

ELECTRICIDAD

SIGET

No. de Asiento 2274

Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones

ASIENTO DE PRESENTACION

Fecha y Hora

de Presentación: primero de Febrero de l dos mil once (01/02/2011)

Objeto Acuerdo No. 30-E-2011, Aprobar la "NORMA TECNICA DE INTERCONEXION ELECTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISION"

Persona Receptora Ana Beatriz Ramirez

Código 30001

Cargo Auxiliar de Registro

Usuario



SIGET

Firma y Sello

Ana Beatriz Ramirez

ELECTRICIDAD

SIGET

No. de Asiento 2274

Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones

ASIENTO DE PRESENTACION

Fecha y Hora

de Presentación: primero de Febrero de l dos mil once (01/02/2011)

Objeto Acuerdo No. 30-E-2011, Aprobar la "NORMA TECNICA DE INTERCONEXION ELECTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISION"

Persona Receptora Ana Beatriz Ramirez

Código 30001

Cargo Auxiliar de Registro

Libro



SIGET

Firma y Sello

Ana Beatriz Ramirez

128

ACUERDO No. 30-E-2011

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES; San Salvador, a las doce horas del día trece de enero del año dos mil once.

Esta Superintendencia CONSIDERANDO QUE:

- I. El artículo 4 de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), determina que esta Institución es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen dicho sector y sus reglamentos, así como para conocer del incumplimiento de las mismas.

Además, el artículo 5 letra c) de la referida Ley establece como atribución de la SIGET dictar normas y estándares técnicos aplicables al sector de electricidad.

El artículo 2 letras a), d) y e) de la Ley General de Electricidad, contempla como objetivos de la aplicación de dicha Ley, el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; el fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población y la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

Asimismo, el artículo 27 de la Ley en referencia prescribe que los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

- II. En aplicación de los preceptos legales antes expuestos y de conformidad al "PROCEDIMIENTO DE CONSULTA Y ELABORACIÓN PARTICIPATIVA DE NORMAS PARA LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES", con fecha veintisiete de julio de dos mil diez, se emitió el Acuerdo No. 201-E-2010-A por medio del cual, se aprobó la "NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISIÓN".
- III. El día dos de septiembre de dos mil diez, las empresas DELSUR, S.A. de C.V., EDESAL, S.A. de C.V., AES FONSECA ENERGÍA LTDA. de C.V., AES NEJAPA GAS, LTDA. de C.V. CAESS, S.A. de C.V., AES CLESA y CÍA. S. en C. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V., interpusieron recurso de apelación ante la Junta de Directores de la SIGET contra el Acuerdo No. 201-E-2010-A; el cual fue resuelto mediante Acuerdo No.442-E-2010 de fecha trece de diciembre del año dos mil diez, en donde la Junta de Directores modificó los artículos 20, 22, 28, 70 letra l), 108 letra n), 136 letra m) y 153 letra j) de la norma antes relacionada y, ordenó remitir el expediente completo al Superintendente para los efectos legales pertinentes.
- IV. Por lo antes expuesto y a fin de garantizar el derecho de audiencia de las sociedades AES FONSECA ENERGÍA LTDA. de C.V., AES NEJAPA GAS, LTDA. de C.V. CAESS,

127

S.A. de C.V.; DELSUR, S.A. de C.V.; AES CLESA y CÍA. S. en C. de C.V.; EEO, S.A. de C.V.; DEUSEM, S.A. de C.V.; EDESAL, S.A. de C.V., B&D SERVICIOS TÉCNICOS, S.A. de C.V. y ABRUZZO, S.A. de C.V., esta Superintendencia por medio del Acuerdo No. 468-E-2010, les concedió un plazo de tres días hábiles contados para que se pronunciaran respecto de las modificaciones a la "NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISIÓN" ordenadas por la Junta de Directores de la SIGET, específicamente en los artículos 20, 22, 28, 70 letra l), 108 letra n), 136 letra m), 153 letra j) de dicho cuerpo normativo.

- V. La sociedad EDESAL, S.A. de C.V. evacuó la audiencia mediante escrito presentado con fecha tres de enero del presente año, expresando que no presenta observaciones en las modificaciones de los artículos 20, 22, 28, 70 letra l), 108 letra n), 136 letra m) y 153 letra j), objeto de la impugnación antes relacionada. Sin embargo, considera que en la mencionada norma técnica deben de tomarse en cuenta aspectos relacionados con: el tiempo para la realización de interconexiones en distribución, la incorporación de un mecanismo para desarrollar transacciones de retiro de energía en las interconexiones de distribución, y los costos por el uso de referencia de tierra al neutro; argumentos que ya fueron analizados y resueltos en el Acuerdo No. 201-E-2010-A y confirmados por la Junta de Directores de SIGET por medio del Acuerdo No. 442-E-2010.


Las sociedades AES FONSECA ENERGÍA LTDA. de C.V., AES NEJAPA GAS; LTDA. de C.V., CAESS, S.A. de C.V.; DELSUR, S.A. de C.V.; AES CLESA y CÍA. S. en C. de C.V.; EEO, S.A. de C.V.; y DEUSEM, S.A. de C.V., respondieron la audiencia mediante los escritos presentados en esta Superintendencia con fecha diez de enero del presente año; manifestando que no tienen observaciones en relación con el contenido de los artículos 20, 22, 28, 70 letra l), 108 letra n), 136 letra m) y 153 letra j), objeto de la impugnación antes relacionada.

En ese sentido, es procedente aprobar la "Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión", con base en el Acuerdo No. 442-E-2010 y de conformidad con el texto del Anexo 1 del presente acuerdo y que forma parte integrante del mismo.

POR TANTO, con fundamento en las disposiciones citadas y de conformidad con el Acuerdo No. 442-E-2010, esta Superintendencia ACUERDA:

- a) Aprobar la "Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión", de conformidad con el texto contenido en el Anexo 1 del presente acuerdo y que forma parte integrante del mismo.
- b) Notifíquese y Publíquese.




Luis Eduardo Méndez M.
Superintendente

ES CONFORME CON SU ORIGINAL CON EL CUAL SE CONFRONTO	
EN _____	
FECHA _____	
FIRMA _____	



SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELÉCTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

GERENCIA DE ELÉCTRICIDAD

SIGET

SIGET

**NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y ACCESO DE USUARIOS
FINALES A LA RED DE TRANSMISIÓN**

SAN SALVADOR, ENERO 2011

100 125
100 737 88



INDICE

TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES	3
CAPÍTULO I: OBJETO, ALCANCE, PLAZOS, DISPOSICIONES Y DEFINICIONES	SIGET
CAPÍTULO II: CONDICIONES GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN	6
TÍTULO II: OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RESPONSABILIDADES.....	9
CAPÍTULO I: OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, RESPONSABILIDAD ANTE INTERRUPCIONES.....	9
TÍTULO III: ACCESO A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	11
CAPÍTULO I: INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	11
CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS.....	16
CAPÍTULO III: ESTUDIOS PARA INTERCONEXIÓN A PUNTOS DE RETIRO DE POTENCIA EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	17
CAPÍTULO IV: ESTUDIOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN	19
CAPÍTULO V: APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION	21
CAPÍTULO VI: CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES.....	22
CAPÍTULO VII: ASIGNACIÓN DE PUNTOS DE INTERCONEXIÓN EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION	23
TÍTULO IV: ACCESO A PUNTOS DE INYECCIÓN DE POTENCIA EN LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR.....	24
CAPÍTULO I: INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR.....	24
CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS.....	27
CAPÍTULO III: BASES DE DATOS Y ESCENARIOS.....	28
CAPÍTULO IV: ESTUDIOS A REALIZAR	28
CAPÍTULO V: PROGRAMAS DE SIMULACIÓN A EMPLEAR.....	31
CAPÍTULO VI: CONSTRUCCIÓN	34
CAPÍTULO VII: APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN Y CONDICIONES PARA LA ENTRADA EN OPERACIÓN	38
CAPÍTULO VIII: CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES	40
TÍTULO V: ACCESO A LAS INSTALACIONES DE TRANSMISION A TENSIÓN DE ENTREGA.....	41
CAPÍTULO I: INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR A TENSIÓN DE ENTREGA	41
CAPÍTULO II: REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS.....	44
CAPÍTULO III: ESTUDIOS A REALIZAR	44
CAPÍTULO IV: PROGRAMAS DE SIMULACIÓN A EMPLEAR.....	46
CAPÍTULO V: APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR A TENSIÓN DE ENTREGA.....	48
CAPÍTULO VI: CONSTRUCCIÓN	49
CAPÍTULO VII: CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES.....	54
TÍTULO VI: ASIGNACIÓN DE PUNTOS DE INTERCONEXIÓN A TENSIÓN DE ENTREGA EN LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR.....	55
TÍTULO VII: OPERACIÓN Y ACCESO A INSTALACIONES COMPARTIDAS.....	55
CAPÍTULO I: REQUISITOS GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE REFERENCIA A TIERRA.....	55



CAPÍTULO II: REFERENCIA A TIERRA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN INSTALACIONES EXISTENTES	57
CAPÍTULO III: REFERENCIA A TIERRA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN NUEVAS INSTALACIONES.....	58
CAPÍTULO IV: CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES.....	59
TÍTULO VIII: DISPOSICIÓN TRANSITORIA PUESTA EN OPERACIÓN DE INTERCONEXIONES	60
TÍTULO IX: DISPOSICIONES FINALES.....	60
CAPÍTULO ÚNICO: COMPETENCIA DE LA SIGET.....	60



NORMA TÉCNICA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y ACCESO DE USUARIOS FINALES A LA RED DE TRANSMISIÓN

SIGET

TÍTULO I:

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO I

OBJETO, ALCANCE, PLAZOS, DISPOSICIONES Y DEFINICIONES

Objeto

Art. 1. La presente norma tiene por objeto determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema. Además desarrolla el acceso a las instalaciones de transmisión solicitado por los usuarios finales.

Alcance y ámbito de aplicación

Art. 2. Esta norma es de aplicación obligatoria para todos los operadores que requieran, realicen u operen interconexiones entre sus instalaciones y para aquellos usuarios finales que requieran acceso a las instalaciones de transmisión.

Plazos

Art. 3. Para los efectos de la presente norma, los plazos indicados en la misma, se contarán en días hábiles, a menos que se especifique lo contrario.

Art. 4. Cuando el transmisor o el distribuidor requieran por escrito, información adicional o aclaratoria al solicitante de la interconexión, el tiempo requerido para la presentación de dicha información interrumpe el plazo con que cuenta el transmisor o distribuidor para dar respuesta a la solicitud de interconexión, activándose dicho plazo a partir de la recepción física de la nueva documentación.

El distribuidor o transmisor que requieran de información adicional deberá fundamentar al solicitante los motivos en que técnicamente justifica dicho pedido, así como las razones por las que no les fue posible prever desde el inicio del procedimiento de interconexión que dicha información sería necesaria.

Para cada proyecto de interconexión, el transmisor o distribuidor, podrá realizar como máximo dos (2) solicitudes adicionales de información debidamente justificadas.

Disposiciones aplicables

Art. 5. Las interconexiones y condiciones acordadas entre las partes involucradas, deberán cumplir con lo establecido en las normas y metodologías que especifican el diseño, acceso, seguridad, operación de las instalaciones eléctricas y las características técnicas de los materiales y equipos, de conformidad al marco legal correspondiente:

- a) Ley General de Electricidad.
- b) Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- c) Ley de Competencia.
- d) Reglamento de la Ley de Competencia.
- e) Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica.
- f) Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica.
- g) Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.
- h) Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.
- i) Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución.
- j) Estándar IEEE 315-1975 "Graphic Symbols for Electrical and Electronics Diagrams".
- k) Cualquier otro reglamento, norma o metodología que fuere aplicable a las actividades de interconexión que emita o apruebe el Órgano Ejecutivo o la SIGET.

Definiciones

Art. 6. Para los efectos de la presente norma se establecen las definiciones siguientes:

Alta tensión: Es el nivel de tensión igual o superior a ciento quince (115) kilovoltios.

Baja tensión: Es el nivel de tensión menor o igual a seiscientos (600) voltios.

Comercializador: Es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

Corrientes de secuencia positiva: Corrientes formadas por tres fasores de corriente de igual magnitud, desfasados 120° entre sí y con la misma secuencia de fase que el sistema original.

Corrientes de secuencia negativa: Corrientes formadas por tres fasores de igual módulo, con desfase de 120° uno de otro y con la secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.

Corrientes de secuencia cero: Corrientes formadas por tres fasores de igual módulo y con desfase nulo.

Corriente(s) armónica(s): Son corrientes de frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la alimentación, que al sumarse dan como resultado una forma de onda distorsionada.



Diagrama unifilar: Diagrama de un sistema eléctrico de potencia que representa las tres fases del circuito mediante una sola línea, los símbolos de cada componente del sistema, así como las principales conexiones y arreglos de sus componentes.

SIGET

Distribuidor: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

Entidad: Persona natural o jurídica.

EOR: Ente Operador Regional.

Estudio de flujo de carga(s) o flujo(s) de potencia: Estudio que permite calcular las corrientes, voltajes y ángulos de fase en cada una de las barras de un sistema eléctrico de potencia.

Factor de potencia: Es la razón de la potencia activa a la potencia aparente.

Generador: Es la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

Impedancia: Magnitud que establece la relación (cociente) entre la tensión y la intensidad de corriente.

Impedancias de secuencia: Se denomina impedancia de secuencia a la impedancia que presenta cualquier elemento a las corrientes de cada una de las secuencias. Existen por tanto impedancias de secuencia positiva, de secuencia negativa y de secuencia cero.

Interconexión: Es el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

Interconexión internacional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales de energía eléctrica.

Medidores de energía: Aparatos que registran el consumo eléctrico, la demanda o ambos.

Media tensión: Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

Nodo: Es el punto donde se unen varios elementos de un sistema eléctrico.

Operador(es): Entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

Pequeño generador: Se considerará como pequeño generador, a todos los productores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, cuya capacidad instalada según datos del fabricante del generador, sea menor o igual a veinte (20) Megavatios y cuya finalidad sea comercializar parte o la totalidad de su producción.

Protección: Mecanismo electromecánico de suspensión de la energía eléctrica, constituido por un fusible o cualquier otro tipo de interruptor.

Puesta a tierra: La puesta o conexión a tierra consiste de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener un valor de resistencia a tierra suficientemente bajo, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

Red de transmisión: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en alta tensión.

Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión.

ROBCP: Reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista basado en costos de producción.

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Sistema de medición: Grupo de equipos (medidores de energía eléctrica, transformadores de potencial y corriente, cableado de la medición, etc.) utilizados conjuntamente para la medición y registro de la energía y potencia transferida a través de la interconexión.

Tensión de entrega: Para los equipos de transformación propiedad del transmisor, los valores nominales de tensión en el lado de entrega son 46 kV, 34.5 kV y 23 kV. La UT podrá agregar otros niveles de tensión si la incorporación de instalaciones adicionales al sistema de transmisión así lo requiere.

Transmisor: Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión, que comercializa sus servicios.

UT: Unidad de Transacciones.

Usuario Final: Es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

CAPÍTULO II

CONDICIONES GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN

Art. 7. Las partes involucradas deberán acordar las condiciones de la interconexión, así como la utilización de las instalaciones aplicando los procedimientos y especificaciones técnicas de la presente norma.

Art. 8. La obligación de interconexión de transmisores y distribuidores comprende los aspectos siguientes:

- a) Permitir el enlace de sus equipos e instalaciones con las de otros operadores; y,
- b) Permitir el uso de sus equipos e instalaciones para el transporte de energía eléctrica por parte de terceros, mediante el pago de los cargos correspondientes.

Art. 9. A efecto de realizar la interconexión, se deberá presentar al transmisor o distribuidor la solicitud respectiva, que exprese las características técnicas del equipo o instalaciones a

110.87 000



interconectar, el punto de interconexión, la potencia máxima a demandar o inyectar según el tipo de interconexión y la fecha esperada de puesta en servicio de la interconexión, además de los requisitos establecidos en los títulos III, IV, V y VII según corresponda.

SIGET

Art. 10. Recibida la solicitud de interconexión, el transmisor o distribuidor tendrá un plazo de treinta (30) días para dar por aceptada o rechazada la solicitud.

En caso que la solicitud sea aceptada, se notificará al solicitante las condiciones técnicas y económicas que propone para realizar la interconexión. Si la solicitud es rechazada, se deberán explicar claramente y con la debida documentación las razones que motivan el rechazo.

Art. 11. El transmisor o distribuidor podrá negarse a interconectar o permitir el uso de sus instalaciones para el transporte de energía eléctrica, cuando esto represente un peligro para la operación o la seguridad del sistema, de las instalaciones propias, las de terceros, o de personas.

Art. 12. A solicitud de cualquiera de las partes y de conformidad con lo establecido en el Capítulo VII "DE LA RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS" de la Ley General de Electricidad, la SIGET podrá resolver administrativamente cualquier conflicto surgido entre estos, relacionado con las interconexiones, tales como:

- a) Cuando el transmisor o distribuidor se niegue a permitir la interconexión;
- b) Incumplimiento del contrato de interconexión;
- c) Desacuerdo respecto de las cláusulas del contrato de interconexión;
- d) Cuando no se llegue a un acuerdo en cuanto a las condiciones técnicas o económicas del respectivo contrato;
- e) Cuando no se llegue a un acuerdo en materias que afecten gravemente a uno de los operadores o a terceros.

Art. 13. La forma y condiciones en que cada operador responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos al operador con el que esté interconectado, deberán pactarse en el respectivo contrato de interconexión.

Art. 14. La forma y condiciones en que cada operador responderá por los daños que causen sus instalaciones o equipos a los de terceros, deberán pactarse en el respectivo contrato de interconexión.

Art. 15. Los costos de la interconexión entre distribuidores, entre transmisor y distribuidor, entre generador y transmisor, entre generador y distribuidor y entre transmisor y usuario final, así como los costos asociados a las modificaciones o adecuaciones requeridas en las redes existentes para realizar la interconexión, serán por cuenta del solicitante.

Art. 16. El contrato entre las partes deberá incluir todas las condiciones que permitirán verificar el estado del sistema de medición y obligarán a ambas partes a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren las condiciones físicas del sistema de medición y de la programación de los medidores de energía utilizados en la interconexión.

Art. 17. Los operadores involucrados en una interconexión, serán responsables ante sus usuarios por las interrupciones que los afecten, independientemente del arreglo al que lleguen las partes involucradas en la interconexión.

Art. 18. Para el caso de las interconexiones internacionales, éstas se sujetarán a las disposiciones establecidas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), sin perjuicio de la aplicación del marco regulatorio vigente en el país.

Art. 19. Presentada una solicitud de interconexión, el transmisor o distribuidor requeridos, dispondrán de un plazo de tres (3) días después de la presentación de la referida solicitud para informar a la SIGET al respecto. Así mismo, de manera simultánea, deberán notificarse tanto a los solicitantes como a la SIGET las observaciones, deficiencias y resultados de cada solicitud de interconexión.

Art. 20. La negativa a permitir la interconexión o el uso de las instalaciones para el transporte de la energía eléctrica sin causa justificada, serán sancionados conforme a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su respectivo reglamento.

Art. 21. Sin perjuicio de lo establecido en la Ley General de Electricidad, en la Ley de Competencia, sus respectivos reglamentos, y demás normas vigentes, los operadores están obligados a respetar las siguientes conductas:

- a) Evitar la imposición de condiciones abusivas relativas a la confección o ejecución de cualquier contrato de interconexión a las instalaciones de transmisión o distribución, tales como: la negativa de suministro de información o datos que puedan solicitarse para la aplicación de esta normativa; la omisión de temas conexos que no se integren al contrato de forma maliciosa; y la incorporación de cláusulas que prohíban revisiones de las condiciones contractuales como resultado de la aplicación de la regulación.
- b) Evitar acciones que intencionalmente obstruyan o demoren las negociaciones.
- c) Prescindir de aplicar acciones coercitivas por parte de un operador para obtener de otro operador o usuario un contrato con beneficios para el primero, adicionales a los que obtendría de una negociación libre.
- d) Evitar acciones que tiendan a propiciar la falta de información y/o que la SIGET tome conocimiento de los resultados del proceso de autorización y/o de los términos del contrato de interconexión suscrito entre las partes.

Art. 22. Los operadores están obligados a enviar a la SIGET copia de los contratos de interconexión referidos en esta norma, dentro de los primeros 15 días hábiles del siguiente mes en que fueron suscritos, expresando y haciendo constar la confidencialidad de los mismos. La



SIGET velará por la confidencialidad del contenido de dichos contratos, bajo los términos que se establecen a continuación:

Cláusula de Confidencialidad: La SIGET se obliga a proteger la confidencialidad de toda la información contenida en los contratos a que se hace referencia en el párrafo anterior y no podrá divulgarlos sin previa autorización por escrito de las partes contratantes, salvo las excepciones legales.

