultado, el Distribuidor debe considerar lo siguiente:

Las solicitudes de servicio, reposiciones de suministro y otras actividades que no fueron atendidas, así como los reclamos que no tuvieron solución hasta la fecha de cierre del semestre de control, no deben ser consideradas en el cálculo de los índices del semestre concluido. Todos estos casos se incluirán en las bases de datos que corresponden al próximo semestre de control.

En las fallas de acometidas que causan interrupción del suministro, (excepto de aquellas que presenten problemas en la instalación interna y en acometidas en MT) se debe cuantificar el tiempo transcurrido a partir del inicio de la reclamación hasta la normalización del suministro para incluirlo en el TMAAT.

La atención de las reclamaciones técnicas requiere un tiempo de solución, en función a las características propias de la línea eléctrica, de sus componentes y del problema existente. El tiempo de solución de estas reclamaciones debe estar incluido en el indicador TMAAT (Tiempo Medio de Atención de Reclamos Técnicos), consiguientemente su valor puede tener gran incidencia respecto al valor límite establecido en el RCDE; por tanto, si para solucionar los problemas se requiere la ejecución de obras mayores, el Distribuidor deberá realizar el siguiente procedimiento:

- Una vez identificado el problema con solución de obras mayores, corresponde cerrar el control del tiempo para el cálculo del TMAAT, en el momento que se emita la orden de trabajo para la instalación de equipos de medición, cuya copia debe

ser remitida a la AE conjuntamente el Formulario de la Reclamación así fuera las últimas horas hábiles de la semana.

- Instalar un registrador en el centro de transformación para la medición de potencia y otro registrador en la acometida del consumidor afectado, por un período no menor a 24 horas continuas, dentro los 4 días hábiles de emitida la orden de trabajo. Si la instalación de estos equipos se efectúa fuera del plazo indicado, será considerado como incumplimiento en el relevamiento de información. Este caso se constituye en un punto de control que deberá ser tratado con un procedimiento similar al del producto técnico.
- La información relevada en ambos lugares debe ser enviada a la AE adjunta a un informe de evaluación y penalización si corresponde. El cálculo de la reducción correspondiente al periodo de medición, Rpm, se obtendrá de acuerdo a los procedimientos definidos para el control de calidad del Producto Técnico.
- Concluidas las obras programadas, el Distribuidor procederá a verificar los resultados con una nueva medición e instalará un equipo de medición de tensión en la acometida del consumidor afectado durante 24 horas.
- De persistir el problema, el Distribuidor debe elaborar un cronograma de remediación y un informe de penalización; si la remediación muestra niveles de tensión dentro de los límites permitidos, el Distribuidor deberá calcular la reducción considerando el Rpm, Dpm y Dnm, aplicando las fórmulas especificadas en los Artículos 50 y 51 del RCDE.
- Al normalizar el nivel de tensión, el Distribuidor debe elaborar un informe adjuntando toda la documentación de acuerdo a los procedimientos de la Metodología para la Medición y Control de Calidad de Distribución, referida al producto técnico, incluyendo el monto final de la reducción que será restituido a los consumidores afectados.

5. Cálculo de reducciones por desviación a los límites admisibles

El cálculo de las reducciones en el servicio comercial se realizará de la siguiente manera:

5.1. Reclamos de los Consumidores

Si los índices IRT ó IRC superan los límites permitidos, se aplicará la reducción determinada en el artículo 53 del RCDE. Obtenida la energía, se valorizará utilizando el Precio Básico de la Energía vigente según establece el numeral 5.3.1 del Anexo al RCDE.

5.2. Facturación

Si los índices ICF ó IFE superan los límites permitidos, se aplicará la reducción determinada en el artículo 54 del RCDE y el numeral 5.3.2 de su Anexo, considerando el monto de las facturas estimadas o reprocesadas sin IVA.

5.3. Atención a los Consumidores

5.3.1 Tiempos Medios de Atención de Reclamaciones

El Distribuidor que supere los valores admisibles de los índices TMAT y TMAC, calculará la reducción en su remuneración cumpliendo lo establecido en el artículo

55 del RCDE y el numeral 5.3.3 de su Anexo. La tarifa promedio de venta de energía de la categoría residencial debe aplicarse sin IVA y ser la vigente al último mes del semestre de control.