TÍTULO II

OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y RESPONSABILIDADES

CAPÍTULO I

OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, RESPONSABILIDAD ANTE INTERRUPCIONES

Art. 23. Los involucrados en una interconexión, serán responsables de la operación y mantenimiento de las instalaciones de su propiedad que sean utilizadas para tal fin, a menos que de común acuerdo se especifique lo contrario en el contrato de interconexión.

Art. 24. Los equipos de las instalaciones de interconexión, protección y seccionamiento, cumplirán las normas técnicas y de seguridad correspondientes.

Art. 25. La puesta a tierra de las instalaciones de la interconexión, deben cumplir con las normas vigentes y aplicables, y se realizará de forma tal que no altere negativamente las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones del transmisor o distribuidor.

Art. 26. El transmisor, distribuidor o usuario interconectado, podrá solicitar a su contraparte involucrada en la interconexión, en forma periódica o cuando se haya producido una falla, la revisión del estado de los equipos de protección, sistema de comunicaciones y sistema de medición oficial de la interconexión. En estas revisiones deberán estar presentes los técnicos que representen a las partes involucradas.

Al finalizar la revisión antes indicada, las partes involucradas, elaborarán un acta en donde queden establecidas las condiciones en las que fueron encontradas las instalaciones de la interconexión (protecciones, sistema de medición, comunicaciones, etcétera) y las condiciones en las que quedaron tales instalaciones al finalizar la inspección.

Art. 27. Cuando se requiera realizar actividades de inspección, reparación o mantenimiento en los puntos de interconexión, estas deberán realizarse en forma coordinada con los involucrados en la interconexión y en los casos que aplique, se deberá coordinar con el operador del sistema de transmisión.

En caso se requiera realizar reparaciones por emergencia en un punto de interconexión, se deberá informar de tal situación en forma inmediata a los involucrados en dicho punto de interconexión, a fin de coordinar a la brevedad los trabajos de reparación que se requieran.

Art. 28. Cuando se realicen suspensiones del servicio por trabajos programados que afecten los puntos de interconexión, cada operador será responsable de notificar a sus usuarios de dicha interrupción, conforme lo establecen las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, Acuerdo No. 192-E-2004 o el que lo sustituya.

El responsable de la interrupción programada, deberá informar sobre dichos trabajos a todos los involucrados en la interconexión con un mínimo de seis (6) días de anticipación.

Dos (2) días posteriores a la ejecución de la interrupción programada, el responsable de la interrupción deberá enviar a los involucrados en la interconexión la información siguiente: fecha y hora de inicio de la interrupción, fecha y hora de finalización de la interrupción, fase(s) afectada(s) y origen de la interrupción (interna o externa).

Art. 29. La construcción de la interconexión podrá realizarse bajo una de las modalidades siguientes:

- a) El operador a quien se le solicita la interconexión o acceso, podrá realizar los trabajos necesarios, así como suministrar los equipos para la construcción de la infraestructura correspondiente. Los gastos en los que se incurra para dicha actividad serán acordados entre las partes. El solicitante a su costo, podrá supervisar los trabajos relacionados con las estructuras y equipos en el punto de interconexión que serán de su propiedad.
- b) El solicitante de la interconexión o acceso, podrá construir por completo la infraestructura correspondiente, debiendo cancelar al operador con el que se interconectará únicamente los gastos por supervisión, puesta en servicio de la interconexión y costos por energía no suministrada (ENS) originados por los trabajos de interconexión.

Las partes involucradas, podrán pactar las horas y costos de la supervisión necesaria para realizar los trabajos de interconexión, en ningún caso, los costos por supervisión podrán ser superiores al cinco por ciento (5%) del costo de montaje de los equipos utilizados para la interconexión.

- c) La infraestructura necesaria para la interconexión o acceso, puede ser construida en forma conjunta entre los involucrados, en cuyo caso los gastos asociados a dichos trabajos serán acordados entre las partes.

Art. 30. La lectura, programación, descarga y mantenimiento del sistema de medición, deberá gestionarse en forma coordinada entre las partes.

Art. 31. Ante fallas por caso fortuito o fuerza mayor que afecten las instalaciones de la interconexión, el reemplazo y la reparación de los equipos e infraestructura dañada, será por cuenta del propietario de tales equipos e instalaciones.

Art. 32. Cuando un operador o usuario interconectado, requiera aumentar en forma significativa la capacidad de retiro de potencia en la interconexión, se deberá hacer la solicitud respectiva a la contraparte involucrada al menos con treinta (30) días de anticipación. El operador al cual se le solicita el aumento de capacidad de retiro, resolverá la factibilidad de dicha solicitud dentro del plazo máximo de veinte (20) días a partir de la recepción de la respectiva solicitud.

En caso de emergencia o transferencia de carga por trabajos programados, se podrá realizar el incremento de carga, previa coordinación entre los involucrados en la interconexión.

Art. 33. Cuando un operador o usuario interconectado requiera aumentar su capacidad de inyección de potencia (generación), deberá proceder a realizar los estudios necesarios para adecuar la interconexión. En tal sentido, deberá solicitar al operador con el cual se encuentra interconectado, los parámetros, modelos y toda otra información necesaria para realizar la actualización de los estudios correspondientes; dicha información deberá ser entregada al



solicitante dentro del plazo máximo de tres (3) días, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información.

La base de datos y el modelo necesarios para realizar los estudios, será entregada sin costo alguno para el solicitante.

SIGET

Art. 34. El interesado en incrementar la inyección de potencia, deberá presentar a su contraparte involucrada en la interconexión, una solicitud acompañada de los estudios y análisis correspondientes. El operador al cual se le solicita el aumento de capacidad de inyección de potencia, resolverá la aceptación o rechazo de dicha solicitud, dentro del plazo máximo de treinta (30) días a partir de la recepción de la solicitud de incremento de inyección de potencia.

Art. 35. Los costos asociados al incremento de capacidad de retiro o inyección de potencia en la interconexión, serán por cuenta del solicitante.

TÍTULO III

ACCESO A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO I

INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

SECCIÓN PRIMERA FACTIBILIDAD

Art. 36. El interesado en interconectarse con las instalaciones del distribuidor, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al mismo, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre o razón social y domicilio del solicitante.
- b) Descripción general de las instalaciones para las cuales solicitará el acceso al sistema de distribución.
- c) El punto de las instalaciones de distribución para el cual solicita la interconexión.
- d) Declaración de la potencia que retirará o inyectará.
- e) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- f) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

Art. 37. En caso de existir deficiencias en la solicitud de factibilidad de acceso, el distribuidor dentro del plazo máximo de cinco (5) días a partir de la recepción de la misma, comunicará al solicitante las deficiencias observadas, para que éste las subsane dentro del plazo máximo de cinco (5) días.

Art. 38. El distribuidor, dentro del plazo máximo de diez (10) días contados a partir de la recepción de la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones de distribución, comunicará al solicitante sobre la existencia o no de capacidad de las instalaciones en el punto solicitado.

La resolución que emita el distribuidor respecto de la factibilidad de acceso, no constituye autorización o aval para la interconexión.

Art. 39. Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el solicitante, el distribuidor deberá notificar a éste sobre dicha circunstancia. La notificación deberá estar acompañada por un informe en donde deberá quedar técnicamente justificada dicha incapacidad, y deberá contener propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de distribución; si ello fuera posible, o indicar los refuerzos necesarios en la red de distribución para eliminar la restricción de acceso en el punto para el cual se solicita la interconexión.

Art. 40. Cuando la resolución de la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones del distribuidor sea favorable, el distribuidor notificará al solicitante dicha resolución, incluyendo en dicho acto, la siguiente información:

- a) Parámetros y curvas de coordinación del equipo de protección que se encuentre aguas arriba del punto en donde se solicita la interconexión.
- b) Corriente de corto circuito en el punto para el cual se solicita la interconexión.
- c) El equivalente y parámetros del circuito al cual pertenece el punto para el que se solicita la interconexión.
- d) Indicadores globales de calidad del servicio técnico TTIK, FMIK, SAIDI y SAIFI del circuito en el cual se realizará la interconexión.
- e) En caso de ser necesario, el equivalente de la red de distribución con todos los elementos y parámetros necesarios para realizar los estudios correspondientes.
- f) Toda otra información necesaria para realizar los estudios requeridos según el tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia).

La información antes enumerada, deberá ser entregada en forma impresa y en formato digital, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información entre las partes involucradas.

La base de datos y el modelo necesarios para realizar los estudios, así como el resto de información antes descrita, será entregada sin costo alguno para el solicitante.

Art. 41. Los estudios requeridos para la interconexión, podrán ser realizados por el solicitante, o a solicitud de éste por el distribuidor o por tercero, previo acuerdo entre las partes.

100 113
113
113



Art. 42. Dentro del plazo de diez (10) días a partir de la notificación de la factibilidad de acceso, el distribuidor y el solicitante de la interconexión, elaborarán un informe en el que quedarán establecidos los escenarios de referencia y condiciones de operación que de común acuerdo serán utilizados para la realización de los estudios.

El distribuidor al cual se le solicita la interconexión, dentro del plazo máximo de dos (2) días a partir del plazo establecido para la elaboración del informe antes descrito, remitirá a la SIGET copia de dicho informe en forma impresa y digital.

SECCIÓN SEGUNDA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN

Art. 43. El interesado en interconectarse a las instalaciones del distribuidor, deberá presentar solicitud por escrito al mismo, dicha solicitud deberá estar acompañada de los estudios correspondientes según el tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia) y de la información que se detalla a continuación:

- a) Copia de la resolución de la solicitud de factibilidad de la interconexión, emitida por el distribuidor.
- b) Nombre o razón social, el domicilio legal y la actividad principal del solicitante.
- c) Formulario de solicitud de la interconexión, debidamente completado y firmado por un ingeniero electricista.
- d) Copia de los documentos que demuestren la existencia legal de la persona que solicita la interconexión.
- e) En el caso de operadores, deberá anexar copia de la boleta de inscripción como tal en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET.
- f) En el caso de personas jurídicas, copia del Documento Único de Identidad (DUI) del Representante Legal o Apoderado; o en su caso, de cualquier documento que posibilite la identificación inequívoca como pasaporte o carné de residente permanente.
- g) Declaración de la potencia que retirará o inyectará en kVA o kW.
- h) Proyección de máxima demanda en el punto de interconexión para los próximos 5 años.
- i) Estudios conforme a lo establecido en los capítulos II, III y IV del título III, según el tipo de interconexión a realizar (retiro o inyección de potencia).
- j) Diseño de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de distribución y los criterios utilizados en el mismo; así como la descripción, características técnicas y parámetros de los equipos que conforman dicha instalación (reconectador, interruptor,

seccionadores, pararrayos, cortacircuitos, transformadores de potencial y corriente, equipos de comunicación, equipos de medición, etc.). Se deberá entregar copia del plano en formato digital. La aplicación informática con la cual se elaboren los planos, deberá ser compatible con la utilizada por el distribuidor.

La simbología a utilizar para la elaboración de los planos, será la establecida en el estándar IEEE-315-1975 o el que lo reemplace.

- k) En caso se solicite que la interconexión sea construida por el distribuidor, presentar solicitud de elaboración de presupuesto. La vigencia del presupuesto entregado por el distribuidor será de seis (6) meses a partir de la fecha de entrega al solicitante de la interconexión.
- l) Parámetros del dispositivo de protección y medición que se propone instalar en la interconexión.
- m) Fecha estimada para la puesta en operación de la interconexión.
- n) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso que no se cumpla con uno o más de los requisitos antes mencionados y que sean aplicables según el tipo de interconexión (inyección o retiro de potencia), la solicitud y sus anexos serán devueltos al solicitante, a efectos de que sea completada la información y se presente nuevamente para revisión y análisis del distribuidor.

Art. 44. Cuando el solicitante de la interconexión sea un operador debidamente inscrito en el registro adscrito a la SIGET, deberá presentar la documentación que compruebe la propiedad de la infraestructura eléctrica utilizada para la interconexión. Caso contrario, deberá presentar factura de compra de los equipos, materiales y accesorios utilizados.

En el caso del equipo de medición, se deberá presentar constancia de calibración y exactitud, realizada por una empresa o entidad calificada o someter el equipo a calibración por parte del distribuidor, previo pago por la prestación de dicho servicio, en este último caso, el distribuidor deberá emitir la certificación correspondiente al solicitante.

Art. 45. En caso de existir deficiencias en la solicitud de interconexión, el distribuidor, dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción de la solicitud de interconexión, comunicará al solicitante dichas deficiencias, para que éste subsane lo observado. Por su parte, el solicitante de la interconexión dentro del plazo máximo de quince (15) días a partir de la recepción de la notificación del distribuidor, deberá subsanar lo observado.

El solicitante de la interconexión podrá solicitar extensión del plazo antes indicado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de quince (15) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido en plazo sin que sean subsanadas las observaciones, el distribuidor podrá declarar la caducidad del trámite de interconexión.

19.12.2010

111



Art. 46. Recibida la solicitud de interconexión con todos los estudios e información requerida, el distribuidor dispondrá de treinta (30) días para notificar la aceptación o no de dicha solicitud de interconexión.

DIGET

En el caso de los pequeños generadores, el distribuidor al que se le solicita la interconexión podrá construir, modificar o adecuar toda la infraestructura eléctrica necesaria tal como líneas eléctricas, equipos de seccionamiento y protección, sistema de medición, entre otros, para garantizar el acceso al sistema de distribución. Los costos en los que se incurra por dicha actividad, serán considerados en la determinación del cargo de distribución quinquenal de la próxima revisión tarifaria, de conformidad con las "NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN", Acuerdo No. 328-E-2006; o el que lo sustituya.

Art. 47. El distribuidor podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones. La solicitud de información adicional por parte del distribuidor, deberá estar técnicamente justificada.

La información solicitada deberá ser presentada dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción del requerimiento del distribuidor. Dicho plazo podrá ser prorrogado cuando el retraso en la entrega de la información no sea imputable al solicitante de la interconexión. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido el plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 48. El distribuidor podrá denegar el acceso a sus instalaciones cuando ello represente un riesgo para la operación o seguridad del sistema, de las instalaciones o de personas, en cuyo caso, deberá notificar al solicitante sobre dicha situación. La notificación de no aceptación de la interconexión, deberá ir acompañada del respectivo informe, en el cual deberá quedar técnicamente justificada la no aceptación de la interconexión, así como contener las propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de distribución, si ello fuera posible, o los refuerzos necesarios en la red de distribución para superar la restricción de acceso en el punto solicitado.

Art. 49. Una vez obtenida la resolución favorable sobre la solicitud de interconexión a las instalaciones del distribuidor en el punto requerido, el solicitante presentará el programa de ejecución de las obras de interconexión. Dentro del plazo máximo de diez (10) días, el distribuidor, notificará al interesado sobre la aceptación o rechazo de dicho programa.

Dentro del plazo máximo de cinco (5) días, el distribuidor, notificará al interesado sobre deficiencias en el programa de ejecución en caso las hubiere, a fin de que éste subsane lo observado.

La documentación para superar las deficiencias en el programa de ejecución deberá ser presentada dentro del plazo máximo de veinte (20) días a partir de la fecha de recepción de la notificación por parte del distribuidor. Cuando las causas en el retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de diez (10) días. Transcurrido el plazo sin que sea

recibida la documentación complementaria, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 50. La notificación de aceptación del proyecto tendrá una vigencia de sesenta (60) días a partir de la fecha de recepción de la notificación de aceptación del programa de ejecución. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido dicho plazo sin que inicien las obras de interconexión, el distribuidor podrá declarar la terminación del trámite de interconexión.

Art. 51. El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los sesenta (60) días contados a partir de la fecha en que fue aprobado el acceso al sistema de distribución por parte del distribuidor. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido dicho plazo el distribuidor podrá declarar la caducidad del trámite.

Art. 52. Los estudios a realizar dependerán del tipo de interconexión a ejecutar, pudiendo ser estas interconexiones para el retiro de potencia o interconexiones para la inyección de potencia a la red de distribución.

CAPÍTULO II

REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS

Art. 53. Los estudios asociados a la interconexión se realizarán para las situaciones y condiciones de operación adversas previsibles al momento de hacer efectiva la interconexión de las nuevas instalaciones, las cuales deben ser acordadas entre el distribuidor y el solicitante.

Art. 54. Los estudios que serán desarrollados por el solicitante tienen que ser realizados para la condición actual y para la condición que incluya el nuevo punto de interconexión, con el fin de:

- a) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados por el solicitante.
- b) Evaluar los requerimientos de equipos de protección, seccionamiento y control para obtener una operación segura y confiable de las instalaciones.
- c) Evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, con el fin de reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de distribución, en caso se superen los niveles máximo admisibles en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- d) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada, sobre el perfil de tensión en el punto de interconexión.



Art. 55. Dependiendo del tipo de interconexión (retiro o inyección de potencia), se deberán analizar específicamente los aspectos siguientes:

SIGET

- a) Los cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.
- b) El adecuado funcionamiento del sistema de protección en el punto de interconexión.
- c) Los niveles del contenido armónico inyectado a la red, verificando que no superen los niveles máximos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.

CAPÍTULO III

ESTUDIOS PARA INTERCONEXIÓN A PUNTOS DE RETIRO DE POTENCIA EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Art. 56. El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el distribuidor los escenarios de referencia para los estudios.

Art. 57. El solicitante o quien éste designe, deberá realizar los estudios técnicos correspondientes, según las características de la interconexión, los cuales se ajustarán a las siguientes pautas metodológicas:

1. Estudios de fallas en el sistema de distribución

- a) Dependiendo de las características de la interconexión (trifásica, bifásica o monofásica), se realizarán cálculos de cortocircuito trifásico, bifásico (con y sin contacto a tierra) y monofásico, en el punto de interconexión.
- b) Para efectos de análisis, el solicitante para el desarrollo del estudio, puede considerar un equivalente del circuito de distribución al cual pertenece el punto de interconexión o en caso de ser necesario, un equivalente del sistema de distribución.

El equivalente del circuito de distribución o del sistema de distribución involucrado en el estudio, así como los parámetros y toda información necesaria para realizar los estudios, será proporcionado por el distribuidor a quien se le solicita la interconexión.

- c) El solicitante debe indicar el valor y/o el incremento de la corriente de cortocircuito en el punto de interconexión.
- d) Se evaluará si los equipos existentes en el punto de interconexión, son adecuados para operar bajo las nuevas condiciones de corriente de cortocircuito.

2. Estudios de Coordinación de Protecciones

- a) El nuevo punto de interconexión al sistema de distribución debe cumplir con los siguientes requerimientos en su sistema de protecciones: selectividad, celeridad, confiabilidad, robustez, y deberá actuar de manera coordinada con los sistemas existentes.
- b) El solicitante debe realizar los estudios de coordinación de protecciones que sean necesarios para evitar que las fallas que ocurran en sus instalaciones afecten a las del distribuidor con el que se interconectará o las de terceros.
- c) Se deberán analizar diferentes tipos de fallas, balanceadas y desbalanceadas, con el objeto de evaluar el desempeño de los equipos de protección de las nuevas instalaciones y verificar la adecuada coordinación en su actuación con las protecciones existentes en el punto de interconexión del sistema de distribución.

3. Estudios de Análisis Armónico

El solicitante debe realizar estudios de análisis de componentes armónicos, para lo cual deberá considerar los aspectos siguientes:

- a) Analizar si la interconexión causará efectos adversos en la operación del sistema eléctrico, producidos por el fenómeno de resonancia armónica y/o sobrecalentamiento.
- b) Indicar las características principales de los tipos de carga y en caso de existir, las componentes armónicas generadas en el punto de interconexión.
- c) Presentar los resultados de estos estudios en forma tabular y gráfica, los cuales permitirán la identificación de los Factores Máximos de Distorsión Armónica, totales e individuales, hasta el orden 40, en las ondas de corriente y de voltaje obtenidos en el punto de interconexión.
- d) En caso de ser necesario, analizar la solución particular con el fin de determinar la aplicación de algunas de las técnicas de mitigación de componentes armónicas.

4. Estudios de Reactivos

El solicitante deberá realizar en conjunto con la distribuidora, un estudio de la cantidad de reactivos a ser inyectados a la red de distribución, a fin de determinar las compensaciones necesarias a ser instaladas en su infraestructura para mitigar el impacto resultante en la red del distribuidor.

Art. 58. El solicitante documentará los estudios en un informe técnico que acompañará a la solicitud de interconexión, el cual además de contener los resultados, conclusiones y recomendaciones, deberá incluir como mínimo:



- a) Detalle de los escenarios e hipótesis aplicadas en los estudios y acordados con el distribuidor.
- b) Los datos, parámetros y modelos no contenidos en los datos proporcionados por el distribuidor.
- c) Detalle de las características técnicas, planos y esquemas de las nuevas instalaciones cuya interconexión se solicita, o de las modificaciones a las instalaciones existentes.
- d) Los archivos utilizados en los estudios, en medio digital.
- e) Toda otra información relevante utilizada para realizar el estudio.

CAPÍTULO IV

ESTUDIOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Art. 59. El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el distribuidor los escenarios de referencia para los estudios.

Art. 60. Los estudios estarán orientados a verificar que la interconexión con el generador, no producirá efectos adversos en el sistema de distribución y en caso de producirlos, se deberán evaluar las medidas de mitigación a ejecutar.

Art. 61. Los estudios que serán desarrollados por el solicitante o quien éste designe, tienen que ser realizados para la condición actual y para la condición que incluya el nuevo punto de interconexión, con el fin de:

- a) Evaluar el impacto de la interconexión del generador en la red de distribución, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados, a fin de mantener la estabilidad y seguridad del sistema.
- b) Evaluar los requerimientos de equipos de protección, seccionamiento y control para obtener una operación segura y confiable de las instalaciones.
- c) Evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, con el fin de reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de distribución, en caso se superen los niveles máximos admisibles en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución.
- d) Definir los ajustes de los equipos de regulación de tensión instalados en la red de distribución.
- e) Definir los ajustes de los equipos de protección, existentes o a instalar en la red de distribución.

Art. 62. Los estudios presentados por el solicitante deberán considerar los aspectos siguientes:

- a) Los cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.
- b) El adecuado funcionamiento del sistema de protección en el punto de interconexión.
- c) En caso de existir, los niveles de contenido armónico introducidos en la red de distribución, verificando el cumplimiento de los niveles máximos establecidos en las Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución emitidas por la SIGET.
- d) Capacidad de líneas de distribución, equipos de protección y seccionamiento instalados.
- e) Niveles de tensión producidos por efecto de la entrada en operación del generador.
- f) Flujo de potencia en las horas de mínima demanda.

Art. 63. A continuación se enumeran los posibles estudios a realizar para interconectarse a las instalaciones del distribuidor:

- a) Estudio de Flujo de Carga.
- b) Estudio de Cortocircuito.
- c) Estudio de Coordinación de Protecciones.
- d) Estudio de Transitorio Electromagnético.
- e) Estudio de Estabilidad Transitoria.

El distribuidor y el solicitante de la interconexión, analizarán y acordarán, los estudios a efectuar en función del impacto que podría generar la nueva instalación en la red de distribución.

Dichos estudios serán documentados y presentados en un informe técnico que acompañará a la solicitud de interconexión y deberán contener los resultados, conclusiones y recomendaciones, incluyendo:

- a) Escenarios e hipótesis aplicadas en los estudios.
- b) Datos, parámetros y modelos utilizados.
- c) Detalle de las características técnicas, planos y esquemas de las instalaciones del generador y del punto de interconexión.
- d) Variación de la condición de operación actual como resultado de la conexión del generador.
- e) Medidas de mitigación e inversiones a realizar a causa de la interconexión del generador.



SIGET

- f) Toda información relevante del estudio.

CAPÍTULO V

APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Art. 64. Una vez recibida la solicitud de interconexión, el distribuidor procederá con la revisión de los estudios presentados por el solicitante, para lo cual deberá verificar que:

- a) La información proporcionada sea completa, y que los programas de simulación empleados en los estudios sean adecuados para tal fin.
- b) Los escenarios analizados sean los acordados entre el distribuidor y el solicitante, de conformidad con el punto de interconexión.
- c) Los resultados obtenidos reflejen debidamente el comportamiento del sistema y las consecuencias sobre el mismo a causa de la nueva interconexión.

Art. 65. En el caso que el distribuidor detecte la existencia de aspectos incorrectos o no contemplados en los estudios, en el diseño de las instalaciones de interconexión o características técnicas de los equipos propuestos, dichas circunstancias se harán del conocimiento del solicitante a fin de que subsane lo observado dentro del plazo máximo de treinta (30) días, en cuyo caso, se devolverá la información remitida.

El solicitante podrá pedir ampliación del plazo antes mencionado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Si transcurrido dicho plazo no se han subsanado los señalamientos, el distribuidor podrá declarar sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 66. El distribuidor aprobará la solicitud cuando los resultados de los estudios demuestren que las instalaciones a interconectar no representan un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

Art. 67. En el caso que la interconexión se realice en la subestación del distribuidor, en la notificación de la aprobación de la solicitud de interconexión, el distribuidor deberá comunicar al solicitante, que el espacio físico para realizar la interconexión, se reservará hasta la fecha programada de entrada en operación de la obra de interconexión. El plazo de dicha reservación podrá prorrogarse a requerimiento del solicitante, por causa debidamente justificada y en no más de dos (2) oportunidades y por un período total no mayor de sesenta (60) días.

CAPÍTULO VI

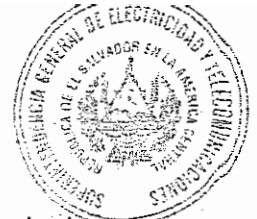
CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

Art. 68. El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los sesenta (60) días de haber sido aprobado el acceso al sistema de distribución por parte del distribuidor. El solicitante podrá solicitar extensión del plazo antes mencionado, cuando las causas en el retraso no sean imputables a éste. El plazo concedido será como máximo de treinta (30) días y en no más de dos (2) ocasiones. Transcurrido tal plazo el distribuidor podrá declarar la terminación del trámite de interconexión.

Art. 69. El contrato de interconexión deberá contener los elementos mínimos detallados en el presente capítulo. Sin embargo, las partes involucradas en la interconexión podrán agregar de mutuo acuerdo, los elementos adicionales que consideren pertinentes.

Art. 70. El Contrato de interconexión deberá contener como mínimo los elementos siguientes:

- a) Fecha de habilitación de la interconexión requerida por el solicitante.
- b) Ubicación del punto de interconexión con el sistema de distribución.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante, en el punto de interconexión con el sistema de distribución.
- d) Descripción de las instalaciones del distribuidor que se utilizarán para la interconexión.
- e) Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a la interconexión.
- f) Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, para su operación y mantenimiento.
- g) Determinación de la conexión física que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- h) En los casos que aplique, el pago correspondiente al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del distribuidor conforme el requerimiento del solicitante.
- i) Límite de responsabilidad de las partes.
- j) Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- k) Compensación por energía no suministrada.



- l) Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición, entre otros.
- m) Responsabilidad por bajo factor de potencia.
- n) En los casos que aplique, la metodología de ajuste de precios de arrendamiento de instalaciones y periodicidad de aplicación.
- o) Período de revisión y auditoría de los equipos que forman parte de la interconexión.
- p) Formas de terminación anticipada del contrato.

CAPÍTULO VII

ASIGNACIÓN DE PUNTOS DE INTERCONEXIÓN EN LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Art. 71. En caso se presenten varias solicitudes de acceso a un mismo punto de interconexión a las instalaciones de distribución, la empresa distribuidora deberá priorizar con base en los criterios siguientes:

- a) El interés público prevalecerá sobre el particular.
- b) Seguridad y confiabilidad del sistema.
- c) Garantizar el suministro a la mayor cantidad de usuarios.
- d) Capacidad disponible en el punto de interconexión.
- e) Capacidad técnica y financiera del solicitante para ejecutar y operar la interconexión.
- f) Fecha de presentación de la solicitud con toda la información y estudios requeridos.
- g) Que el solicitante no posea interconexión con las instalaciones del distribuidor en el punto para el cual se solicita la interconexión.

TÍTULO IV

ACCESO A PUNTOS DE INYECCIÓN DE POTENCIA EN LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR

CAPÍTULO I

INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR

SECCIÓN PRIMERA

FACTIBILIDAD

Art. 72. El solicitante de una interconexión para inyección de potencia en las instalaciones del transmisor, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al mismo, la cual deberá contener como mínimo la información siguiente:

- a) Nombre o razón social, domicilio, y la actividad principal del solicitante.
- b) Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud; así como copia de los documentos que lo acrediten como tal.
- c) Descripción de las instalaciones y/o equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- d) El punto de la red al cual se pretende interconectar.
- e) Declaración de la potencia que inyectará.
- f) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- g) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

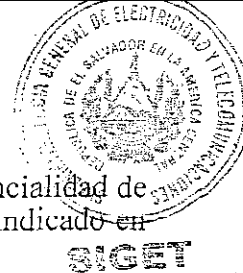
Art. 73. El transmisor dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción de la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones de transmisión, comunicará al solicitante sobre la existencia o no de capacidad de la red de transmisión en el punto solicitado.

La resolución que emita el transmisor respecto de la factibilidad de acceso, no constituye autorización o aval para la interconexión.

Art. 74. Cuando no se disponga de capacidad suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el solicitante, el transmisor deberá notificar al solicitante sobre dicha situación, la notificación deberá estar acompañada por un informe en donde deberá quedar técnicamente justificada dicha incapacidad, y deberá contener propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de transmisión, si ello fuera posible, o indicar los refuerzos necesarios en la red de transmisión para eliminar la restricción de acceso.

Art. 75. Una vez el solicitante reciba la resolución favorable de la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones del transmisor, deberá pedir al mismo la base de datos y el modelo que contiene los parámetros de los componentes del sistema interconectado salvadoreño, de conformidad con lo establecido en el capítulo III del presente título. Dentro del plazo máximo de tres (3) días a partir de la recepción de la solicitud, el transmisor entregará al solicitante, la base

103.



de datos y el modelo, sin costo alguno, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información. Dicha información podrá ser utilizada únicamente para el propósito indicado en la solicitud de interconexión.

Art. 76. Los estudios requeridos para la interconexión, podrán ser realizados por el solicitante, o a solicitud de éste por el transmisor o por tercero, previo acuerdo entre las partes.

Art. 77. Dentro del plazo de quince (15) días a partir de la notificación de la factibilidad de acceso, el transmisor y el solicitante de la interconexión, elaborarán un informe en el que quedaran establecidos los escenarios de referencia y condiciones de operación que de común acuerdo serán utilizados para la realización de los estudios.

El transmisor al cual se le solicita la interconexión, dentro del plazo máximo de dos (2) días a partir del plazo establecido para la elaboración del informe antes descrito, remitirá a la SIGET copia de dicho informe en forma impresa y digital.

SECCIÓN SEGUNDA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN

Art. 78. El interesado que requiera interconectar nuevas instalaciones de generación, o una ampliación de la potencia y condiciones declaradas, deberá presentar solicitud por escrito al transmisor la cual, además de los estudios y documentación correspondientes, deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre o razón social, domicilio, y la actividad principal del solicitante.
- b) Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud; así como copia de los documentos que lo acrediten como tal.
- c) En el caso de operadores, copia de su inscripción como tal en el registro de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
- d) Descripción y características técnicas de las instalaciones y/o equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión. En el caso de ampliaciones de transporte, generación o distribución, se deben incluir los criterios de diseño de la ampliación propuesta.
- e) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión y el cronograma de construcción de las instalaciones, el cual deberá contener las fechas en las cuales se prevé que se realizarán trabajos que alteren la operación del sistema de transmisión.
- f) Estudios del sistema de transmisión, en régimen permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, de acuerdo a las especificaciones indicadas en la presente norma.
- g) Diseño y criterios de diseño de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.

- h) Diseño del esquema de protecciones, en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- i) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso de que no se cumpla con uno o más de los requisitos antes mencionados, la solicitud y sus anexos serán devueltos a efectos de que sea completada la información, y se presente nuevamente para revisión y análisis del transmisor.

Art. 79. En caso de existir deficiencias en la solicitud de interconexión, el transmisor, dispondrá de diez (10) días para comunicar al solicitante dichas deficiencias, para que este subsane lo observado.

Art. 80. Recibida la solicitud de interconexión con todos los estudios e información requerida, el transmisor dispondrá de treinta (30) días para notificar la aceptación o rechazo de la solicitud de interconexión.

Art. 81. El transmisor, con la debida justificación técnica, podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones.

Art. 82. La documentación adicional requerida para superar las deficiencias de la solicitud de interconexión, deberá ser presentada dentro del plazo máximo de sesenta (60) días a partir de la recepción de la notificación. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido el plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 83. Una vez cumplidos los requisitos y trámites establecidos en la solicitud de interconexión, la empresa transmisora notificará al interesado la aceptación o no de la misma. La notificación de aceptación del proyecto tendrá una vigencia de noventa (90) días a partir de la recepción de la notificación. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido el plazo sin que inicien las obras de interconexión, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 84. La evaluación de la capacidad de acceso y la definición de los eventuales refuerzos tendrán en cuenta los criterios de operación y seguridad del sistema, de instalaciones y personas, y los planes de desarrollo de la red de transmisión.

Art. 85. En caso de condición de emergencia en el sistema de transmisión decretada por la Unidad de Transacciones (UT), el acceso a nuevos puntos de interconexión en las instalaciones de transmisión, podrá restringirse temporalmente para garantizar el cumplimiento de los criterios de operación o seguridad del sistema, instalaciones o personas.



SIGET

CAPÍTULO II

REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS

Art. 86. Los estudios se realizarán para las situaciones y condiciones de operación adversas previsibles al momento de hacer efectiva la interconexión de las nuevas instalaciones al sistema de transmisión, las cuales deben ser acordadas entre el transmisor y el solicitante.

Art. 87. Los estudios que serán desarrollados por el solicitante tienen que ser analizados con el sistema interconectado y aislado, con el fin de:

- a) Evaluar el desempeño del sistema eléctrico en condiciones de operación normal y en emergencia, con todos sus elementos de transmisión, compensación y maniobra disponibles, y ante simple contingencia, considerando los requerimientos de niveles de calidad, criterios de seguridad en la operación y de desempeño mínimo contemplados en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (en adelante ROBCP).
- b) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o instalados por el solicitante debido a eventuales sobrecargas, sobrecorrientes y/o sobretensiones.
- c) Comprobar el desempeño del sistema eléctrico ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, originados en perturbaciones de diferente grado de severidad y maniobras en la red, con el objeto de identificar las medidas correctivas que resulten necesarias.

Art. 88. Dependiendo del tipo de equipamiento a conectar al sistema de transmisión, se deberán analizar específicamente los aspectos siguientes:

- a) La suficiencia de la capacidad de los equipos existentes del sistema de transmisión.
- b) La afectación de los niveles de tensión de la red debida a los cambios en la magnitud y eventualmente la dirección de los flujos de potencia, verificando que la tensión siempre se mantenga dentro de los límites de tolerancia establecidos por los criterios de desempeño mínimo establecidos en el ROBCP.
- c) Los cambios en los niveles de sobretensión, corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.
- d) Los niveles de perturbación introducidos en la red, verificando el cumplimiento de los niveles máximos establecidos en el ROBCP (contenido de armónicas, parpadeo, etc.).
- e) La detección de eventuales sobrecargas en equipos de subestación, tales como transformadores de corriente, transformadores de potencial, interruptores, seccionadores y pararrayos, que pudieran conducir a interrupciones del servicio.
- f) Además, para el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, el impacto de las perturbaciones ocurridas más allá del nodo en frontera sobre el funcionamiento de la red de transmisión existente.

CAPÍTULO III

BASES DE DATOS Y ESCENARIOS

Art. 89. El solicitante realizará los estudios indicados en la presente norma, utilizando la base de datos y el modelo que contiene los parámetros de los componentes del sistema interconectado salvadoreño, los cuales podrán obtenerse en las oficinas centrales del transmisor.

El transmisor entregará al interesado la base de datos y el modelo, sin costo alguno, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información. Dicha información podrá ser utilizada únicamente para el propósito indicado en la solicitud de interconexión.

Art. 90. El solicitante de la interconexión, deberá dirigirse por escrito al transmisor para los efectos de solicitar la base de datos y el modelo del sistema de transmisión, para lo cual incluirá:

- a) Descripción general de las instalaciones para las que solicita acceso al sistema de transmisión.
- b) Localización prevista de tales instalaciones y punto de la red de transmisión al cual se pretende acceder.
- c) Fecha prevista para el ingreso de las nuevas instalaciones.

Dentro del plazo máximo de tres (3) días a partir de la recepción de la solicitud, el transmisor entregará al solicitante la base de datos y el modelo, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información. Dicha información podrá ser utilizada únicamente para el propósito indicado en la solicitud de interconexión.

Art. 91. El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el transmisor los escenarios de referencia para los estudios, los que deberán reunir las siguientes características:

- a) Ser representativos de los estados de operación del sistema eléctrico con el parque de generación, la demanda, los sistemas de regulación, protección y control, las ampliaciones y/o incorporaciones de equipamientos previstos para el momento de entrada en servicio de la interconexión, que cuenten con la autorización correspondiente.
- b) Mostrar la sensibilidad y robustez de las instalaciones cuando son sometidas a los distintos escenarios de operación, y reflejar aquellas situaciones de mayor compromiso y exigencia para las mismas, incluyendo la interconexión y/o ampliación solicitada.

CAPÍTULO IV

ESTUDIOS A REALIZAR

Art. 92. El solicitante deberá realizar los estudios técnicos correspondientes, según las características de la interconexión, los cuales se ajustarán a las siguientes pautas metodológicas:

11000 990



1. Estudios de la operación en régimen permanente:
 - a) Mediante estudios de flujo de potencia se debe verificar la adecuada capacidad de los equipamientos existentes y el cumplimiento de los criterios de seguridad en la operación estática y de desempeño mínimo, establecidos en el ROBCP.
 - b) El solicitante debe analizar el funcionamiento de la red con todos sus elementos de transmisión y compensación en servicio y ante contingencias simples (condición N-1), es decir, aquellas situaciones de operación con un elemento de transmisión indisponible.
 - c) Se deberán realizar las evaluaciones correspondientes a contingencias múltiples de alta probabilidad de ocurrencia. En todos los casos, deberán estudiarse aquellas condiciones que representen máxima exigencia al sistema de transmisión.

2. Estudios de fallas en el sistema de transmisión:
 - a) Se realizarán cálculos de cortocircuito trifásico, bifásico (con y sin contacto a tierra) y monofásico, en todos los nodos de la red.
 - b) Se determinarán las corrientes de falla en los elementos de transmisión, las corrientes de secuencia negativa que circularán por los generadores, las corrientes de secuencia cero en neutros de transformadores de potencia conectados a tierra, y los niveles de falla en cada uno de los nodos de la red.
 - c) Cuando se trate de la interconexión a la red de nueva generación o una modificación del equipo existente; se debe determinar el decaimiento de la amplitud de la corriente de falla en los generadores, teniendo en consideración el tiempo de operación de los interruptores.
 - d) Verificar que los niveles de potencia de cortocircuito no sobrepasen los valores de diseño de los equipamientos existentes; si dichos valores se sobrepasan, el solicitante deberá sustituirlos a su costo, como parte del proyecto.
 - e) El solicitante debe indicar cuál es el incremento de la potencia de cortocircuito en cada punto del sistema por efecto de la inserción en la red de la nueva instalación y/o modificación.

3. Estudios de estabilidad transitoria. Los estudios a realizar deberán cumplir, como mínimo, con los objetivos siguientes:
 - a) Evaluar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico frente al impacto de contingencias dinámicas de diferente grado de severidad y verificar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo definidos para la operación dinámica.
 - b) Verificar la compatibilidad de los tiempos de operación de las protecciones del sistema eléctrico en el libramiento de fallas, con los requerimientos derivados de mantener el sincronismo del sistema.
 - c) Verificar la adecuación de los tiempos de apertura monofásica a las condiciones de estabilidad del sistema de potencia, cuando se utilizan mecanismos de recierre monofásico.

- d) Verificar la robustez del sistema de protecciones durante los regímenes de oscilación de potencia, siguientes al libramiento de fallas.
- e) Evaluar los efectos sobre la red originados por cargas con grandes variaciones instantáneas de corriente, y operaciones que puedan conducir a una caída de tensión en algunos puntos del sistema y a la desconexión de otras cargas rotatorias por actuación de las protecciones.
- f) La extensión de las simulaciones será como mínimo de cinco (5) segundos, medidos a partir del momento en que se aplica la primera perturbación. De ser necesario, este intervalo de tiempo se debe extender hasta que el sistema demuestre haber alcanzado un nuevo estado de equilibrio.