5.3.2 Tiempos Medios de atención de Solicitudes

El Distribuidor que supere los valores admisibles de los índices TMAT y TMAC, calculará la reducción en su remuneración conforme lo establece el artículo 55 del RCDE y el numeral 5.3.3 de su Anexo, equivalente a:

$$\text{Reducción} = \left(\frac{C_c}{2 * P_p} \right) * D_r$$

Donde:

- C_c Cargo por conexión
- P_p Plazo previsto (Valor límite establecido en el numeral 4.3 del Anexo al RCDE).
- D_r Número de días hábiles de retraso, formato numérico con dos decimales.

5.3.3 Retraso en la Reposición del Suministro

Si el Distribuidor no repone el servicio en el plazo establecido en el punto 5.4 del Anexo al RCDE, el cálculo de la reducción en su remuneración se efectuará aplicando lo descrito en el mencionado punto.

El consumo sujeto a reducción, será el 20% del consumo promedio mensual del último año del consumidor afectado. Este será valorizado aplicando la estructura tarifaria vigente del último mes del semestre de control, obteniéndose como resultado el monto de la reducción por día de atraso.

El término "consumo" para pequeñas demandas se refiere únicamente a la energía consumida, en cambio para consumidores de medianas y grandes demandas se refiere a energía y potencia, La valorización del consumo sujeto a reducción se efectuará aplicando su categoría tarifaria como indica la "Norma para la Aplicación de Tarifas de Distribución". La expresión matemática del cálculo de la reducción es:

$$C_R = (20\%) * C_P$$

Donde:

- C_R : Consumo sujeto a reducción.
- C_P : Consumo promedio anual

De la aplicación de la estructura tarifaria al consumo sujeto a reducción C_R ; se determina el monto facturado de reducción (M_F) que debe afectarse por cada día de retraso y se determinará conforme a la siguiente expresión:

$$\text{REDUCCION} = M_F * N_R$$

- Donde: M_F : Es el monto facturado del consumo sujeto a reducción del consumidor afectado.
- N_R : Número de días de retraso; formato numérico con dos decimales.



Para los casos de consumos que consideran energía y potencia, la planilla SC1 del Anexo N° 4, detalla un ejemplo de cálculo que el Distribuidor debe aplicar.

6. Restitución de las Reducciones por desviación a los límites admisibles

Los montos de las Reducciones en la remuneración del Distribuidor deben registrarse en la cuenta contable de acumulación para su posterior restitución a los consumidores afectados una vez cumplidos y agotados los recursos legales que por derecho tiene el Distribuidor, en conformidad al procedimiento descrito en el Capítulo 5 "*Restitución de las Reducciones*" de la presente Metodología.



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014

ANEXO 4

SERVICIO COMERCIAL

Tabla - SC1	CÓDIGOS DE GESTIÓN COMERCIAL
Formulario - SC1	ÍNDICES DE RECLAMOS
Formulario - SC2	ÍNDICES DE FACTURACIÓN
Formulario - SC3	ÍNDICES DE ATENCIÓN AL CONSUMIDOR

Tabla - SC1: CODIFICACIÓN DE MOTIVOS DE RECLAMO

DESCRIPCIÓN	MOTIVO
RECLAMOS TÉCNICOS	100000
- PRODUCTO TÉCNICO	110000
- Baja tensión	110100
- Sobre tensión	110200
- Intermitente no Instantánea	110300
- Variación de frecuencia	110400
- Perturbación por Armónicas	110500
- Interferencia	110600
- SERVICIO TÉCNICO	120000
- FALTA DE ENERGÍA	120100
- Instalación Interior	120101
- En Edificio	120102
- Cuadra	120103
- Zona	120104
- Ciudad	120105
- Alimentador	120106
- Falla instalación interna del consumidor	120107
- CORTES REITERADOS DE ENERGÍA	120200
- RESARCIMIENTO DE DAÑOS	130000
- SEGURIDAD PÚBLICA	140000
- Reparación de Vereda	140100
- OTROS TÉCNICOS	150000
- Otros	150200
RECLAMOS COMERCIALES	200000
- FACTURACIÓN	210000
- ERROR DE LECTURA	210100
- Error de Lectura Anterior	210101
- Error de Lectura Actual	210102
- FACTURACIÓN ESTIMADA	210200
- Error de Promedio	210201
- Error de Ajuste	210202
- FACTURACIÓN INDEBIDA	210300
- Mal estado del Medidor	210301
- Facturas no Recibidas	210302
- Facturas Fuera de Término	210303
- Mala aplicación de Recargo por Mora	210304
- Cobro Indevido de Deudas Ajenas	210306
- Error en el sistema de Facturación	210307
- Excesivo consumo	210308
- Cargos Indevidos	210309
- Factor de Medición Incorrecto	210310
- TARIFACIÓN	210400