4. Estudios de transitorios electromagnéticos:

- a) El solicitante debe realizar estudios de transitorios electromagnéticos para comprobar que la nueva interconexión y/o ampliación del sistema de transmisión, no compromete el aislamiento de los componentes del sistema de potencia, la capacidad de disipación de energía de los dispositivos de protección o los tiempos de actuación de los sistemas de protección.
- b) Los tipos de simulaciones a incluir dentro del estudio dependerán de las particularidades y criticidad de la interconexión y/o ampliación solicitada. En forma general, podrán considerarse las siguientes:
 - i) Energización de líneas de transmisión.
 - ii) Transitorios de fallas monofásicas.
 - iii) Determinación de tensiones transitorias de restablecimiento.
 - iv) Extinción del arco secundario.
 - v) Sobretensiones ante la apertura de fallas.
 - vi) Energización y desenergización de transformadores, cargas capacitivas e inductivas.
- c) Estos estudios deben permitir la identificación de los esfuerzos extremos a que se verá sometido el equipamiento existente para verificar que no se provoque daño a los mismos.

Art. 93. El solicitante debe documentar los estudios en un informe técnico que acompañe a la solicitud de interconexión, el que además de contener los resultados, conclusiones y recomendaciones de los trabajos realizados, deberá incluir:

- a) Detalle de los escenarios e hipótesis aplicadas en los estudios.
- b) Los datos, parámetros y modelos no contenidos en la base de datos del transmisor.



- c) Detalle de las características técnicas, planos y esquemas de las nuevas instalaciones cuya interconexión se solicita o de las modificaciones a las instalaciones existentes, así como sus datos, parámetros, diagramas lógicos y de bloques que apliquen.
- d) Proporcionar en medio magnético e impreso los archivos base utilizados en los estudios.
- e) Toda otra información relevante del estudio.

CAPÍTULO V

PROGRAMAS DE SIMULACIÓN A EMPLEAR

Art. 94. Los estudios deben ser realizados con programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia, adecuados y utilizados para tal fin.

Art. 95. Los requisitos a los cuales deberán ajustarse los modelos de simulación son los siguientes:

1. Programa de análisis de flujo de carga
 - a) El simulador de flujo de carga debe tener suficiente capacidad para representar el sistema de transmisión en forma completa y detallada, así como extender la representación a las redes eléctricas de países con los cuales esté interconectado.
 - b) Debe disponer de las facilidades necesarias para presentar los resultados en forma gráfica, sobre un diagrama unifilar del sistema eléctrico, en su totalidad o por partes, permitiendo la lectura en forma directa de los valores del vector solución de estado del sistema eléctrico (tensiones y sus ángulos en todas las barras de la red), la distribución de los flujos de potencia entre los elementos de transmisión, el porcentual de carga de los equipamientos respecto de la capacidad nominal, el estado operativo de la generación y la distribución de demanda y de los elementos de compensación.
2. Programa de análisis de fallas en redes de potencia
 - a) El simulador a utilizar debe ser adecuado para el análisis de fallas en redes de potencia. Debe tener una capacidad equivalente a la del simulador de flujo de carga, en lo que a cantidad de componentes del sistema de potencia se refiere y, que además, realice los cálculos de cortocircuito a partir de un estado inicial establecido por un flujo de carga.
 - b) El programa de cálculo debe permitir la representación de las unidades de generación con sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero; las cargas mediante sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero; las líneas de transmisión con sus reactores de compensación mediante las impedancias de secuencia positiva y cero y los acoplamientos mutuos de secuencia-cero con otras líneas paralelas; los transformadores de potencia con sus impedancias de secuencia positiva y cero y el correspondiente grupo de conexión.

- c) Adicionalmente, el programa debe tener capacidad para representar los generadores sincrónicos con sus reactancias y constantes de tiempo transitorias y subtransitorias, los tiempos de operación de las protecciones, relés de disparo y los interruptores, a efecto de poder realizar los cálculos del decaimiento de la corriente de falla en los distintos puntos de la red.
 - d) Los resultados del análisis de cortocircuito deben ser presentados sobre un diagrama unifilar del sistema, que muestre las corrientes de falla en los elementos de transmisión y las tensiones resultantes en los nodos de la red para cada tipo de falla analizado.
3. Programa de análisis de estabilidad transitoria

- a) Se debe utilizar un simulador de sistemas de potencia en estado transitorio a nivel multimáquina, con la capacidad necesaria para representar la red eléctrica del sistema de transmisión en forma completa incluyendo las interconexiones internacionales, con un grado de detalle equivalente al utilizado en el programa de flujo de cargas.
- b) El programa debe tener capacidad de representar:
 - i) Los generadores sincrónicos con modelos de orden 50 como mínimo, conforme al tipo de rotor que se trate, polos salientes o rotor cilíndrico. Los modelos del generador deben tener en cuenta los efectos de inercia mecánica de los turbo grupos, la saturación magnética, los arrollamientos amortiguadores y la dependencia de los parámetros con la frecuencia de la red.
 - ii) Los motores de inducción, considerando las variaciones transitorias de los flujos del rotor y los efectos de inercia mecánica de las máquinas.
 - iii) Los sistemas de regulación de excitación, compensación de corriente reactiva, estabilización suplementaria y lazos de limitación de la excitación, de manera detallada y precisa, siguiendo las recomendaciones del IEEE y la IEC.
 - iv) Los sistemas de regulación de velocidad de turbina, en forma detallada y precisa, siguiendo las recomendaciones del IEEE y la IEC.
 - v) Automatismos para la conexión y desconexión de reactores y capacitores de compensación en derivación, así como de líneas de transmisión.
 - vi) Dependencia de la demanda, respecto a la frecuencia y la tensión de barra.
 - vii) Protecciones del generador, tales como relés de pérdida de excitación, pérdida de sincronismo, potencia inversa, máxima y mínima frecuencia.
 - viii) Protecciones de líneas de transmisión.
 - ix) Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje.

10154.7093



- c) Los resultados de las simulaciones se deben presentar en forma gráfica, facilitando la visualización de las evoluciones transitorias de los ángulos del rotor, velocidades de generadores, tensiones en los nodos de la red, impedancias aparentes en las ramas de la red, potencia activa, potencia reactiva, tensión de excitación y corriente de excitación de los generadores, flujo de potencia transmitida por líneas y transformadores, y toda otra información que resulte relevante.

4. Programa de análisis de transitorios electromagnéticos

- a) Puede utilizarse tanto un programa de cálculo de transitorios electromagnéticos como el EMTP o similar, que permita modelar con el grado de detalle requerido por cada tipo de análisis, todos los equipamientos del sistema de transmisión y de los países con los cuales exista interconexión.
- b) El programa debe tener la capacidad suficiente para representar los componentes del sistema de potencia con el siguiente grado de detalle:
- i) **Generadores:** modelo trifásico como una fuente de tensión constante detrás de la reactancia subtransitoria. Tanto el módulo como el ángulo de desfase de la fuente de tensión deben ser ajustables, permitiendo el establecimiento de un determinado flujo de potencia entre fuentes, en caso de ser requerido.
 - ii) **Cargas:** modelo trifásico como una admitancia constante.
 - iii) **Transformadores:** modelo trifásico, considerando la reactancia de dispersión, la característica de magnetización en vacío y el tipo de conexión de los arrollamientos. Para los estudios de desenergización, se deben incorporar al modelo las capacitancias equivalentes entre terminales y a tierra del transformador.
 - iv) **Interruptores:** se deben modelar teniendo en cuenta la característica de prearco en la determinación de los instantes de cierre de sus contactos. En caso de que estén equipados con resistencias de preinserción, éstas deben ser incorporadas al modelo.
 - v) **Pararrayos:** se deben modelar de acuerdo al tipo constructivo que se trate, teniendo en cuenta la característica I/V.
 - vi) **Líneas de transmisión:** modelo trifásico de parámetros distribuidos, que tenga en cuenta la dependencia de los parámetros con la frecuencia, los efectos de resistividad del terreno y la asimetría capacitiva entre fases.
 - vii) **Reactores de barra, línea, o neutro:** se deben representar por medio de una impedancia que tenga en cuenta las características de secuencia positiva, negativa y cero del reactor y la característica de magnetización.
 - viii) **Capacitores de barra:** se deben representar por medio de una impedancia que tenga en cuenta la reactancia capacitiva y el factor de pérdidas del capacitor.

- ix) **Equivalentes de red externa:** aquellas partes de la red que se encuentren localizadas fuera del área de interés del estudio, podrán representarse con equivalentes cuyas características de respuesta en frecuencia sean similares a las de la red que se pretende representar.
- c) El programa de computación que se utilice en los estudios, debe contar con facilidades para la documentación de las variables en forma gráfica.

Art. 96. En las áreas de interconexión internacional existentes o que estarán en funcionamiento en la fecha de entrada en operación del nuevo equipamiento, se podrán utilizar equivalentes de la red para representar los efectos de los sistemas de los países con los cuales se interconecta el sistema de transmisión salvadoreño. El modelo y los parámetros de los sistemas interconectados serán proporcionados por el Ente Operador Regional (EOR).

CAPÍTULO VI

CONSTRUCCIÓN

Art. 97. Después de aprobada la solicitud, el solicitante deberá presentar para aprobación el diseño detallado de las obras civiles, mecánicas, electromecánicas, control y protección, etc., necesarias para la interconexión, las cuales deberán cumplir con los requerimientos de los códigos, reglamentos y normas técnicas nacionales e internacionales aplicables, en especial los utilizados en la práctica de la ingeniería de diseño de subestaciones y sistemas de transmisión eléctricos.

Art. 98. Previo al inicio de los trabajos, el transmisor y el solicitante suscribirán un acta de compromisos en la cual se estipularán las obligaciones, acuerdos y condiciones relativas a la construcción de la obra de interconexión, las cuales son pero no se limitan a:

- a) Presentación de memorias de cálculo de los diseños, estudios de suelos y planos asociados, previo a la ejecución de las obras civiles.
- b) Construcción de instalaciones provisionales y dotación de servicios básicos (agua, electricidad, etc.) incluyendo servicios sanitarios;
- c) Contratación de personal de seguridad para la vigilancia de sus bodegas y equipos;
- d) Pruebas del acero estructural a utilizarse en la obra;
- e) Limpieza de áreas de trabajo y almacenamiento, medidas para la preservación de la propiedad y conservación del medio ambiente.
- f) Cumplimiento de las normas de seguridad industrial, tales como utilización de cascos, zapatos de seguridad, guantes, etc. Al inicio de los trabajos, el transmisor impartirá al personal del solicitante que ejecutará y supervisará la obra de

1000 912



interconexión, una charla sobre seguridad industrial y facilitará copia de su correspondiente reglamento, el cual será de cumplimiento obligatorio.

SIGET

- g) Obtención de permisos de ingreso y permanencia en las instalaciones del transmisor para el personal que ejecute la obra de interconexión, que deberá estar debidamente identificado por la empresa para quien labora; así como los permisos e impuestos de construcción correspondientes, si fuere necesario.
- h) Contratación de pólizas de seguro que cubran daños personales y a la propiedad del transmisor o de terceros, así como el plantel, equipos y materiales propiedad del contratista, durante la construcción y hasta que el trabajo sea completado.
- i) Metodología para la presentación, revisión y aprobación de documentación técnica.
- j) Cumplimiento de los reglamentos, códigos y normas técnicas aplicables a los materiales que se utilicen y a los trabajos que se ejecuten durante la obra de interconexión, los cuales deberán estar a satisfacción del supervisor nombrado por el transmisor.
- k) Dirección técnica del proyecto por un ingeniero electricista con experiencia de al menos tres (3) años en trabajos de montaje electromecánico, que atenderá la obra como responsable durante todo el proceso hasta la recepción final; y nombramiento de un ingeniero residente de obras civiles con poder para la toma de decisiones quien se deberá destacar a tiempo completo en el sitio de la obra.
- l) Ejecución de las pruebas de control y calidad de los materiales y procesos constructivos de las obras civiles y electromecánicas.
 - ✓ **Materiales:** Propiedades mecánicas del acero (tensión y dobléz); Diseño de mezcla del concreto; y Prueba Proctor del suelo.
 - ✓ **Procesos:** Control de colado y calidad del concreto (revenimiento y resistencia); y Control de los rellenos (pruebas de densidades).
- m) Señalización en patio de los equipos de alta tensión.
- n) Si se requieren filtros porque la interconexión del nuevo punto de retiro es fuente de corrientes armónicas excesivas, es responsabilidad del solicitante solventarlo antes de la entrada en operación de sus instalaciones, a fin de cumplir con lo establecido en el numeral 4 del Anexo – “Normas de Calidad y Seguridad Operativas del Reglamento de la Unidad de Transacciones”, del ROBCP.

Previo al inicio de las obras, el transmisor notificará al solicitante, los códigos, reglamentos y normas técnicas aplicables a los materiales y las que deberán ser cumplidas durante la construcción de la interconexión.

Art. 99. Una vez finalizados los trabajos de construcción, el solicitante deberá realizar pruebas a la obra electromecánica, equipos de subestación instalados, cables de control y circuitos de control y protección, de las cuales presentará el correspondiente informe para aprobación del transmisor.

Además, deberá presentar los planos "Como Construido" de su obra, y coordinar las pruebas de operación a nivel local y remoto de los circuitos de telecontrol, a fin de verificar el funcionamiento de las señales analógicas, digitales y de comando, y la operatividad de la instalación completa.

1. Pruebas de obra electromecánica:

- a) Revisión de apriete mecánico de los pernos en estructuras y conectores.
- b) Revisión de conexiones a tierra.

2. Pruebas de equipos:

2.1. Interruptor de potencia

- a) Pruebas de aislamiento.
- b) Pruebas de resistencia de contactos.
- c) Pruebas de tiempo para el cierre y apertura de polos.
- d) Verificación del contador de operaciones y banderas de indicación.

2.2. Transformadores de corriente

- a) Pruebas de resistencia en devanados secundarios.
- b) Pruebas de aislamiento.
- c) Pruebas de polaridad.
- d) Pruebas de relación de transformación.
- e) Trazado de la curva de saturación.

2.3. Pararrayos

- a) Pruebas de aislamiento.

2.4. Seccionadores

0000891



310285

- a) Pruebas de resistencia de contactos.
- b) Pruebas de apertura y cierre, para verificar su correcto ajuste mecánico.
- c) Pruebas de enclavamiento mecánico, de requerirse.
- d) Pruebas de enclavamiento eléctrico (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección), de requerirse.
- e) Pruebas de operación de los contactos auxiliares de indicación y enclavamiento (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección).

2.5. Pruebas en circuitos de indicación y control/protección

- a) Pruebas de aislamiento y continuidad del cableado, instalado entre los equipos de alta tensión y panel de control.
- b) Inspección visual del cableado en gabinetes locales de equipos, gabinete de centralización y panel de control, para verificar el etiquetado, seguridad y estética de las conexiones, y que éstas hayan sido realizadas de acuerdo a los planos aprobados.
- c) Pruebas de operación de los equipos del panel de control y protección, mediante inyecciones secundarias de corriente y voltaje; incluyendo la medición de los tiempos de operación de los contactos de disparo del relevador de protección.
- d) Inyecciones secundarias de corriente y voltaje, desde los gabinetes locales de los equipos de alta tensión, para verificar la correcta operación de los circuitos de telemetría y protección.
- e) Pruebas de los circuitos de control (apertura, cierre y bloqueos) y circuitos de indicación asociados.
- f) Pruebas de operación de los circuitos de interface, incluyendo las pruebas de disparo por la actuación de relevadores patrones con enclavamiento y transferencia de los disparos de las protecciones, de existir.

3. Pruebas a nivel local y remoto de los circuitos de telecontrol

- a) Señales analógicas
 - i) Verificación de la correcta operación de transductores, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
 - ii) Verificación de la correcta operación de los transductores de energía, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.

b) Señales digitales

- i) Verificación del envío de las señales de alarma, mediante el puenteo en los contactos de indicación de los equipos instalados en el panel de control o mediante simulaciones de falla a través de inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
- ii) Verificación de la correcta actualización de las condiciones de estado.

c) Señales de comando

- i) Apertura y cierre del interruptor de potencia y verificación del local/remoto.

Se elaborará un acta en la cual se establecen los ajustes de las protecciones eléctricas con el transmisor, quien remitirá copia a la Unidad de Transacciones.

CAPÍTULO VII

APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN Y CONDICIONES PARA LA ENTRADA EN OPERACIÓN

Art. 100. Una vez recibida la solicitud de interconexión, el transmisor procederá con la revisión de los estudios presentados por el solicitante, para lo cual deberá verificar que:

- a) Las bases de datos sean completas y que los programas de simulación empleados en los estudios sean adecuados y reconocidos para tal fin.
- b) Los escenarios analizados sean los acordados entre el transmisor y el solicitante, de conformidad con el punto de interconexión.
- c) Los resultados obtenidos reflejen debidamente el comportamiento del sistema y las consecuencias sobre el mismo de la interconexión y/o la modificación solicitada.

Art. 101. En el caso que el transmisor detecte la existencia de aspectos incorrectos o no contemplados en los estudios, en el diseño conceptual de las instalaciones de interconexión o características técnicas de los equipos propuestos, lo hará del conocimiento del solicitante con el objeto que realice las correcciones o complementos indicados. La aprobación de la documentación complementaria estará sujeta a idénticos criterios que los requeridos para la solicitud.

Una vez el transmisor reciba toda la documentación y estudios, y éstos no presenten deficiencias u observaciones por parte del transmisor, éste dispondrá de treinta (30) días para resolver sobre la solicitud de interconexión.

Art. 102. La documentación complementaria podrá ser presentada dentro del plazo máximo de sesenta (60) a partir de la recepción de la notificación de no aceptación de la solicitud. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta

1000487000
69



(30) días. Transcurrido tal plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 103. El transmisor aprobará la solicitud cuando:

- a) Los resultados de los estudios demuestren que las instalaciones a interconectar no representan un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- b) Se llegue a un acuerdo sobre el diseño conceptual de las instalaciones y características de los equipos que se utilizarán en el punto de interconexión.
- c) Se llegue a un acuerdo sobre las condiciones económicas del contrato de interconexión.

Art. 104. El solicitante de la interconexión presentará al transmisor previa entrada en operación:

1) Estudios de coordinación de protecciones

- a) El ingreso de una interconexión y/o ampliación al sistema de transporte debe cumplir con los siguientes requerimientos en su sistema de protecciones: selectividad, celeridad, confiabilidad y robustez. Por lo que deberá actuar de manera coordinada con los sistemas existentes.
 - b) El solicitante debe realizar los estudios de verificación de la coordinación de protecciones que sean necesarios para demostrar que las fallas que ocurran en sus instalaciones no afectarán a las del transmisor ni al resto de operadores o usuarios interconectados en dicho nodo.
 - c) Se deberán analizar diferentes tipos de fallas, balanceadas y desbalanceadas, con el objeto de evaluar el desempeño de los relés de protección de las nuevas instalaciones y verificar la adecuada coordinación en su actuación con los relés de protección existentes en el punto de interconexión del sistema de transmisión.
- 2) Estos estudios deberán tener en cuenta y ser realizados coordinadamente con los de estabilidad transitoria, de modo de resolver aspectos tales como los tiempos de recierre exitoso de líneas de transmisión, esquemas de corte de carga o generación, bloqueos por oscilaciones, etc. de manera de verificar también, el funcionamiento de los sistemas de protección en régimen transitorio.
 - 3) Evaluar los requerimientos en materia de equipos de protección y control para obtener una operación con los niveles de calidad y seguridad establecidos en el ROBCP.
 - 4) El adecuado funcionamiento del sistema de protección y control en el punto de interconexión.
 - 5) Programa de análisis de coordinación de las protecciones:
 - a) El simulador a utilizar en los estudios de verificación de la coordinación de protecciones, debe realizar análisis de fallas en redes de potencia y simular las características de actuación de los relés de protección.

- b) La capacidad de modelado del sistema de potencia debe ser equivalente a la de un simulador de flujo de carga, en lo que a cantidad de componentes se refiere, debiendo realizar los cálculos de las corrientes de falla a partir de un estado inicial establecido por un flujo de carga.
- c) El tipo de modelo de los componentes del sistema eléctrico debe ser similar al de un simulador para el análisis de fallas. Adicionalmente a esto, debe representar de manera precisa y detallada las características y el comportamiento de los diferentes dispositivos de protección, y determinar los tiempos de actuación para cada tipo de contingencia planteada, mostrando los puntos de operación sobre la característica de actuación.
- d) Los resultados deben ser presentados en forma gráfica.

CAPÍTULO VIII

CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

Art. 105. Una vez aprobada la solicitud de acceso al sistema de transmisión, se procederá a la formalización y suscripción del contrato de interconexión.

Art. 106. El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los noventa (90) días de haber sido aprobado el acceso a las instalaciones del transmisor. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido tal plazo el transmisor declarará la caducidad del trámite.

Art. 107. El contrato de interconexión deberá contener los elementos mínimos detallados en el presente capítulo, sin embargo, las partes involucradas en la interconexión podrán agregar de mutuo acuerdo los elementos adicionales que consideren pertinentes.

Art. 108. El contrato de interconexión deberá contener como mínimo los elementos siguientes:

- a) Fecha de habilitación de la interconexión requerida por el solicitante.
- b) Ubicación del punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- d) Diseño y las especificaciones de las instalaciones de interconexión aprobados por el transmisor.
- e) Las instalaciones del transmisor afectadas por la interconexión.
- f) Las instalaciones existentes del transmisor que deberán ser modificadas por el solicitante a su costo.
- g) Instalaciones del solicitante y del transmisor que se utilizarán para tal propósito.

2600685



- h) Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones pertenecientes a cada punto de interconexión.
- i) Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, tanto para el montaje de los equipos, como para su operación y mantenimiento.
- j) Determinación de la conexión física que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- k) Límite de responsabilidad de las partes.
- l) Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- m) Compensaciones por energía no suministrada a causa de fallas en las instalaciones de la interconexión.
- n) Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición, entre otros.
- o) Formas de terminación anticipada del contrato.

TÍTULO V

ACCESO A LAS INSTALACIONES DE TRANSMISION A TENSION DE ENTREGA

CAPÍTULO I

INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR A TENSION DE ENTREGA

SECCION PRIMERA FACTIBILIDAD

Art. 109. Todo interesado en interconectarse a las instalaciones del transmisor a nivel de tensión de entrega, deberá presentar solicitud de factibilidad de acceso al transmisor, manifestando su intención de interconectarse al sistema de transmisión, e incluyendo:

- a) Descripción general de las instalaciones para las cuales solicitará el acceso al sistema de transmisión.
- b) Declaración de la potencia que retirará.
- c) El punto de la red al cual se pretende interconectar, y
- d) Fecha aproximada de la puesta en servicio de las nuevas instalaciones.

1000-84

Art. 110. El transmisor notificará al interesado dentro del plazo máximo de diez (10) días a partir de la recepción de la solicitud de factibilidad de acceso a tensión de entrega, si existe o no capacidad y disponibilidad de espacio físico en la subestación para desarrollar su proyecto.

Art. 111. Cuando no se disponga de capacidad o espacio físico suficiente para cumplir las condiciones expresadas por el solicitante de la interconexión, el transmisor deberá notificar al solicitante sobre dicha circunstancia. La notificación deberá acompañarse de un informe en el que se justifique técnicamente la imposibilidad de cumplir las condiciones expresadas por el solicitante y, si ello fuere posible, deberá contener, además, propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de transmisión o indicar los refuerzos necesarios en la red de transmisión para eliminar la restricción de acceso.

Art. 112. Una vez el solicitante reciba la resolución favorable de la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones del transmisor, deberá solicitar al mismo la base de datos y el modelo que contiene los parámetros de los componentes del sistema interconectado salvadoreño. Dentro del plazo máximo de tres (3) días a partir de la recepción de la solicitud, el transmisor entregará al solicitante, la base de datos y el modelo, sin costo alguno, previa suscripción de un convenio de confidencialidad de la información. Dicha información podrá ser utilizada únicamente para el propósito indicado en la solicitud de interconexión.

SECCION SEGUNDA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN

Art. 113. La solicitud de interconexión a las instalaciones del transmisor a nivel de tensión de entrega, deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre o razón social, el domicilio legal y la actividad principal del solicitante.
- b) Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud; así como copia de los documentos que lo acrediten como tal.
- c) En el caso de operadores, copia de su inscripción como tal en el registro de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).
- d) Descripción, características técnicas y parámetros de los elementos del sistema eléctrico del solicitante (línea, subestación, etc.) que se interconectarán a la red de transmisión.
- e) Cronograma de actividades para el diseño de detalle y construcción de las instalaciones, conteniendo las fechas en las cuales se tengan que realizar trabajos e interrupciones que alteren la operación del sistema de transmisión; y la fecha de habilitación del servicio requerido.
- f) Estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones y análisis armónico del sistema de transmisión, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, de acuerdo con las especificaciones indicadas en la presente norma.

ES 2000
100-0183



- g) Diseño preliminar de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de transmisión y los criterios utilizados en el mismo; así como la descripción, características técnicas y parámetros de los equipos que conforman dicha instalación (interruptor, seccionadores, pararrayos, transformadores de potencial y corriente, etc.)
- h) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso de que no se cumpla con uno o más de los requisitos antes mencionados, la solicitud y sus anexos serán devueltos a efectos de que sea completada la información, y se presente nuevamente para revisión y análisis del transmisor.

Art. 114. En caso de existir deficiencias en la solicitud de interconexión, el transmisor, dispondrá de diez (10) días para comunicar al solicitante dichas deficiencias, para que este subsane lo observado.

Art. 115. Recibida la solicitud de interconexión a las instalaciones del transmisor a nivel de tensión de entrega, con todos los estudios e información requerida, el transmisor dispondrá de treinta (30) días para notificar la aceptación o rechazo de la solicitud de interconexión.

Art. 116. El transmisor, con la debida justificación técnica, podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones.

Art. 117. La documentación adicional requerida para superar las deficiencias de la solicitud de interconexión, deberá ser presentada dentro del plazo máximo de sesenta (60) días, a partir de la recepción de la notificación. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá requerir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido el plazo sin que sea recibida la documentación complementaria, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 118. Una vez cumplidos los requisitos y trámites establecidos en la solicitud de interconexión, la empresa transmisora notificará al interesado la aceptación o no de la misma. La notificación de aceptación del proyecto de interconexión, tendrá una vigencia de noventa (90) días a partir de la recepción de la notificación.

Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Transcurrido el plazo sin que inicien las obras de interconexión, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 119. El interesado en interconectarse con las instalaciones del transmisor, realizará los estudios indicados en la presente norma, utilizando la base de datos y el modelo que contiene las características y parámetros de los componentes del sistema de transmisión.

CAPÍTULO II

REQUERIMIENTOS GENERALES PARA LOS ESTUDIOS

Art. 120. Los estudios asociados a la interconexión se realizarán para las situaciones y condiciones de operación más adversas previsibles, las cuales deben ser acordadas entre el transmisor y el solicitante.

Art. 121. Los estudios que serán desarrollados por el solicitante tienen que ser realizados para la condición actual y para la condición que incluya el nuevo punto de interconexión, con el fin de:

- a) Evaluar el impacto de la interconexión solicitada sobre las instalaciones existentes, identificando los equipos que deberán ser sustituidos o equipos que deberán ser instalados por el solicitante.
- b) Evaluar los requerimientos de equipos de protección y control para obtener una operación con los niveles de seguridad establecidos en el ROBCP.
- c) Se deberán evaluar los requerimientos en materia de filtros de armónicas, para reducir o controlar el flujo de las corrientes armónicas hacia la red de transmisión. Con el fin de lograr una operación acorde con los niveles de seguridad establecidos en el ROBCP.

Art. 122. Dependiendo del tipo de equipamiento a conectar al sistema de transmisión, se deberán analizar específicamente los siguientes aspectos:

- a) Los cambios en los niveles de corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no confiable el equipo existente.
- b) El adecuado funcionamiento del sistema de protección en el punto de interconexión.
- c) Los niveles del contenido armónico inyectado a la red, verificando que no superen los niveles máximos establecidos en el Anexo "Normas de Calidad y Seguridad Operativa" del ROBCP.

CAPÍTULO III

ESTUDIOS A REALIZAR

Art. 123. El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el transmisor los escenarios de referencia para los estudios, los que deberán reunir las siguientes características:

- a) Ser representativos de los estados de operación del sistema eléctrico, con el parque de generación, la demanda, los sistemas de protección, las ampliaciones y/o incorporaciones



de equipos previstos para el momento de entrada en servicio de la interconexión, que cuenten con la autorización correspondiente.

- SIGET**
- b) Mostrar la sensibilidad y robustez de las instalaciones cuando son sometidas a los distintos escenarios de operación, y reflejar aquellas situaciones de mayor compromiso y exigencia para las mismas, incluyendo la interconexión y/o ampliación solicitada.

Art. 124. El solicitante deberá realizar los estudios técnicos correspondientes, según las características de la interconexión, los cuales se ajustarán a las siguientes pautas metodológicas:

1. Estudios de fallas en el sistema de transmisión

- a) Se realizarán cálculos de cortocircuito trifásico, bifásico (con y sin contacto a tierra) y monofásico, en el punto de interconexión.
- b) Para efectos de análisis, el solicitante puede considerar un equivalente del sistema de transmisión para el desarrollo de este estudio.
- c) El solicitante debe indicar cuál es el incremento de la corriente de cortocircuito en el punto de interconexión.
- d) Se evaluará si los equipos existentes en el punto de interconexión, son adecuados para operar bajo las nuevas condiciones de corriente de cortocircuito.

2. Estudios de coordinación de protecciones

- a) El nuevo punto de interconexión al sistema de transporte debe cumplir con los siguientes requerimientos en su sistema de protecciones: selectividad, celeridad, confiabilidad, robustez, y deberá actuar de manera coordinada con los sistemas existentes.
- b) El solicitante debe realizar los estudios de coordinación de protecciones que sean necesarios para evitar que las fallas que ocurran en sus instalaciones afecten a las del transmisor o de terceros.
- c) Se deberán analizar diferentes tipos de fallas, balanceadas y desbalanceadas, con el objeto de evaluar el desempeño de los relés de protección de las nuevas instalaciones y verificar la adecuada coordinación en su actuación con los relés de protección existentes en el punto de interconexión del sistema de transmisión.

3. Estudios de análisis armónico

El solicitante debe realizar estudios de análisis de componentes armónicos, para lo cual deberá considerar los siguientes aspectos:

- a) Analizar si la interconexión causará efectos adversos en la operación del sistema eléctrico, producidos por el fenómeno de resonancia armónica y/o sobrecalentamiento.
- b) Indicar las características principales de los tipos de carga y las componentes armónicas generadas en el punto de interconexión.
- c) Presentar los resultados de estos estudios en forma tabular y gráfica, los cuales permitirán la identificación de los Factores Máximos de Distorsión Armónica, totales e individuales, hasta el orden 40, en las ondas de corriente y de voltaje obtenidos en el punto de interconexión.
- d) Analizar la solución particular con el fin de determinar la aplicación de algunas de las técnicas de mitigación de componentes armónicas.

Art. 125. El solicitante documentará los estudios en un informe técnico que acompañará a la solicitud, el cual además de contener los resultados, conclusiones y recomendaciones, deberá incluir como mínimo:

- a) Detalle de los escenarios e hipótesis aplicadas en los estudios.
- b) Los datos, parámetros y modelos no contenidos en la base de datos del transmisor, debidamente justificados.
- c) Detalle de las características técnicas, planos y esquemas de las nuevas instalaciones cuya interconexión se solicita, o de las modificaciones a las instalaciones existentes, así como sus datos y parámetros respectivos.
- d) Los archivos utilizados en los estudios, en medio electrónico.
- e) Toda otra información relevante utilizada para realizar el estudio.

CAPÍTULO IV

PROGRAMAS DE SIMULACIÓN A EMPLEAR

Art. 126. Los estudios deben ser realizados con programas de simulación de sistemas eléctricos de potencia, los cuales deberán ajustarse a lo siguiente:

1. Programa de análisis de fallas en redes de potencia
 - a) El simulador debe tener capacidad para representar el sistema de transmisión en forma completa y detallada y que además, realice los cálculos de cortocircuito a partir de un estado inicial establecido.

1000079100



- b) El programa de cálculo debe permitir la representación de las unidades de generación con sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero; las líneas de transmisión con sus impedancias de secuencia positiva y cero, y los acoplamientos mutuos de secuencia cero con otras líneas paralelas; los transformadores de potencia con sus impedancias de secuencia positiva y cero, y el correspondiente grupo de conexión.
- c) Los resultados del análisis de cortocircuito deben ser presentados sobre un diagrama unifilar del sistema, que muestre las corrientes de falla en los elementos de transmisión y las tensiones resultantes en los nodos de la red para cada tipo de falla analizado.
- d) Los resultados deberán ser presentados en forma gráfica, en medio electrónico e impreso.

2. Programa de análisis de coordinación de las protecciones

- a) El simulador a utilizar en los estudios de coordinación de protecciones debe realizar análisis de fallas en redes de potencia y simular las características de actuación de los relés de protección.
- b) La capacidad del modelado del sistema de potencia debe representar el sistema de transmisión en forma completa y detallada, debiendo realizar los cálculos de las corrientes de falla a partir de un estado inicial establecido.
- c) Los componentes del sistema eléctrico deben representar de manera precisa y detallada las características y el comportamiento de los diferentes dispositivos de protección, y determinar los tiempos de actuación para cada tipo de contingencia planteada, mostrando los puntos de operación sobre la curva característica de actuación.
- d) Los resultados deberán ser presentados en forma gráfica, en medio electrónico e impreso.

3. Programa de análisis armónico

- a) Independientemente del programa de análisis armónico que se utilice, éste debe tener capacidad de realizar los siguientes cálculos:
 - i) Impedancia contra frecuencia.
 - ii) Voltajes armónicos, corrientes y flujos de potencia en líneas.
 - iii) Variación de voltaje contra componente de admitancia.
 - iv) Factores de Distorsión totales e individuales.

1000-78

- b) Para las simulaciones, el programa debe considerar diversos modelos, por lo que deberá tener capacidad suficiente para representar a los diferentes elementos que componen el sistema eléctrico de potencia, tales como:
- i) Generadores, con la posibilidad de modelar el efecto de reactancia subtransitoria.
 - ii) Cargas lineales y no-lineales.
 - iii) Transformadores de potencia, incluyendo el de tres devanados, autotransformadores y de puesta a tierra.
 - iv) Elemento RLC serie para alimentadores, dependiente o independiente de la frecuencia.
 - v) Elemento RC paralelo, dependiente o independiente de la frecuencia.
 - vi) Elemento RL para N fases con acoplamiento mutuo.
 - vii) Líneas de transmisión.
 - viii) Filtros de armónicas.
 - ix) Motores de inducción.
 - x) Fuentes de corriente a una o varias frecuencias.
 - xi) Convertidor, incluyendo el de tiristores (VVI) y el PWM.
 - xii) Compensador estático de VAR's.
- c) El programa debe permitir también el poder representar una parte del circuito como una impedancia equivalente.
- d) El programa de computación que se utilice en los estudios debe contar con facilidades para la documentación de las variables, en forma gráfica y tabulada.
- e) Los resultados deberán ser presentados en forma gráfica, en medio electrónico e impreso.

CAPÍTULO V

APROBACIÓN DE LA SOLICITUD DE INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR A TENSION DE ENTREGA

1000679



Art. 127. Una vez recibida la solicitud de interconexión a tensión de entrega, el transmisor procederá con la revisión de los estudios presentados por el solicitante, para lo cual deberá:

- a) Verificar que la Base de Datos utilizada sea completa, y que los programas de simulación empleados en los estudios sean adecuados para tal fin.
- b) Verificar que los estudios realizados sean los apropiados, de acuerdo al punto de interconexión.
- c) Verificar que los resultados obtenidos reflejen debidamente el comportamiento del sistema y las consecuencias sobre el mismo de la nueva interconexión solicitada.

Art. 128. En el caso que el transmisor detecte la existencia de aspectos incorrectos o no contemplados en los estudios, en el diseño de las instalaciones de interconexión o características técnicas de los equipos propuestos, devolverá la documentación remitida y hará del conocimiento del solicitante las deficiencias detectadas, a fin de que subsane lo observado dentro del plazo máximo de treinta (30) días.

Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días. Si transcurrido dicho plazo no se han subsanado los señalamientos, el transmisor declarará sin lugar la solicitud de interconexión.

Art. 129. El transmisor aprobará la solicitud cuando los resultados de los estudios demuestren que las instalaciones a interconectar no representan un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

Art. 130. En la notificación de la aprobación de la solicitud, el transmisor deberá comunicar al solicitante, que la bahía o el espacio físico para realizar la interconexión, se reservará hasta la fecha programada de entrada en operación de la obra de interconexión. El plazo de dicha reservación podrá prorrogarse a requerimiento del solicitante, por causa debidamente comprobada y justificada, en no más de dos (2) oportunidades y por un período total no mayor de tres (3) meses.

CAPÍTULO VI

CONSTRUCCIÓN

Art. 131. Después de aprobada la solicitud, el solicitante deberá presentar para aprobación el diseño detallado de las obras civiles, mecánicas, electromecánicas, control y protección, etc., necesarias para la interconexión, las cuales deberán cumplir con los requerimientos de los códigos, reglamentos y normas técnicas nacionales e internacionales aplicables, en especial los utilizados en la práctica de la ingeniería de diseño de subestaciones y sistemas de transmisión eléctricos.

1000 076

Art. 132. Previo al inicio de los trabajos, el transmisor y el solicitante suscribirán un acta de compromisos en la cual se estipularán las obligaciones, acuerdos y condiciones relativas a la construcción de la obra de interconexión, las cuales son pero no se limitan a lo siguiente:

- a) Presentación de memorias de cálculo de los diseños, estudios de suelos y planos asociados, previo a la ejecución de las obras civiles.
- b) Construcción de instalaciones provisionales y dotación de servicios básicos (agua, electricidad, etc.) incluyendo servicios sanitarios;
- c) Contratación de personal de seguridad para la vigilancia de sus bodegas y equipos;
- d) Pruebas del acero estructural a utilizarse en la obra;
- e) Limpieza de áreas de trabajo y almacenamiento, medidas para la preservación de la propiedad y conservación del medio ambiente.
- f) Cumplimiento de las normas de seguridad industrial, tales como utilización de cascos, zapatos de seguridad, guantes, etc. Al inicio de los trabajos, el transmisor impartirá al personal del solicitante que ejecutará y supervisará la obra de interconexión, una charla sobre seguridad industrial y facilitará copia de su correspondiente reglamento, el cual será de cumplimiento obligatorio.
- g) Obtención de permisos de ingreso y permanencia en las instalaciones del transmisor para el personal que ejecute la obra de interconexión, que deberá estar debidamente identificado por la empresa para quien labora; así como los permisos e impuestos de construcción correspondientes, si fuere necesario.
- h) Contratación por parte del solicitante, de pólizas de seguro que cubran daños personales y a la propiedad del transmisor o de terceros, así como el plantel, equipos y materiales propiedad del contratista, durante la construcción y hasta que el trabajo sea completado.
- i) Metodología para la presentación, revisión y aprobación de documentación técnica.
- j) Cumplimiento de los reglamentos, códigos y normas técnicas aplicables a los materiales que se utilicen y a los trabajos que se ejecuten durante la obra de interconexión; los cuales deberán estar a satisfacción del supervisor nombrado por el transmisor.
- k) Dirección técnica del proyecto por un Ingeniero Electricista con experiencia de al menos tres (3) años en trabajos de montaje electromecánico, que atenderá la obra como responsable durante todo el proceso hasta la recepción final, y nombramiento de un Ingeniero Residente de Obras Civiles con poder para la toma



de decisiones quien se deberá destacar a tiempo completo en el sitio de la obra. La contratación del personal antes expuesto, será por cuenta del solicitante.

- l) Ejecución de las pruebas de control y calidad de los materiales y procesos constructivos de las obras civiles y electromecánicas.

- ✓ **Materiales:** Propiedades mecánicas del acero (tensión y dobléz); Diseño de mezcla del concreto; y Prueba Proctor del suelo.
- ✓ **Procesos:** Control de colado y calidad del concreto (revenimiento y resistencia); y Control de los rellenos (pruebas de densidades).

- m) Señalización en patio de los equipos de alta tensión.

- n) Si se requieren filtros porque la interconexión del nuevo punto de retiro es fuente de corrientes armónicas excesivas, es responsabilidad del solicitante solventarlo antes de la entrada en operación de sus instalaciones, a fin de cumplir con lo establecido en el numeral 4 del Anexo – “Normas de Calidad y Seguridad Operativas del Reglamento de la Unidad de Transacciones”, del ROBCP.

Previo al inicio de las obras, el transmisor notificará al solicitante, los códigos, reglamentos y normas técnicas aplicables a los materiales y las que deberán ser cumplidas durante la construcción de la interconexión.

Art. 133. Una vez finalizados los trabajos de construcción, el solicitante deberá realizar pruebas funcionales y operativas a la obra electromecánica, equipos de subestación instalados, cables de control y circuitos de control y protección, de las cuales presentará el correspondiente informe para aprobación del transmisor.

Además, deberá presentar los planos “Como Construido” de su obra, y coordinar las pruebas de operación a nivel local y remoto de los circuitos de telecontrol, a fin de verificar el funcionamiento de las señales analógicas, digitales y de comando, y la operatividad de la instalación completa.

1. Pruebas de obra electromecánica:

- a) Revisión de apriete mecánico de los pernos en estructuras y conectores.
- b) Revisión de conexiones a tierra.