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

L U Z . P A R A T O D O S

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014

TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1

CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000

La Paz, 22 de diciembre de 2014

- Incorrecta aplicación de la estructura	210401
- Categoría Errada	210402
- Error en el Cálculo del Factor de Indexación	210403
- OTROS DE FACTURACIÓN	210500
- Facturas o avisos de cobranzas no recibidos	210501
- Facturas o avisos de cobranzas fuera de términos	210502
- Otros	210503
- CORTES Y RECONEXIONES DE SUMINISTRO	220000
- CORTES	220100
- Corte Indebido del Servicio	220101
- Mal Trabajo Operativo	220102
- RECONEXIONES	220200
- Reconexión Demorada	220201
- Mal Trabajo Operativo	220202
- SUSPENSIONES	220300
- Suspensión indebida del Servicio	220301
- Retiro indebido del Medidor	220302
- Mal Trabajo Operativo	220303
- REHABILITACIONES	220400
- Retiro indebido del Medidor	220401
- Mal Trabajo Operativo	220402
- SOLICITUDES DE SERVICIO	230000
- CONEXIÓN NUEVA	230100
- Inspección atrasada o demorada	230101
- Demora en Conexión con Modificación de Red	230102
- Demora en Conexión sin Modificación de Red	230103
- Mal Trabajo Operativo	230104
- INCREMENTO/REDUCCIÓN DE LA DEMANDA	230200
- Demora	230201
- Mal Trabajo Operativo	230202
- CAMBIO DE CATEGORIA	230400
- Demora	230401
- Categoría Errada	230402
- TRASLADO	230500
- Demora	230501
- Mal Trabajo Operativo	230502
- CAMBIO DE NOMBRE DEL CONSUMIDOR	230600
- Demora	230601
- Nombre Errado	230602
- CONEXIONES TEMPORALES	230700
- Demora	230701
- Mal Trabajo Operativo	230702
- SUSPENSIONES TEMPORALES/DEFINITIVAS	230800
- Demora	230801
- Mal Trabajo Operativo	230802
- CAMBIO EQUIPO DE MEDICIÓN	230900

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014, 59 de 70

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
La Paz, 22 de diciembre de 2014**

- Demora	230901
- Mal Trabajo Operativo	230902
- Conductor subdimensionado	230903
- CAMBIO/REPARACIÓN ACOMETIDA	231000
- Demora	231001
- Mal Trabajo Operativo	231002
- Conductor subdimensionado	231003
- OTROS	231200
- OTROS COMERCIALES	240000
- MALA ATENCIÓN	240100
- Mala Atención en Oficinas	240101
- Mala Atención en Terreno	240102
- Mala Atención por Teléfono	240103
- No Contestan el Teléfono	240104
- Otros	240105
SERVIDUMBRES	300000

Tabla - SC2: CODIFICACIÓN DE SOLICITUDES DE ATENCIÓN

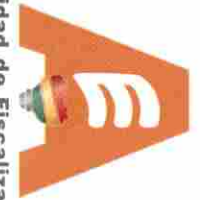
-ATENCIÓN A SOLICITUDES DE SERVICIO	400000
- Conexiones nuevas	400100
- Incremento/Reducción de la Demanda	400200
- Cambio de categoría	400300
- Traslado de medidor	400400
- Cambio de nombre del consumidor	400500
- Conexiones Temporales	400600
- Suspensiones Temporales/Definitivas	400700
- Reconexiones	400701
- Cambio de medidores	400800
- Cambio o reparación de acometida	400900

Tabla - SC3: CODIFICACIÓN DE MOTIVOS DE ESTIMACIÓN DE FACTURAS

- MOTIVOS DE ESTIMACIÓN DE FACTURAS	500000
- Medidor no ubicado	500100
- Acceso impedido	500200
- Medidor quemado	500300
- Medidor recogido (sin conexión)	500400
- Casa Cerrada	500500
- Otros	500600

EXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014

LUZ PARA TODOS
Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad



Formulario - SC1

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL
RECLAMOS DE LOS CONSUMIDORES

SISTEMA:

SIGLA:
 PERIODO:

		Valores límites según reglamento	Valores obtenidos en el semestre	Variación Porcentual (%)	Ventas de energía del Semestre (kWh)	Monto de la Reducción (Bs)
IRT	Reclamos Técnicos por 100 Clientes					
IRC	Reclamos Comerciales por 100 Clientes					

OBSERVACIONES:

No. de consumidores al último mes del periodo:	<input type="text"/>
No. Total de reclamaciones Técnicas:	<input type="text"/>
No. Total de reclamaciones Técnicas Justificadas:	<input type="text"/>
No. Total de reclamaciones Comerciales:	<input type="text"/>
No. Total de reclamaciones Comerciales Justificadas:	<input type="text"/>
Precio Básico de Energía (Bs/kWh)	<input type="text"/>

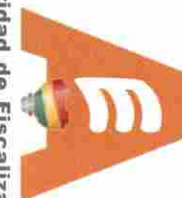
 GERENTE GENERAL

 RESPONSABLE DE LA EMPRESA

Av. 16 de Julio N° 1571 • Paseo del Prado - Zona Central • Central Telefónica: (591) 2 - 2312401 • Fax: (591) 2 - 2312393
 e-mail: autoridaddeelectricidad@ae.gob.bo • www.ae.gob.bo • Línea Noranteja gratuita: 800-10-2407

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014

LUZ PARA TODOS
Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad



Formulario - SC2

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL
FACTURACIÓN

SISTEMA:

SIGLA:
 PERIODO:

		Valor límite según reglamento	Valor obtenido en el Semestre	Monto de Facturación (Bs)	Monto de la Reducción (Bs)
ICF	Calidad de Facturación				
IFE	Facturación Estimada				

OBSERVACIONES:

No. de Facturas emitidas al último mes:	<input type="text"/>
No. de Facturas refacturadas:	<input type="text"/>

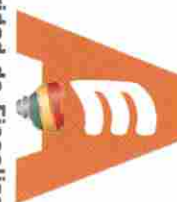
 GERENTE GENERAL

 RESPONSABLE DE LA EMPRESA

□ 簽

Av: 16 de Julio N° 1571 • Paseo del Prado - Zona Central • Central Telefónica: (591) 2 - 2312401 • Fax: (591) 2 - 2312393
 e-mail: autoridaddeelectricidad@ae.gob.bo • www.ae.gob.bo • Línea Narraña gratuita: 800-10-2407

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014
TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1
CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000
 La Paz, 22 de diciembre de 2014



Formulario - SC3

CALIDAD DE SERVICIO COMERCIAL
ATENCIÓN AL CONSUMIDOR

SISTEMA:

SIGLA:
 PERIODO:

		Valores limites según reglamento	Valores obtenidos en el Semestre	Valores en Exceso	Monto de la Reducción (Bs)
TMAT	Tiempo Medio de Atención de reclamos técnicos (hrs)				
TMAC	Tiempo Medio de Atención de reclamos comerciales (hrs)				
TMAS	Tiempo Medio de Atención a solicitudes de servicio				
	Con modificación de red (días)				
	Sin modificación de red (días)				

OBSERVACIONES:

Total reclamos recibidos:	
Total reclamos comerciales:	
Total solicitudes de servicio:	
Número total de cortes:	
Número de Cortes con retraso en la reposición:	
Tarifa promedio categoría residencial (Bs/kWh):	

 GERENTE GENERAL

 RESPONSABLE EMPRESA



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LUZ PARA TODOS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 675/2014

TRÁMITE N° 2014-9837-2-0-0-0-DOCP1

CIAE 0000 - 0000 - 0000 - 0000

La Paz, 22 de diciembre de 2014

CAPÍTULO 5

RESTITUCIÓN DE LAS REDUCCIONES

1 Cuenta Contable de Acumulación

Los importes por reducciones en la remuneración del Distribuidor por Control de Calidad de Distribución serán registrados en la Cuenta Contable de Acumulación para su posterior restitución en cumplimiento a lo especificado en el artículo 31 del RCDE. La cuenta de acumulación deberá incluir además, los importes por concepto de intereses pagados por el Distribuidor por los montos acumulados por concepto de reducciones, para lo cual utilizará la tasa de interés pasiva nominal del sistema bancario a 30 días en moneda nacional, publicada por el Banco Central de Bolivia, la última semana de cada mes.