2. Pruebas de equipos:

2.1. Interruptor de potencia

- a) Pruebas de aislamiento,

1000, 274

SIGET

- b) Pruebas de resistencia de contactos,
- c) Pruebas de tiempo para el cierre y apertura de polos,
- d) Verificación del contador de operaciones y banderas de indicación.

2.2. Transformadores de corriente

- a) Pruebas de resistencia en devanados secundarios,
- b) Pruebas de aislamiento,
- c) Pruebas de polaridad,
- d) Pruebas de relación de transformación,
- e) Trazado de la curva de saturación.

2.3. Pararrayos

- a) Pruebas de aislamiento.

2.4. Seccionadores

- a) Pruebas de resistencia de contactos,
- b) Pruebas de apertura y cierre, para verificar su correcto ajuste mecánico,
- c) Pruebas de enclavamiento mecánico, de requerirse,
- d) Pruebas de enclavamiento eléctrico (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección), de requerirse,
- e) Pruebas de operación de los contactos auxiliares de indicación y enclavamiento (a realizarse durante las pruebas de operación de los circuitos de control y protección).

2.5. Pruebas en circuitos de indicación y control/protección

- a) Pruebas de aislamiento y continuidad del cableado, instalado entre los equipos de alta tensión y panel de control.
- b) Inspección visual del cableado en gabinetes locales de equipos, gabinete de centralización y panel de control, para verificar el etiquetado, seguridad y estética de las conexiones, y que éstas hayan sido realizadas de acuerdo a los planos aprobados.



- c) Pruebas de operación de los equipos del panel de control y protección mediante inyecciones secundarias de corriente y voltaje; incluyendo la medición de los tiempos de operación de los contactos de disparo del relevador de protección.
- d) Inyecciones secundarias de corriente y voltaje, desde los gabinetes locales de los equipos de alta tensión, para verificar la correcta operación de los circuitos de telemetría y protección.
- e) Pruebas de los circuitos de control (apertura, cierre y bloqueos) y circuitos de indicación asociados.
- f) Pruebas de operación de los circuitos de interfase, incluyendo las pruebas de disparo por la actuación de relevadores patrones con enclavamiento y transferencia de los disparos de las protecciones, de existir.

3. Pruebas a nivel local y remoto de los circuitos de telecontrol

- a) Señales analógicas
 - i) Verificación de la correcta operación de transductores, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
 - ii) Verificación de la correcta operación de los transductores de energía, mediante inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
- b) Señales digitales
 - i) Verificación del envío de las señales de alarma, mediante el puenteo en los contactos de indicación de los equipos instalados en el panel de control o mediante simulaciones de falla a través de inyecciones secundarias de voltaje y corriente.
 - ii) Verificación de la correcta actualización de las condiciones de estado.
- c) Señales de comando
 - i) Apertura y cierre del interruptor de potencia y verificación del local/remoto.

Se elaborará un acta en la cual se establecen los ajustes de las protecciones eléctricas con el transmisor, quien remitirá copia a la Unidad de Transacciones.

CAPÍTULO VII

CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

Art. 134. El contrato de interconexión deberá ser formalizado y suscrito dentro de los noventa (90) días de haber sido aprobado el acceso al sistema de transmisión por parte del transmisor. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado, en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo no excederá de treinta (30) días. Transcurrido tal plazo, el transmisor declarará la caducidad del trámite.

Art. 135. El contrato de interconexión deberá contener los elementos mínimos detallados en el presente capítulo. Sin embargo, las partes involucradas en la interconexión podrán agregar de mutuo acuerdo, los elementos adicionales que consideren pertinentes.

Art. 136. El Contrato de interconexión deberá contener como mínimo los elementos siguientes:

- a) Fecha de habilitación del servicio requerido por el solicitante.
- b) Ubicación del punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante, en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- d) Descripción de las instalaciones del transmisor que se utilizarán para la interconexión.
- e) Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones en el punto de interconexión.
- f) Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, para su operación y mantenimiento.
- g) Determinación de la conexión física que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- h) Los pagos correspondientes al arrendamiento de espacio e infraestructura en las instalaciones del transmisor conforme el requerimiento del solicitante.
- i) Límite de responsabilidad de las partes.
- j) Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- k) Compensaciones por energía no suministrada a causa de fallas en las instalaciones de la interconexión.

1800030
1600071
063



- l) Metodología de ajuste de precios de arrendamiento de instalaciones y periodicidad de aplicación.
- m) Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición, entre otros.
- n) Formas de terminación anticipada del contrato.

TÍTULO VI

ASIGNACIÓN DE PUNTOS DE INTERCONEXIÓN A TENSIÓN DE ENTREGA EN LAS INSTALACIONES DEL TRANSMISOR

Art. 137. En caso se presenten varias solicitudes de interconexión a tensión de entrega en las instalaciones del transmisor, éste deberá priorizar con base en los criterios siguientes:

- a) El interés público prevalecerá sobre el particular.
- b) Seguridad y confiabilidad del sistema.
- c) Garantizar el suministro de energía eléctrica a la mayor cantidad de usuarios.
- d) Capacidad y espacio disponible en el punto de interconexión.
- e) Capacidad técnica y financiera del solicitante para ejecutar y operar la interconexión.
- f) Fecha de presentación de la solicitud con toda la información y estudios requeridos.
- g) Que el solicitante no posea interconexión con las instalaciones del transmisor en el nodo para el cual se solicita la interconexión

TÍTULO VII

OPERACIÓN Y ACCESO A INSTALACIONES COMPARTIDAS

CAPÍTULO I

REQUISITOS GENERALES PARA LA INTERCONEXIÓN A LAS INSTALACIONES DE REFERENCIA A TIERRA

Art. 138. El interesado en interconectarse a las instalaciones de referencia a tierra, deberá presentar solicitud por escrito al propietario de las mismas, en la cual deberá indicar la fecha

esperada de puesta en operación del proyecto, dicha solicitud deberá ir acompañada de lo siguiente:

- a) Solicitud de factibilidad para la interconexión al sistema de referencia a tierra.
- b) Nombre o razón social, domicilio, y la actividad principal del solicitante.
- c) Copia del testimonio de la escritura pública, estatutos o documento de constitución de la solicitante y sus respectivas modificaciones.
- d) Copia del Documento Único de Identidad (DUI) del Representante Legal o Apoderado; o en su caso, de cualquier documento que posibilite su identificación inequívoca como pasaporte o carné de residente permanente. Asimismo, deberá presentar la documentación con la que acredita su personería.
- e) En caso que el solicitante construya la interconexión, deberá presentar factura de compra de los equipos, materiales y accesorios utilizados. Para el caso de operadores legalmente inscritos, no se requerirá la presentación de facturas, debiendo presentar en su lugar, documentación que compruebe la propiedad de la infraestructura eléctrica utilizada para la interconexión.
- f) Potencia de cortocircuito en el punto de interconexión.
- g) En caso que el solicitante sea el responsable de la construcción de la interconexión, éste deberá presentar los planos de diseño para someterlos a revisión y aprobación por parte del propietario de las instalaciones de referencia a tierra. Se deberá entregar copia del plano en formato digital, el formato de los mismos deberá ser compatible con los utilizados por el transmisor o distribuidor, según sea el caso.

La simbología a utilizar para la elaboración de los planos, será la establecida en el estándar IEEE-315-1975 o el que lo reemplace.

- h) En caso se solicite que la interconexión al sistema de referencia a tierra del neutro sea construida por el distribuidor o transmisor, presentar solicitud de elaboración de presupuesto. La vigencia del presupuesto entregado por el distribuidor o transmisor, será de seis (6) meses a partir de la fecha de entrega al solicitante de la interconexión.

El interesado en interconectarse a las instalaciones de referencia a tierra del neutro, deberá solicitar al propietario de las instalaciones, el valor de la potencia de corto circuito en el punto de interconexión. Recibida la solicitud antes descrita, el propietario de las instalaciones dentro del plazo de tres (3) días entregara al solicitante el valor de la potencia de corto circuito en el punto de interconexión. La información y el valor de la potencia de corto circuito en el punto de interconexión, será proporcionada por el propietario de las instalaciones sin costo alguno para el solicitante.

Art. 139. Todos los costos asociados a la interconexión al sistema de referencia a tierra correrán por cuenta del solicitante.

Art. 140. La construcción de la interconexión al sistema de referencia a tierra podrá realizarse bajo una de las modalidades siguientes:

6818



- a) El operador que dará el acceso a las instalaciones de referencia a tierra del neutro, podrá realizar los trabajos necesarios, así como suministrar los equipos para la construcción de la interconexión. Los gastos en los que se incurra para dicha actividad serán acordados entre las partes. El solicitante a su costo, podrá supervisar los trabajos relacionados con las estructuras y equipos en el punto de interconexión que serán de su propiedad.
- b) El solicitante de la interconexión al sistema de referencia a tierra del neutro, podrá construir por completo la infraestructura necesaria para la interconexión, debiendo cancelar al operador con el que se interconectará, únicamente los gastos por supervisión, puesta en servicio de la interconexión y en caso aplique, los costos por energía no suministrada (ENS) originados por los trabajos de interconexión.

Las partes involucradas podrán pactar las horas y costos de la supervisión necesaria para realizar los trabajos de interconexión, en ningún caso, los costos por supervisión podrán ser superiores al cinco por ciento (5%) del costo de montaje de los equipos utilizados para la interconexión.

- c) La interconexión puede ser construida en forma conjunta entre los involucrados, en cuyo caso los gastos asociados a dichos trabajos serán acordados entre las partes.

La interconexión al sistema de referencia a tierra del neutro, comprende tanto la conexión al transformador de puesta a tierra, así como el cableado para las señales y comunicaciones necesarias para un adecuado funcionamiento de los sistemas.

Art. 141. El titular de las instalaciones de referencia a tierra, deberá informar a todos los involucrados en la interconexión al sistema de referencia a tierra, sobre las interrupciones programadas que realice con al menos seis (6) días de anticipación a la realización de los trabajos.

CAPÍTULO II

REFERENCIA A TIERRA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN INSTALACIONES EXISTENTES

Art. 142. El distribuidor que en sus puntos de interconexión cuente con los equipos e instalaciones para la referencia a tierra de sus instalaciones, estará obligado a permitir el acceso a sus instalaciones cuando le sea solicitado, siempre y cuando esto no represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas y se cuente con la capacidad requerida en sus instalaciones.

La denegación de la solicitud deberá quedar técnicamente justificada y, si ello fuere posible, deberá contener propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de distribución o los refuerzos necesarios en las instalaciones de distribución para eliminar la restricción de acceso.

Art. 143. Ambas partes de mutuo acuerdo determinarán el punto de conexión física que servirá de límite entre sus instalaciones.

Art. 144. Los pagos correspondientes por la utilización de las instalaciones de referencia a tierra del neutro, serán acordados entre las partes, y comenzarán a cobrarse a partir de la fecha en que se realice y ponga en operación la interconexión.

Art. 145. Una vez recibida la solicitud de acceso a las instalaciones de referencia a tierra del neutro, el distribuidor dispondrá de un plazo máximo de cinco (5) días para notificar al interesado sobre deficiencias en la documentación y de treinta (30) días para notificar la aceptación o rechazo de la solicitud.

La no aceptación de la solicitud deberá quedar técnicamente justificada y deberá contener propuestas alternativas de acceso en otro punto de la red de distribución; si ello fuera posible, o los refuerzos necesarios en la red de distribución para eliminar la restricción de acceso.

Art. 146. Ante algún tipo de fallo de gran magnitud en las instalaciones de referencia a tierra, que imposibiliten su inmediata rehabilitación, las instalaciones de respaldo entrarán en operación en caso de existir. En dicha circunstancia, los demás involucrados en la interconexión, deberán pagar al propietario de las instalaciones que brinden la referencia a tierra del neutro.

Art. 147. El titular de las instalaciones de referencia a tierra del neutro, deberá acordar con los demás involucrados en la interconexión, el procedimiento de entrada en operación de las instalaciones de respaldo, si las hubiere.

CAPÍTULO III

REFERENCIA A TIERRA DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN EN NUEVAS INSTALACIONES

Art. 148. Para las nuevas subestaciones de potencia que construya el transmisor a tensión de entrega de 23 kV, éste deberá proveer la referencia a tierra del neutro para todos los puntos de interconexión en dicha subestación. El transmisor deberá proveer la referencia a tierra del neutro sin costo alguno al solicitante.

El solicitante de la interconexión solamente cubrirá los costos asociados a la construcción de la interconexión.

Art. 149. Los costos y activos asociados al sistema de referencia a tierra, le serán reconocidos a la empresa transmisora en la solicitud de los Requerimientos de Ingreso.

Art. 150. Una vez recibida la solicitud de acceso al sistema de referencia a tierra del neutro, el transmisor dispondrá de cinco (5) días para notificar al interesado sobre deficiencias en la documentación y de treinta (30) días para notificar la aceptación o no de la solicitud.

La denegación de la solicitud deberá quedar técnicamente justificada y, si ello fuere posible, contendrá propuestas alternativas de acceso en otro punto o los refuerzos necesarios para eliminar la restricción de acceso.

161 679³⁰ 677 0.31



SIGET

CAPÍTULO IV

CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

Art. 151. El Contrato de interconexión al sistema de referencia a tierra del neutro, deberá ser formalizado y suscrito dentro de los sesenta (60) días de haber sido aprobada la solicitud de acceso por parte del distribuidor o transmisor. Cuando las causas del retraso no sean imputables al solicitante, éste podrá pedir extensión del plazo antes mencionado en dos (2) ocasiones como máximo. El plazo concedido no excederá de treinta (30) días.

Art. 152. El contrato de interconexión deberá contener los elementos mínimos detallados en el presente capítulo. Sin embargo, las partes involucradas en la interconexión podrán agregar de mutuo acuerdo los elementos adicionales que consideren pertinentes.

Art. 153. El Contrato de interconexión al sistema de referencia a tierra deberá contener como mínimo los siguientes elementos:

- a) Fecha de habilitación de la interconexión al sistema de referencia a tierra del neutro.
- b) Ubicación y nombre de la subestación o circuito donde se realizara la interconexión con el sistema de referencia a tierra.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante en el punto de interconexión.
- d) Descripción de las instalaciones del proveedor de la interconexión que se utilizarán para tal propósito.
- e) Responsabilidades de cada una de las partes en la operación y el mantenimiento de las instalaciones en el punto de interconexión.
- f) Condiciones de acceso a las instalaciones de cada una de las partes, para su operación y mantenimiento.
- g) Determinación de las instalaciones físicas que servirán de límite entre las instalaciones de las partes.
- h) Para instalaciones de referencia a tierra propiedad de un distribuidor, se deberán especificar los pagos correspondientes por la utilización de las instalaciones de referencia a tierra.
- i) Responsabilidades de cada una de las partes ante interrupciones, trabajos programados y daños a los equipos o instalaciones de terceros.
- j) Procedimiento, plazos y forma de intercambio de información, de al menos los siguientes aspectos: interrupciones programadas, interrupciones por casos fortuitos o de fuerza mayor, otras interrupciones que afecten la interconexión, resultados de inspecciones a las instalaciones de la interconexión, pruebas efectuadas al sistema de medición, entre otros.

170

- k) En los casos que se cuente con instalaciones de respaldo para la referencia a tierra del neutro, se deberá especificar el procedimiento para la entrada en operación de dichas instalaciones en caso de falla de las que se encuentran en operación.
- l) Formas de terminación anticipada del contrato.

TÍTULO VIII

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

PUESTA EN OPERACIÓN DE INTERCONEXIONES

Art. 154. A partir de la vigencia de esta norma, aquellos puntos de interconexión que se encuentren otorgados por el transmisor y no estén en operación, tendrán un plazo de noventa (90) días para iniciar los trabajos respectivos, de lo contrario se someterán a lo establecido en esta norma.

TÍTULO IX

DISPOSICIONES FINALES

CAPÍTULO ÚNICO

COMPETENCIA DE LA SIGET

Art. 155. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) será la encargada de aplicar y verificar el cumplimiento de la presente norma.

Art. 156. La SIGET podrá auditar la información requerida por las partes y los procedimientos realizados conforme a la presente norma, en el momento que lo considere necesario.

Art. 157. Esta norma entrará en vigencia ocho (8) días después de su publicación en el Diario Oficial.

ES CONFORME CON SU ORIGINAL CON EL CUAL SE CONFRONTÓ	
EN	<i>San Salvador</i>
FECHA	07 FEB. 2011
	<i>Orna Beatriz Ramirez</i>
	FIRMA

1500 85
071

858 001


SIGET

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET: San Salvador, a las doce horas y cinco minutos del día tres de febrero del año dos mil once.

Visto el Acuerdo número 30-E-2011, pronunciado por el señor Superintendente de Electricidad y Telecomunicaciones, a las doce horas del día trece del mes de enero del año dos mil once, con boleta de presentación número 2274, mediante el cual Acuerda: Aprobar la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión”, de conformidad con el texto contenido en el Anexo 1 del presente acuerdo y que forma parte integrante del mismo. Por tanto este Registro resuelve: a) INSCRÍBASE el Acuerdo No. 30-E-2011 antes relacionado, en la Sección de Actos y Contratos del Sector Electricidad.




Lic. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel
Registradora

160-064

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES
El Salvador, Centroamerica

SECTOR ELECTRICIDAD
SECCION ACTOS Y CONTRATOS

FICHA DE INSCRIPCION

CODIGO DE INSCRIPCION
2274-E21-991-/2011

NIT 06141209961045

Naturaleza Normas e interpretaciones técnicas electricidad

No. Acuerdo 30-E-2011

Nombre SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Direccion 6° -10° Calle Pte y 37° Av. Sur No. 2001, Col. Flor Blanca, San Salvador

Telefonos 257-4438 25SIGET **Fax** 257-4499

Email siget@siget.gob.sv

DUI/PASS

Edad/Profesion 0

Nacionalidad

Representante

Nombre Luis Eduardo Méndez Menéndez

DUI/PASS

Profesion Abogado

Lugar San Salvador

Fecha 13 de Enero de 2011

Vigencia

Extracto

Aprobar la "Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión", de conformidad con el texto contenido en el Anexo I del presente acuerdo y que forma parte integrante del mismo.
INSCRÍBASE el Acuerdo No. 3 0-E-2011

Expediente 28

Fecha Presentación 1 de Febrero de 2011

Fecha de Registro 9 de Febrero de 2011

Estado Autorizado

San Salvador, 1 de Marzo de 2011



Licda. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel

Código: 17081971

Registradora

BSO
5-3.9

ELECTRICIDAD

SIGET
Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones
ASIENTO DE PRESENTACION

No. de Asiento _____ 1.105

**Fecha y Hora
de presentación :**
Objeto

Veintiseis de Septiembre de l Dos mil cinco (2005/09/26 12:08:50.00)
Solicitud Inscripción de Acuerdo NO. 146-E-2005, NORMAS E INTERPRETACIONES
TECNICAS DE SIGET

Persona receptora
Código
Cargo

Victoria Guadalupe Salazar
2627
Auxiliar de Registro

Victoria Guadalupe Salazar

Firma y Sello



Usuario

SIGET

ELECTRICIDAD

SIGET
Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones
ASIENTO DE PRESENTACION

No. de Asiento _____ 1.105

**Fecha y hora
de presentación**
Objeto

Veintiseis de Septiembre de l Dos mil cinco (2005/09/26 12:08:50.00)
Solicitud Inscripción de Acuerdo NO. 146-E-2005, NORMAS E INTERPRETACIONES
TECNICAS DE SIGET

Persona receptora
Código
Cargo

Victoria Guadalupe Salazar
2627
Auxiliar de Registro

Victoria Guadalupe Salazar

Firma y Sello



SIGET

siget

00 0009

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

ACUERDO No. 146-E-2005

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las dieciséis horas del día catorce de septiembre de dos mil cinco.