Para el efecto, los Distribuidores deben adicionar una cuenta de balance (Cuentas por Pagar) denominada "Reducciones por Calidad de Distribución" para registrar y acumular las reducciones, hasta su restitución a los consumidores cuando corresponda.

El Distribuidor pondrá a conocimiento de la AE en forma mensual, el mayor de la cuenta contable de acumulación, que refleje los movimientos de reducciones, que incluyan el pago de los intereses aplicados al saldo acumulado de reducciones.

2 Reducciones por incumplimiento

Las reducciones por incumplimientos para todos los parámetros de control se calcularán utilizando la energía anual facturada de la última gestión con balance cerrado, en un porcentaje determinado por la AE de acuerdo a la gravedad del incumplimiento. El tope anual máximo de las reducciones en la remuneración del Distribuidor será el que surja de valorizar el 2% de la energía anual facturada por el sistema con la tarifa promedio para consumidores residenciales. Los montos resultantes se registrarán en la Cuenta de Acumulación.

3 Reducciones por desviación a los límites admisibles

Los montos de las reducciones en la remuneración del Distribuidor por desviaciones a los límites admisibles para todos los parámetros deben ser restituidos a los consumidores afectados una vez cumplidos y agotados los recursos legales que por derecho tiene el Distribuidor.

3.1 Producto Técnico

Los montos de las Reducciones deben ser restituidos a los consumidores afectados después de recibir la aprobación y autorización escrita de la AE, como un crédito en su facturación, considerando los siguientes aspectos:

- El crédito se efectuará en una única factura.
- El crédito otorgado al consumidor por concepto de reducción, no podrá superar el monto del importe por energía, el excedente debe ser ingresado en la cuenta contable de acumulación.
- **Centros de Transformación:** Las restituciones que corresponden a consumidores suministrados por Centros de Transformación penalizados, serán restituidas en forma proporcional al consumo promedio de energía de cada uno de los consumidores respecto a la energía registrada en el centro de transformación en el semestre de control.

- **Suministros dados de baja:** Para los casos de consumidores que hayan sido dados de baja y no tengan deuda pendiente con el Distribuidor, el monto de la restitución debe ser ingresado en la cuenta contable de acumulación. Si el consumidor dado de baja, tuviera deuda pendiente con el Distribuidor, se aplicará el siguiente criterio:

Caso 1: Si el monto a restituir es menor al monto adeudado, entonces la restitución se debe tomar como un pago a cuenta.

Caso 2: Si el monto a restituir es mayor al monto adeudado, entonces el monto de la reducción cubrirá la deuda en mora por consumo de energía y la diferencia debe ser ingresada en la cuenta contable de acumulación.

En todos los casos, el distribuidor deberá presentar el detalle de los montos restituidos, copia de las facturas en las que se efectivizó las restituciones y el detalle de los montos no restituidos para su consideración en el monto significativo a restituir.

La restitución de las reducciones se efectuará en moneda nacional, al tipo de cambio de la fecha de registro en la cuenta contable de acumulación, en una facturación posterior a la aprobación por parte de la AE.

3.2 Servicio Técnico

Los montos de las reducciones deben ser restituidos a los consumidores afectados, después de recibir la instrucción escrita de la AE, como un crédito en su facturación en moneda nacional, en conformidad al siguiente procedimiento:

- a) Para consumidores en Baja Tensión, la restitución se aplicará a todos los consumidores en forma proporcional al consumo promedio que cada consumidor hubiese registrado en el semestre de control y deberá acreditarse en una única factura.
- b) Para consumidores en Media Tensión, la restitución es individual y deberá acreditarse en una única factura.

3.3 Servicio Comercial

Los montos de las reducciones deben ser restituidos a los consumidores afectados, después de recibir la instrucción escrita de la AE, como un crédito en su facturación en moneda nacional.

Reclamos de los Consumidores

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor por concepto de desviación a los límites admisibles de los indicadores de reclamaciones técnicas o comerciales é ingresadas en la cuenta contable de acumulación serán restituidas de forma global a todos los consumidores del sistema en proporción al consumo registrado en el último mes del semestre de control mediante acreditación en las cuentas correspondientes.

Facturación

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor por concepto de Calidad de Facturación, ingresadas en la cuenta contable de acumulación, serán restituidas a los consumidores afectados mediante acreditación en sus cuentas correspondientes en una única facturación.

Atención a los Consumidores

a) Tiempo Medio de Atención de Reclamos

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor por concepto de desviación a los límites admisibles de los indicadores de tiempo medio de atención de reclamaciones técnicas o comerciales é ingresadas en la cuenta de acumulación, serán restituidas mediante acreditación de forma global para todos los consumidores del sistema y en proporción a su consumo registrado en el último mes del semestre de control.

b) Tiempo Medio de Atención de Solicitudes de Servicio

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor por concepto de desviación a los límites admisibles de los indicadores de atención de solicitudes de servicio, serán restituidas a los consumidores afectados en una única facturación mediante acreditación en sus cuentas hasta un monto máximo equivalente al valor de la conexión. El monto en exceso será ingresado en la cuenta contable de acumulación, para su posterior restitución de forma global a todos los consumidores del sistema cuando se alcance el valor significativo especificado en el Artículo 33 del RCDE.

c) Retraso en la Reposición del Suministro

Las reducciones en la remuneración del Distribuidor por concepto de Retraso en la Reposición del Suministro, ingresadas en la cuenta contable de acumulación, serán restituidas a todos los consumidores afectados. El monto de la restitución, deberá efectuarse en facturaciones sucesivas hasta la conclusión de la misma.

Si iniciado el proceso de restitución, existiesen consumidores dados de baja, el distribuidor efectuará el seguimiento por seis meses a los mismos, si en el séptimo mes no se encontrase activo, el monto de la reducción cubrirá la deuda en mora por consumo de energía y el monto restante deberá ser registrado en la cuenta contable de acumulación.

3.4 Restitución a los consumidores

La restitución a los consumidores afectados de los montos definitivos, será aprobada y autorizada por la AE, previo cumplimiento de lo especificado en el Artículo 31 del RCDE. Al efecto el Distribuidor deberá prever la incorporación de los conceptos de "Restitución por Calidad del Servicio Técnico", "Restitución por Calidad del Producto Técnico" y/o "Restitución por Calidad del Servicio Comercial" según corresponda en las facturas de los consumidores afectados.

En ningún caso el reintegro a los Consumidores de los montos de las reducciones en la remuneración del Distribuidor, podrá ser superior al monto equivalente a la energía consumida durante el período de control, valorizada de acuerdo a su categoría tarifaria al momento de la determinación de las reducciones.

En todos los casos, el Distribuidor deberá presentar el detalle de los montos restituidos, copias de una muestra representativa de las facturas en las que se efectivizó las restituciones y el detalle de los montos no restituidos para su consideración en el monto significativo a restituir.

4. Restitución a Consumidores del Sistema

Los montos ingresados en la Cuenta Contable de Acumulación, que corresponden a las restituciones globales con procesos administrativos concluidos, serán los que sean considerados al momento de determinar el monto significativo que corresponde restituir a todos los consumidores del Sistema. Para cumplir con este proceso, el Distribuidor deberá emplear la información base (base de datos de facturación) del último mes del semestre de control del último proceso ejecutoriado.

Los montos de reducciones determinados deberán restituirse en facturaciones sucesivas en el transcurso de seis meses.

Se entenderá que el valor es significativo, cuando las reducciones acumuladas representen un cinco por ciento (5%) o más de la facturación mensual total del Distribuidor.

Cada Distribuidor, en forma mensual deberá remitir a la AE, el detalle del movimiento de la Cuenta Contable de Acumulación, con el propósito de que se realice el seguimiento y la verificación del cumplimiento de las Resoluciones Administrativas con relación al monto representativo del cinco (5%) del monto total de facturación mensual de procesos ejecutoriados.

La AE, una vez que verifique que el monto es considerado representativo, deberá realizar la conciliación de los montos e intereses y aprobará mediante Resolución Administrativa, el monto que debe ser restituido en forma global a los consumidores del sistema.

La AE notificará al Distribuidor, con la Resolución Administrativa para su aplicación y cumplimiento. Desde la fecha de la notificación con la resolución respectiva, el Distribuidor tendrá un plazo de diez (10) días hábiles administrativos para la presentación de la memoria de cálculo de los montos a restituir a los consumidores.

La AE, verificará la memoria de cálculo presentada por la empresa Distribuidora y aprobará e instruirá la restitución a los consumidores del sistema.