CONSIDERANDO QUE:

- I. De conformidad con el Artículo 4 de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), y el Artículo 3 de la Ley General de Electricidad, esta Institución es la responsable del cumplimiento de las normas de carácter general aplicables a las actividades del sector eléctrico.
- II. De conformidad al artículo 5 literal c) de la Ley de Creación de la SIGET, se establece que una de las atribuciones de esta Institución es la de dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones.
- III. El artículo 2 de la Ley General de Electricidad determina que es un objetivo primordial de la misma el fomento al acceso del suministro de energía para todos los sectores de la población y la protección de los derechos de los usuarios. En este contexto, de conformidad al artículo 67 de la mencionada Ley, los sistemas de distribución deben estructurarse en arreglo con el principio de una inversión adecuada al mercado, sobre la base de un dimensionamiento y una operación eficiente; a efecto de materializar dicho objetivo, es necesario partir de parámetros concretos de dimensionamiento de la red con relación al mercado que sirve.
- IV. De acuerdo con el artículo 9 de la Ley General de Electricidad, los cargos por uso de red de distribución son aprobados por esta Institución de conformidad a una metodología que considera los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada según los parámetros establecidos en el citado artículo 67 de la Ley. La referida metodología se encuentra actualmente contenida en el acuerdo No. 60-E-2001, la cual supone como uno de los elementos base para el cálculo del cargo por uso de la red la redes, instalaciones, ventas y capacidad total de transferencia del distribuidor en el año inmediato anterior al de aprobación de los cargos.
- V. Que lo mencionado anteriormente, como base metodológica no permite el cálculo del cargo a aquellos distribuidores que no han iniciado operaciones, por lo que es necesario determinar las reglas que permitan realizar el referido cálculo de las tarifas aplicables a los nuevos proyectos de distribución, mediante su correspondiente armonización con la normativa vigente que regula este aspecto.

Por lo tanto, en uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- a) Adiciónese al Acuerdo No. 60-E-2001, el siguiente capítulo denominado: "Procedimiento para la aprobación de cargos por uso de red de distribución a distribuidores que lo solicitan por primera vez".

CAPITULO ESPECIAL

REGLAS ESPECIALES PARA EL CÁLCULO DEL CARGO POR USO DE RED A DISTRIBUIDORES QUE LO SOLICITAN POR PRIMERA VEZ.

Cálculo de Cargos.

Art. 13.- El solicitante de la prestación de la actividad de distribución deberá aplicar los criterios definidos en el presente capítulo para elaborar y presentar su propuesta tarifaria, tomando en cuenta las siguientes disposiciones:

Todos los valores físicos necesarios para elaborar la propuesta tarifaria se corresponderán con los incluidos en el proyecto que deberá presentarse de conformidad a lo estipulado en el Artículo 14 para el quinto año del período, el cual será considerado como año base de cálculo. Los valores económicos de costos se corresponderán con el momento de la presentación, teniendo en consideración los siguientes criterios:

a. Activo Bruto del Servicio

El cálculo del Activo Bruto del Servicio se realizará considerando las instalaciones eléctricas de la red de distribución prevista para el año base del estudio, económicamente adaptado al mercado eléctrico previsto para ese mismo año base.

b. Otros Activos Brutos

El cálculo de Otros Activos Brutos se realizará considerando las instalaciones previstas para el año base del estudio que, no siendo parte de las redes de distribución, están directamente afectadas al servicio eléctrico.

c. Capacidad Total de Transferencia (CTTMT; CTTBT; CTTABT y DEMAX)

Todos los valores correspondientes a las capacidades contratadas y transferidas definidos en el Artículo 4 del presente Acuerdo se determinarán para el año base del estudio, considerando las previsiones presentadas por el solicitante. Para la determinación de las potencias contratadas para aquellos usuarios en la categoría de pequeñas demandas, se aplicará los parámetros contenidos en la caracterización de la demanda incluida en el acuerdo No.116-E-2003

d. Porcentaje de pérdidas de potencia en la etapa de Media Tensión (PMT).

Se determinará considerando la red de una empresa estimada eficiente al año base del estudio, atendiendo al mercado previsto a ese momento de acuerdo a las

previsiones presentadas por el solicitante conforme a lo indicado en el presente Acuerdo.

e. Costos

Considerando que los nuevos operadores, no cuentan con información histórica, los Costos Totales de Operación y Mantenimiento y aquellos correspondientes a Costos Indirectos de Administración, Costo de Capital de Trabajo y Costos correspondientes a los Cargos de Atención al Cliente se determinarán considerando recursos e instalaciones económicamente adaptadas al mercado eléctrico previsto para ese mismo año base, diseñadas para prestar el servicio en condiciones de eficiencia al mercado de usuarios previsto a ese momento.

En caso de resultar aprobados los cargos tendrán una validez hasta la siguiente revisión de cargos por uso de red en total concordancia con el proceso correspondiente al resto de los distribuidores, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su reglamento. Si el mencionado proceso tuviera lugar con anterioridad a un año a la fijación de los primeros cargos, los mismos tendrán validez hasta el proceso siguiente.

Proyecto para definir el año base del estudio.

Art. 14.- Todo distribuidor que solicite por primera vez la aprobación de cargos, deberá presentar un proyecto de conformidad con los siguientes requisitos:

El proyecto deberá considerar la prestación del servicio en una o varias áreas geográficas determinadas y con una composición heterogénea de clientes en lo que se refiere al tipo de usuarios a atender. Los parámetros mínimos a cumplir son los que se mencionan a continuación:

- a) Energía anual distribuida: 10 GWh;
- b) Potencia demandada en distribución: 3 MW;
- c) Usuarios (clientes directos): 1,000

El proyecto considerará un período máximo de cinco años para su ejecución y contendrá la información siguiente:

Información del Proyecto: descripción completa y detallada de las instalaciones y recursos que utilizará para la prestación del servicio, y en ese sentido, deberá presentar el Estudio de Factibilidad del proyecto, el cual deberá incluir la memoria descriptiva, los planos correspondientes, los sistemas generales para la prestación de servicio, las líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas y el plan de normalización de las redes fuera de norma, especialmente las siguientes:

- i. Ubicación del proyecto y descripción técnica del mismo.

- ii. Descripción general de las instalaciones, indicando el tipo de diseño, materiales y normas constructivas que se utilizarán;
- iii. Planos de ubicación de las instalaciones;
- iv. Especificar si la red de distribución que se proyecta construir, se instalará total o parcialmente sobre inmuebles de propiedad de terceros.
- v. Cantidad estimada de usuarios finales que se conectarán a la red de distribución, clasificación tarifaria, energía y potencia anual proyectada y el área geográfica de cobertura.
- vi. Detalle del presupuesto de las obras;
- vii. Planos de las servidumbres constituidas;
- viii. Descripción de las instalaciones existentes a las que se interconectará la red de distribución proyectada;
- ix. Detalle del recurso humano, materiales y los costos asociados para la prestación durante un período de 5 años, relacionando:
 - a. Organigrama
 - b. Costo de Personal
- x. Descripción y costos de equipos menores y materiales
- xi. Descripción de los sistemas de gestión comercial a utilizar para la prestación del servicio, debiendo detallar al menos lo siguiente:
 - Facturación;
 - Gestión de Cobranza;
 - Atención de Usuarios; y,
 - Call Center.
- xii. Descripción de los sistemas de gestión técnica a utilizar para la prestación del servicio, debiendo especificar lo siguiente:
 - Procedimientos de operación;
 - Equipamiento de medición para cumplimiento de la normativa de calidad.
- xiii. Descripción de los sistemas para el control de la calidad de servicio.
- xiv. El plazo dentro del cual el proyecto deberá entrar en operación comercial, detallando el plan de trabajo a desarrollar, indicando la fecha de inicio y finalización de cada obra; las cuales en conjunto no podrán superar los CINCO (5) años, contados a partir de la inscripción en el Registro; debiendo detallar además para cada año del período el monto de las inversiones a realizar y las obras asociadas a dichas inversiones;

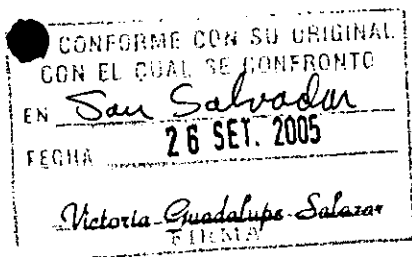
Art. 15. Con el propósito de documentar la viabilidad financiera y económica del solicitante para desarrollar el proyecto, todo solicitante deberá acreditar la concurrencia de los siguientes requisitos mediante la presentación de los Estados Financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado:

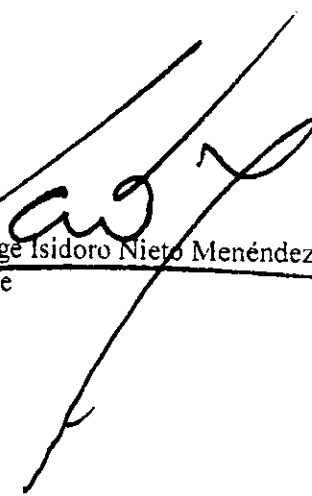
- a. Ser titular de activos no inferiores a SEISCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 600,000.00).
- b. Poseer un patrimonio neto no inferior a TRESCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 300,000.00).

En caso de consorcios, los parámetros antes mencionados deberán ser cumplidos al menos por uno de sus miembros, el cuál a su vez deberá tener una participación mínima del 25% en el Consorcio solicitante, y acreditar un compromiso de permanecer en el Consorcio por un período no inferior a cinco años, contados a partir de la inscripción del consorcio en el Registro.

Aquellos solicitantes que por su tiempo de existencia o cualquier otro motivo legítimo, no puedan presentar estados financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado, podrán en su defecto presentar Balances de Apertura certificados por Contador Público Autorizado o por una firma de Auditores, acreditando el cumplimiento de los literales a y b anteriores.

- b) Inscribese el presente Acuerdo en la Sección de Actos y Contratos del Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a esta Superintendencia.
- c) El presente Acuerdo entrará en vigencia a los ocho días siguientes de su publicación en El Diario Oficial.




Licenciado Jorge Isidoro Nieto Menéndez
Superintendente

RECIBIDO

REGISTRO SIGET

Fecha: _____

Hora: _____

Firma: _____

0003

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

REGISTRO DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES adscrito a la SIGET. San Salvador, a las trece horas y cuarenta minutos del día veintisiete de septiembre de dos mil cinco.

Visto el Acuerdo número 146-E-2005, pronunciado por el Señor Superintendente a las dieciséis horas, del día catorce de septiembre del año dos mil cinco, con boleta de presentación número 1105, mediante el cual acuerda: Adiciónese al Acuerdo No 60-E-2001, el siguiente capítulo denominado: "Procedimiento para la aprobación de cargos por uso de red de distribución a distribuidores que lo solicitan por primera vez"; conforme a lo que se detalla en el mismo Acuerdo; consecuentemente, con base en el Artículo 14, literal a), del Reglamento de la Ley de Creación de SIGET, este Registro resuelve: a) INSCRÍBASE el Acuerdo No. 146-E-2005 antes relacionado, en la Sección de Actos y Contratos del Sector Electricidad; b) MARGINESE como modificación el Acuerdo No. 60-E-2001, inscrito en este Registro bajo el código 435-E21-128/2001.



Lic. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel

Registradora



SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

SECTOR ELECTRICIDAD SECCION ACTOS Y CONTRATOS

El Salvador, Centroamérica

CODIGO DE INSCRIPCION 1.105-E21-403/2.005

FICHA DE INSCRIPCION

NIT 06141209961045 No. Acuerdo 146-E-2005

Naturaleza Modificación de acuerdo

Form containing registration details: Nombre SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, Dirección 6° -10° Calle Pte y 37° Av. Sur No. 2001, Col. Flor B, Telefonos 257-4438 25SIGET, Fax 257-4499, Email siget@siget.gob.sv, CIP/Pass, Nacionalidad, Representante Nombre Jorge Isidoro Nieto Menéndez, CIP/Pass 00108793-2, Profesión Licenciado.

Lugar San Salvador Fecha 14 de Septiembre de 2005 Vigencia Extracto

Se le adiciona al acuerdo 60-E-2001 el capítulo "Procedimiento para la aprobación de cargos por uso de red de distribución a distribuidores que lo solicitan por primera vez". Marginar como modificación el código de inscripción 435-E21-128-2001.

Form containing registration details: Expediente 28, Fecha Presentación 26 de Septiembre de 2005, Fecha de Registro 5 de Octubre de 2005, Estado Autorizado.

San Salvador, 6 de octubre de 2005



Lic. Alicia Rebeca Amaya de Pimentel Código: 17081971 Registradora

MARGINACION La presente inscripción se aprueba las Normas y la Determinación de los Cargos... En virtud del documento inscrito bajo el código # 1322-E21-495 Libro # 30 Fs 26-101 Fecha: may-07 Registrador: [Signature]

ELECTRICIDAD

SIGET

No. de Asiento 1322

Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones

ASIENTO DE PRESENTACION

Fecha y Hora

de Presentación: veintiocho de Diciembre de l dos mil seis (28/12/2006)

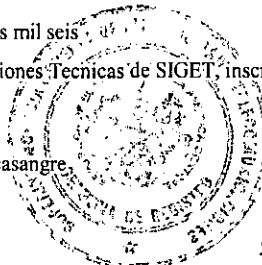
Objeto Acuerdo 328-E-2006, Normas e Interpretaciones Técnicas de SIGET, inscripción en el Registro adscrito a SIGET

Persona Receptora Mauricio Ernesto Barrera Pocasangre

Código 2001

Cargo Auxiliar de registro

Usuario



SIGET

Mauricio Ernesto Barrera P.

Firma y Sello

ELECTRICIDAD

SIGET

No. de Asiento 1322

Superintendencia General de
Electricidad y Telecomunicaciones

ASIENTO DE PRESENTACION

Fecha y Hora

de Presentación: veintiocho de Diciembre de l dos mil seis (28/12/2006)

Objeto Acuerdo 328-E-2006, Normas e Interpretaciones Técnicas de SIGET, inscripción en el Registro adscrito a SIGET

Persona Receptora Mauricio Ernesto Barrera Pocasangre

Código 2001

Cargo Auxiliar de registro

Libro

.00 0081



SIGET

Mauricio Ernesto Barrera P.

Firma y Sello

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

ACUERDO No. 328-E-2006

LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las catorce horas del día veinte del mes de diciembre del año dos mil seis.

CONSIDERANDO QUE:

- I. De conformidad con el artículo 4 de la Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, que en adelante se denominará SIGET, y el artículo 3 de la Ley General de Electricidad, esta Institución es la responsable del cumplimiento de las normas de carácter general aplicables a las actividades del sector de electricidad.
- II. De acuerdo con el artículo 9 de la Ley General de Electricidad, los cargos por uso de red de distribución son aprobados por esta Institución de conformidad a una metodología que considera los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada según los parámetros establecidos en el artículo 67 de la Ley. La referida metodología se encuentra actualmente contenida en el acuerdo No. 60-E-2001, la cual establece los elementos base para el cálculo del cargo por uso de la red, referente a las redes, instalaciones, operación, mantenimiento, ventas y la capacidad total de transferencia del distribuidor en el año inmediato anterior al de aprobación de los cargos.
- III. Por medio del Acuerdo 146-E-2005, de fecha 14 de Septiembre del año 2005, se adiciona la base metodológica que permite el cálculo del cargo a aquellos distribuidores que no han iniciado operaciones. Estas reglas permiten realizar el cálculo de las tarifas aplicables a los nuevos proyectos de distribución, mediante su correspondiente armonización con la normativa vigente que regula este aspecto.
- IV. La Junta de Directores de SIGET, el día siete de diciembre del año dos mil cinco, autorizó la contratación de la firma Mercados Energéticos, con el objeto de desarrollar los servicios de "Consultoría para definir la estrategia a implementar en la revisión y actualización de los cargos de distribución, atención al cliente y del pliego tarifario del periodo 2008-2012", lo cual incluye el apoyo técnico para el personal de la SIGET en la revisión de las normativas vigentes para consolidar la reglamentación relativa al cálculo y aplicación de los cargos tarifarios, emitiendo las recomendaciones de reformas o emisión de nuevas metodologías.
- V. Uno de los alcances de dicha consultoría es la evaluación y desarrollo de una propuesta de metodología para el cálculo del Cargo de Uso de las Redes de Distribución de las empresas distribuidoras que actúan como comercializadores

en el área geográfica donde se ubican sus redes. En la cual se debe definir los recursos precisos para llevar a cabo las etapas que sean necesarias para aprobar el referido cargo, y deberá incluir la normativa aplicable a los requerimientos de información, para lo cual se deberán desarrollar los formularios que sean necesarios para asegurar que la información que entreguen los operadores, lo hagan en forma confiable, oportuna y uniforme.

- VI. Con el objeto de garantizar la evaluación plena e integral de la metodología del Cargo de Uso de las Redes de Distribución y la emisión de normas claras, precisas, adecuadas y efectivas para regular las situaciones concretas a las que dichas normas se destinan, fue sometida dicha metodología al procedimiento de consulta conforme a lo establecido en el artículo 2 del Acuerdo No. N-1-2004.
- VII. Esta Superintendencia el día seis de abril del presente año, designó la formación del Comité para la Elaboración de la Propuesta de Normativa para la determinación de los Cargos por el Uso de las Redes, como documento de consulta. Dicho comité fue conformado con funcionarios de la Gerencia de Electricidad y de la Unidad de Asesoría Jurídica de esta Institución.
- VIII. Con fecha once de agosto del presente año, la Gerencia de Electricidad presentó la propuesta del documento de consulta y considerando la naturaleza de la normativa a emitirse, recomendó que la misma se sujete al procedimiento básico de consulta establecido en el Capítulo II del Procedimiento de Consulta y Elaboración Participativa de Normas para los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones del Acuerdo No N-1-2004. De conformidad a lo anterior, el 4 de Septiembre de 2006, la Superintendencia emitió el Acuerdo 212-E-2006, por medio del cual se dio inicio al procedimiento de consulta participativa básica del documento denominado "NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN", el cual constituye una normativa general que se aplicará en coordinación con la Ley General de Electricidad para la determinación del Cargo por Uso de la Red. En el mismo Acuerdo, se estableció como fecha límite para la entrega de observaciones y comentarios, el 4 de octubre del presente año.
- IX. Finalizada la fecha de recepción de observaciones y comentarios a la propuesta de normativa, las instituciones y empresas que presentaron observaciones a la propuesta de Metodología durante el período establecido para ello, tal como consta en el acta número uno, fueron las siguientes:
 1. Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.
 2. Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.
 3. AES CLESA y Cía. S. en C. de C.V.
 4. DEUSEM, S.A. de C.V.
 5. EEO, S.A. de C.V.
 6. Superintendencia de Competencia.

7. Defensoría del Consumidor.
 8. Asociación Salvadoreña de Industriales
 9. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
- X. A fin de responder a las observaciones presentadas por las instituciones y empresas mencionadas en el considerando IX, éstas fueron convocadas para que los días 25 y 26 de octubre del presente año se presentaran a las instalaciones de SIGET con el objeto de exponerles los comentarios y respuestas de SIGET a las observaciones realizadas a la Propuesta de Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes De Distribución, y asimismo, recoger observaciones y comentarios adicionales en torno a la Propuesta de Metodología, los cuales fueron analizados y tomados en cuenta para la elaboración definitiva de esta norma.
- XI. En cumplimiento al artículo 11 del Acuerdo No. N-1-2004 y a lo dictaminado en el literal e) de la parte resolutive del Acuerdo No.212-E-2006, la Gerencia de Electricidad en coordinación con la Unidad de Asesoría Jurídica, elaboró un informe para la Superintendencia, en el cual se resume sucintamente las respuestas a las observaciones presentadas a la Propuesta de Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes De Distribución, que fueron planteadas en su oportunidad por las entidades mencionadas en el considerando IX.
- XII. Cabe destacar que en las normas que se aprueban mediante este acuerdo, todos los plazos se han estipulado en términos de días hábiles, para adaptar dichos plazos a lo que establece el artículo 32 de la Ley de Creación de la SIGET que indica que “los actos deberán realizarse en los plazos establecidos y se contarán en días hábiles, siendo aquéllos perentorios e improrrogables, salvo causa justificada”.
- XIII. Finalmente, es importante destacar que las **NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN** es una herramienta básica fundamental que permitirá efectuar el cálculo del cargo por el uso de la red de distribución, el cual es una de las componentes del pliego tarifario al consumidor final. Adicionalmente, de acuerdo a dicha metodología, el Cargo de Uso de Red será establecido por períodos quinquenales, de tal forma que éste se calculará y aprobará en el año 2007, cálculo que tendrá su vigencia para el período quinquenal comprendido desde el año 2008 hasta el año 2012. En consecuencia, es procedente la aprobación de las normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución.

POR LO TANTO,

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- a) Aprobar las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo siguiente:

NORMAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR EL USO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

Art. 1.- La presente norma será empleada para el cálculo de los cargos por el uso del sistema de distribución de energía eléctrica, también denominados cargos de distribución. Éstos serán utilizados para establecer el componente de distribución en los precios al consumidor final que serán incluidos en el pliego tarifario que será presentado por la empresa distribuidora, en adelante *la empresa*, para la aprobación de la SIGET, y para ser incluidos en los contratos de distribución que se suscriban.

Art. 2.- La empresa deberá presentar un estudio tarifario conteniendo todos los aspectos indicados en este acuerdo, los cuales deberán cumplir con los lineamientos generales y las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos al cargo de distribución.