4.1 Procedimiento de la Restitución a los Consumidores del Sistema

Para realizar la restitución a los consumidores del sistema, una vez que alcance el 5% de la facturación mensual total del Distribuidor y se haya determinado el monto total a restituir, se debe tomar en cuenta el siguiente procedimiento:

a) Control de Montos Acumulados

- De los procesos administrativos ejecutoriados, incluyendo los intereses acumulados a la fecha de evaluación, determinar el monto total a restituir (Mtr) en la cuenta contable de acumulación.
- Releva la información del monto facturado (Mf) sin impuestos (sin IVA), del sexto mes del semestre del último proceso ejecutoriado.
- Determinar el porcentaje, que representa el monto total a restituir (Mtr) del monto facturado (Mf) para cada consumidor.
- Preparar un informe mensual que evalúe el monto total a restituir (Mtr) en la cuenta contable de acumulación.

- Si el monto es mayor al 5%, corresponde restituir en forma global a los consumidores del sistema, para ello, la AE solicitará una memoria de cálculo de los montos que corresponde restituir a cada consumidor.
- b) Determinación del monto a restituir al Consumidor.**
- La base de datos de facturación que debe ser utilizada en el proceso de restitución será la del sexto mes del semestre cuyo monto registrado corresponda al último proceso administrativo ejecutoriado, de donde se obtendrá la energía facturada (E1) para cada consumidor del sistema y la energía mensual facturada por la empresa (Ef).
 - La energía facturada por el Distribuidor (Ef) en el mes de análisis (determinado en el punto anterior), debe corresponder a la reportada en el formulario ISE-210.
 - Determinar el porcentaje a restituir para cada consumidor, con la relación de $E1/Ef1$ multiplicada por el monto total a restituir (Mtr)
 - Aprobada la memoria de cálculo, la AE autorizará la restitución a los consumidores del sistema con un crédito en las siguientes facturaciones, tomando como tope de restitución, el total de energía facturada en el mes, quedando los saldos pendientes de restitución en las próximas facturaciones hasta un total de 6 facturaciones, el resto permanecerá en la cuenta contable de acumulación.
- c) Proceso de Restitución y Fiscalización**
- El Distribuidor presentará ante la AE un informe de cumplimiento de las restituciones, que incluirá el valor individual del monto a restituir aprobado para cada consumidor, la energía facturada (Ef), el número de consumidores, el monto total restituido, el saldo de la cuenta contable de acumulación y copias de una muestra representativa de las facturas o avisos de cobranza, que incluyen el monto de restitución.
 - Las restituciones a los consumidores que no fueron acreditadas en su cuenta, deben ser debidamente justificadas (cuentas suspendidas o consumidores dados de baja), estos montos permanecerán en la cuenta contable de acumulación. El Distribuidor deberá presentar un resumen de los consumidores y los montos que no fueron restituidos.
 - La acreditación de la restitución, ante la AE, deberá ser efectuada en un plazo máximo de diez (10) días hábiles de concluida la facturación.
 - La AE, a objeto de verificar el cumplimiento de lo establecido precedentemente, podrá efectuar una auditoría; en caso de verificarse incumplimiento, aplicará la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, el Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003 y el Reglamento de Infracciones y Sanciones (RIS), en lo que corresponda.
 - Los montos a restituir al consumidor, deben ser acreditados en las facturas de los consumidores afectados, considerando que no son sujetos de impuestos.

5. Montos a restituir

Si el monto a restituir al consumidor es menor a 0,10 Bs., este debe permanecer en la cuenta contable de acumulación, el Distribuidor deberá presentar el detalle de los consumidores a los que no pudo efectivizar la restitución correspondiente.

En ningún caso el reintegro de los montos de reducciones realizado a los consumidores afectados, podrá ser superior al monto equivalente a la energía consumida durante el periodo de control, valorizada de acuerdo a su categoría tarifaria al momento de la determinación de las reducciones.

Para la verificación de los montos restituidos, el Distribuidor deberá presentar una muestra representativa de las facturas que consignen el importe restituido. Se considera muestra representativa a una cantidad equivalente al 0.1% de los consumidores restituidos; sin embargo, si la cantidad resultante de aplicar el citado porcentaje es pequeña, el Distribuidor deberá presentar una muestra de 50 facturas o la totalidad de las facturas emitidas.