La SIGET deberá realizar sus propios estudios tarifarios, a los efectos de validar o indicar modificaciones a los cálculos presentados por la empresa, de modo de asegurar que se cumpla con las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos al cargo de distribución.

En los casos en que la SIGET haya indicado modificaciones a los estudios presentados por la empresa y estas no hayan sido evacuadas a satisfacción de la SIGET, corresponderá a la SIGET establecer los valores finales y definir el cargo por uso de red del sistema de distribución para los subsistemas de media y baja tensión cumpliendo con los lineamientos generales y las metodologías y procedimientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y Acuerdos emitidos por la SIGET relativos al cargo de distribución.

Para la realización de dicho estudio, la SIGET solicitará en distintas etapas a la empresa información sobre las características de sus sistemas de distribución y del mercado atendido.

Art.3.- Con el objetivo de que la SIGET valide ordenada y oportunamente los cálculos realizados por las empresas distribuidoras, las mismas deberán entregar informes parciales de acuerdo al cronograma que definirá la SIGET.

El contenido de cada informe se corresponderá con cada una de las etapas establecidas en la presente normativa. La SIGET dispondrá de veinte (20) días hábiles para revisar los informes parciales remitidos por la empresa y emitirá un documento que contenga todas las observaciones efectuadas. La empresa deberá responder por escrito y para cada observación si la misma ha sido incorporada o no, debiendo en este último caso, justificar debidamente el o los motivos que la llevaron a no considerar la observación de la SIGET, para lo cual dispondrán de un plazo de diez (10) días hábiles a partir de recibidas las observaciones de la SIGET.

La SIGET, sobre la base de un análisis técnico de la información suministrada por la empresa, definirá para cada observación si la misma debe ser incorporada o no. La decisión final respecto de cada observación será informada a la empresa.

La SIGET establecerá un cronograma conteniendo las fechas en que la empresa debe entregar la información requerida y los informes correspondientes a cada etapa.

Art. 4.- El cálculo de los cargos de distribución utilizados para la determinación de los precios incluidos en los pliegos tarifarios al consumidor final, será revisado y aprobado por la SIGET cada cinco años, como parte de la revisión de los mencionados pliegos. Aprobados dichos cargos para el primer año del quinquenio, éstos podrán ser actualizados de conformidad a lo establecido en el Art. 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Los cargos de distribución se calcularán para las redes e instalaciones de la empresa y sus ventas correspondientes al año inmediatamente anterior al de aprobación de los nuevos cargos de distribución, denominado en adelante año base del estudio. Por ello, el dimensionamiento de activos y gastos de operación y mantenimiento deberá corresponderse con la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho año. La CTT se calculará de acuerdo a lo indicado en el Artículo 6 de esta Norma.

La valorización de los activos y la determinación de los costos de operación y mantenimiento deberán ser realizadas a precios de mercado del año base.

En el momento de la aprobación de los cargos de distribución, la SIGET revisará las proporciones en que dichos cargos están compuestos por recursos nacionales o extranjeros, para ser utilizadas en las fórmulas de actualización de los cargos de distribución.

Art. 5.- Los Cargos de Distribución (CDistr) se calcularán en base al Costo de Capital Anual (CCA) y al Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM). Los CDistr se obtienen dividiendo los costos anuales de estos rubros para el subsistema correspondiente a cada nivel de tensión, entre la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho subsistema. La CTT se calcula de acuerdo a lo indicado en el Artículo 6 de esta Norma.

Los cargos de distribución serán calculados en forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT), y serán expresados en valores monetarios unitarios por mes, específicamente en Dólares de los Estados Unidos de América (US\$) por kilovatio (kW) y mes.

Para los efectos del presente Acuerdo, se considerarán como redes de MT aquellas cuyas tensiones sean superiores a 600 Voltios e inferiores a 115,000 Voltios, y de BT a aquellas con tensiones iguales o inferiores a 600 Voltios.

El CCA, el CTOM, las pérdidas técnicas y el valor estimado de compensación por falla, deben corresponder a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas. Los cargos de distribución no incluirán los costos de facturación, cobranza y similares, los cuales deberán ser considerados como parte de los costos de atención al cliente asociados a la actividad de comercialización.

Art. 6.- Los cargos de distribución, con exclusión de las pérdidas de energía serán calculados mediante las expresiones siguientes:

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{CTT_{BT} + CTT_{MT}}$$

$$CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{CTT_{BT}}$$

donde:

$CDistr_{MT}$ es el cargo de distribución de la red de MT.

$CDistr_{BT}$ es el cargo de distribución de la red de BT.

CCA_{MT} es el Costo Anual de Capital de la red de MT.

CCA_{BT} es el Costo Anual de Capital de la red de BT.

$CTOM_{MT}$ es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de MT.

$CTOM_{BT}$ es el Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de BT.

CTT_{MT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de media tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{MT} , la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia se considerará, para el cálculo de la CTT_{MT} , la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2.3 inciso b) del Anexo 1.

CTT_{BT} es la suma de las potencias máximas de los clientes de baja tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia considerará, para el cálculo de la CTT_{BT} , la suma del promedio de las potencias máximas registradas a los usuarios comprendidos en estas categorías tarifarias para el año base del estudio. En el caso de aquellas categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia se considerará, para el cálculo de la CTT_{BT} , la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2.3 inciso b) del Anexo 1.

Las anualidades CCA y CTOM, serán expresadas en las monedas de curso legal; y CTT_{MT} y CTT_{BT} en kW, por lo que $CDistr$ estará dado en US\$/kW/año. Para efectos de los contratos, los cargos de distribución serán expresados en valores mensuales iguales a un doceavo (1/12) del $CDistr$ anual determinado por medio de las fórmulas anteriores.

Art. 7.- El CCA se calculará de acuerdo al procedimiento que se detalla a continuación:

Determinación del Activo Bruto de Servicio (ABS). El ABS de la empresa está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio.

A los fines del cálculo, se considerará que el ABS está compuesto por las instalaciones eficientemente dimensionadas para la prestación del servicio, esto es, que cumplan con las siguientes condiciones: (i) la cantidad de los activos incorporados es la adecuada para prestar el servicio con la calidad requerida, (ii) el dimensionamiento de los activos resulta óptimo desde el punto de vista económico, es decir que minimiza el costo total (*costos de inversión, más pérdidas de energía, más inversiones por calidad de servicio*) y (iii) los costos de los activos incorporados son justificables en comparación con los precios de mercado.

La valorización del ABS se realizará sobre la base del análisis y optimización del sistema de distribución en operación al finalizar el año base del estudio.

Para cada segmento del sistema de distribución (red de MT, módulos de transformación y red de BT) se requiere que la empresa entregue la totalidad de la información referida a las instalaciones existentes al finalizar el año base del estudio, de tal forma que la metodología de optimización de la red que se utilizará será la descrita en el Manual de Diseño de Distribución incluida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

En el caso que, a juicio de la SIGET, la empresa no cuente con la totalidad de esta información para algún segmento del sistema de distribución, y la información faltante no pueda ser estimada con la información disponible, se utilizará, para aquel cuya información no se encuentre completa, el método de optimización basado en el análisis de Sistemas Eléctricos Representativos (SER) descrito en el Anexo 2 del presente Acuerdo.

La SIGET definirá, sobre la base de su propio análisis, qué metodologías se aplicarán para el cálculo del ABS de cada empresa basándose en lo indicado en los párrafos anteriores. La SIGET definirá y la empresa distribuidora deberá aplicar la metodología a utilizar para cada segmento del sistema de distribución en función de la información disponible para cada uno de ellos. Se considerará que la información suministrada por la empresa no se encuentra completa cuando la misma no sea suficiente para aplicar la metodología descrita en el Manual de Diseño de Distribución incluida en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

La empresa y la SIGET deberán aplicar en sus respectivos estudios la misma metodología para el cálculo del ABS para cada segmento del sistema de distribución.

En aquellos casos en que SIGET haya decidido la aplicación de la metodología SER se procederá de la siguiente manera:

1. Los SER preliminares, que la SIGET analizará para establecer los Cargos de Distribución de referencia, serán informados a la empresa a los efectos que ésta presente sus observaciones y los antecedentes que la respaldan.

2. Recogidas y analizadas las observaciones presentadas por la empresa, la SIGET determinará los SER sobre los cuales basará el estudio de determinación de los valores de referencia para los Cargos de Distribución, y los informará a la empresa.
3. En el caso que la empresa no suministre la información requerida y/o no emitan los comentarios que la SIGET solicite respecto de los SER preliminares sobre aspectos de los referidos estudios, en los plazos que se establezcan, esta Superintendencia procederá a determinar los valores de referencia de los Cargos de Distribución con los antecedentes disponibles y efectuará los supuestos relativos a la información faltante necesarios para la continuidad de los estudios. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que la SIGET, en uso de sus facultades legales, pueda aplicar a la empresa por no suministrar la información solicitada.

Independientemente de la metodología adoptada para la determinación del ABS, la SIGET verificará por medio de una auditoría las cantidades de instalaciones informadas por la empresa. Como resultado de esta verificación se calculará el Factor de Ajuste de Instalaciones (FAI), el cual resulta del cociente entre las cantidades de instalaciones relevadas por la auditoría y las informadas por la empresa. El FAI se utilizará para ajustar el VNR de las instalaciones eléctricas de la empresa. Cuando la metodología de optimización se base en el análisis de sistemas eléctricos representativos, los sistemas seleccionados deberán formar parte de las instalaciones auditadas. Tanto la metodología de la auditoría como la de ajuste del VNR se indican en el Anexo 3 del presente Acuerdo.

A los efectos del cálculo del ABS de instalaciones construidas con fondos de terceros antes del treinta y uno de diciembre del año base y que deban ser operadas y mantenidas por la empresa, se aplicará el tratamiento siguiente:

- i. Se optimizarán de conformidad a la metodología especificada en este Acuerdo.
- ii. Se reconocerán como parte del CTOM, las actividades de operación y mantenimiento requeridas para dichas instalaciones.
- iii. No se reconocerá remuneración sobre el capital correspondiente a dichas instalaciones.

Para el cálculo del ABS de instalaciones construidas con fondos de la empresa y de terceros antes del treinta y uno de diciembre del año base y que deban ser operadas y mantenidas por la empresa, se aplicará el tratamiento siguiente:

- i. Se optimizarán de conformidad a la metodología especificada en este Acuerdo.
- ii. Se reconocerán como parte del CTOM, las actividades de operación y mantenimiento requeridas para la totalidad de dichas instalaciones.
- iii. Se reconocerá remuneración de capital sólo sobre el porcentaje del VNR correspondiente al aporte realizado por la empresa. Este porcentaje se calculará como el cociente entre el aporte realizado por la empresa distribuidora y el costo total de la instalación.

Determinación de los Activos Generales asignados a Distribución (AGD). Los AGD corresponden al VNR de instalaciones que, no siendo parte de las redes de distribución, están directamente afectadas al servicio eléctrico. Ellos estarán compuestos por los Activos Generales

(edificios administrativos y otras instalaciones de uso general), Activos Muebles (vehículos, equipos de oficina y otros activos similares) y Activos Intangibles (estudios generales, material de capacitación, material de publicidad y otros gastos similares). El cálculo de los AGD se realizará con base en el concepto de empresa modelo, a través del procedimiento y criterios descritos en el respectivo Manual de Diseño de Distribución incluidos en los anexos 1 y 2, según aplique.

Valorización del Activo Fijo Bruto (AFB). El AFB se define como la suma del ABS y los AGD como se expresa en las siguientes fórmulas:

$$\text{AFBMT} = \text{ABSMT} + \text{AGDMT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{ABSBT} + \text{AGDBT}$$

Donde:

$$\text{AFBMT} = \text{AFB de la red de MT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{AFB de la red de BT}$$

$$\text{ABSMT} = \text{ABS de la red de MT}$$

$$\text{ABSBT} = \text{ABS de la red de BT}$$

$$\text{AGDMT} = \text{AGD de la red de MT}$$

$$\text{AGDBT} = \text{AGD de la red de BT}$$

Cálculo de la Anualidad del Activo Fijo Bruto (AAF). La AAF de las instalaciones de distribución será calculada mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) al mencionado AFB. La AAF estará dada por las dos siguientes expresiones:

$$\text{AAFMT} = \text{FRCMT} * \text{AFBMT}$$

$$\text{AAFBT} = \text{FRCBT} * \text{AFBBT}$$

donde:

$$\text{AAFMT} = \text{Anualidad del AFB de la red de MT};$$

$$\text{AAFBT} = \text{Anualidad del AFB de la red de BT};$$

$$\text{FRCMT} = \text{FRC para la vida útil media de la red de MT};$$

$$\text{FRCBT} = \text{FRC para la vida útil media de la red de BT};$$

$$\text{AFBMT} = \text{AFB de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de MT}$$

$$\text{AFBBT} = \text{AFB de las instalaciones de distribución correspondientes a la red de BT}$$

El FRC será calculado considerando la vida útil promedio ponderada del total de los activos incluidos en el Activo Fijo Bruto de conformidad a lo dictaminado por la Ley General de Electricidad. Las vidas útiles que se deberán utilizar, así como también la metodología de cálculo del factor de recupero de capital será la definida en el acuerdo No. 38-E-2000 o el que lo reemplace.

El CCA a considerar para la determinación de los cargos de distribución, será calculado mediante las siguientes expresiones:

$$\text{CCAMT} = \text{AAFMT}$$

$$\text{CCABT} = \text{AAFBT}$$

donde:

CCAMT = CCA de la red de MT;

CCABT = CCA de la red de BT

Art. 8.- El Costo Total de Operación y Mantenimiento para cada nivel de tensión (CTOM) estará compuesto por el Costo Anual de Operación y Mantenimiento de la Red (CAOM), más el Costo del Capital de Trabajo (CCT), el Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones (Cind) y el Valor Esperado de las Compensaciones por Falla (VECF).

$$CTOM_{MT} = CAOM_{MT} + CCT_{MT} + CInd_{MT} + VECF_{MT}$$

$$CTOM_{BT} = CAOM_{BT} + CCT_{BT} + CInd_{BT} + VECF_{BT}$$

Donde:

CAOM_{MT} = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de MT

CCT_{MT} = Costo del capital de trabajo de la red de MT;

Cind_{MT} = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de MT;

VECF_{MT} = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de MT;

CAOM_{BT} = Costo anual de operación y mantenimiento de la red de BT;

CCT_{BT} = Costo del capital de trabajo de la red de BT;

Cind_{BT} = Costo Indirecto de Administración de las instalaciones de BT;

VECF_{BT} = Valor Esperado de Compensación por Fallas de la red de BT;

El CAOM, el CCT y el Cind serán calculados según la metodología que se determine para el cálculo del ABS, de conformidad a lo establecido en el Art. 7. El VECF será determinado según lo indicado en el Art. 9 del presente acuerdo.

En aquellos casos que se presenten economías de escala ligadas a la estructura de propiedad de las empresas (empresas distribuidoras ligadas a un mismo grupo empresarial) las mismas deberán ser tenidas en consideración en el desarrollo de la metodología de cálculo y en la definición de los cargos de distribución.

Art. 9.- El VECF representa el costo de la energía no entregada a los consumidores finales de la red. Para su cálculo se considera la probabilidad de salida forzada de los elementos correspondientes a sistemas eficientemente operados y mantenidos.

Al incluirse los VECF en los Cargos de Distribución, los usuarios deberán ser compensados por todas las fallas reales que el sistema tenga, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 93 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El VECF se calculará mediante la siguiente expresión:

$$VECF_{MT} = (EAVBT + EAVMT) * FSFEMT * CENS$$

$$VECF_{BT} = (EAVBT) * FSFEFT * CENS$$

donde:

- VECFMT = VECF de la red de MT (US\$ /año);
VECFBT = VECF de la red de BT (US\$ /año);
EAVMT = Energía anual vendida en MT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2.3 inciso b) del anexo 1;
EAVBT = Energía anual vendida en BT obtenida del balance de energía definido en el numeral 2.3 inciso b) del anexo 1;
CENS = costo económico de la energía no servida (US\$/kWh);
FSFEMT: Factor de salida forzada equivalente de la red de MT;
FSFEBT: Factor de salida forzada equivalente de la red de BT.

El valor CENS está fijado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad y corresponde al 200% del valor de la energía. El valor de la energía que deberá utilizarse para cuantificar el CENS se calculará como el cociente entre el ingreso total anual facturado en el cargo por energía, por la distribuidora a sus usuarios finales (excluyendo comercializadores) y el total de la energía facturada a los mismos, en el año base del estudio.

El Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio de la SIGET establece para las redes de MT y BT, los Factores de Salida Forzada (FSF) admisibles. Estos FSF estarán definidos con base en el número de fallas por año, tiempos medios de reparación y tiempos de indisponibilidad programada. El Factor de Salida Forzada Equivalente (FSFE) de una red corresponderá al valor ponderado de los FSF sobre la base de la capacidad nominal de los elementos de la red.

Art. 10.- Las pérdidas técnicas medias de distribución en energía correspondiente a redes eficientemente dimensionadas, operadas y mantenidas, serán consideradas en el cálculo del precio de la energía de la tarifa eléctrica al consumidor final.

No obstante lo anterior, se define en el presente artículo el valor de las pérdidas medias de energía (VPME).

Para los efectos del cálculo de las pérdidas medias de distribución en energía, la SIGET reconocerá porcentajes máximos de pérdidas obtenidos de los estudios de optimización del sistema de distribución.

Con base en los porcentajes de pérdidas se calcularán los valores:

$$FPEMT = 1 / (1 - PEMT)$$

$$FPEBT = 1 / (1 - PEBT)$$

donde:

PEMT = Nivel de pérdidas técnicas eficientes de energía del subsistema de MT¹

PEBT = Nivel de pérdidas técnicas eficientes de energía del subsistema de BT²

FPEMT = Factor de pérdidas de energía para la red de MT;

FPEBT = Factor de pérdidas de energía para la red de BT.

¹ Subsistema de MT: Incluye la red de MT mas las instalaciones de transformación AT/MT y MT/MT que sean consideradas como activos de distribución.

² Subsistema de BT: Incluye la red de BT mas las instalaciones de transformación MT/BT.

Los VPME por banda horaria serán calculados como:

$$\text{VPMEMTh} = (\text{FPEMT}-1) * \text{CEMRSh}$$

$$\text{VPMEBTh} = (\text{FPEMT} \times \text{FPEBT}-1) * \text{CEMRSh}$$

donde:

VPMEMTh: VPME en MT para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle), expresado en US\$/kWh.

VPMEBTh: VPME en BT para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle), expresado en US\$/kWh.

CEMRSh: costo promedio ponderado de compra de energía, considerando los precios y cantidades de energía de contratos de largo plazo que haya autorizado SIGET y de las compras directas en el MRS aplicado para el cálculo del pliego tarifario vigente del distribuidor en el bloque (h).

Para los clientes sin medición de consumo horario, el VPMEBT es un valor único y será determinado como la suma para los tres bloques, de los productos entre el VPMEBT del bloque (h) y el porcentaje de consumo de energía en el bloque (h) para la categoría de clientes considerada, como se muestra a continuación:

$$\text{VPMEBT} = \sum_{h=\text{pico-resto-valle}} \text{kh,t} (\text{FPEMT} \times \text{FPEBT}-1) * \text{CEMRSh}$$

kh,t= Es el porcentaje de energía consumido por la categoría tarifaria t para el bloque (h) de consumo (punta, resto, valle). Estos valores se obtienen de la curva característica de consumo de la categoría tarifaria en cuestión del balance de potencia tarifario definido en el numeral 2.3 inciso b) del Anexo 1.

El valor de las pérdidas adicionales a las reconocidas en el presente artículo será por cuenta de la empresa. Las pérdidas no técnicas (errores de facturación, hurto, incobrabilidad, etc.) no serán incluidas en la tarifa al consumidor final.

Art.11. La empresa distribuidora que solicite por primera vez la aprobación de cargos de distribución, deberán seguir el procedimiento descrito en el Anexo 4: "Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez".

Particularmente, para el caso del Acuerdo No.146-E-2005 de fecha catorce de septiembre de dos mil cinco, tendrá aplicación hasta que entre en vigencia el presente acuerdo, en consecuencia será sustituido por su Anexo 4 denominado "Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez".

Art. 12. La información solicitada y recogida por la SIGET en el procedimiento que inicie la realización de los estudios, se enmarcará en las normas del presente Acuerdo. La SIGET comunicará a la empresa el plazo máximo para la entrega de la información.

Art.13. El presente Acuerdo entrará en vigencia al día siguiente después de su publicación en el Diario Oficial, y será aplicable para realizar el cálculo del cargo por el uso de las redes de distribución que entrarán en vigencia a partir del uno de enero del 2008 y los años subsiguientes.

Art.14. Forma parte integrante del presente Acuerdo, los siguientes Anexos:

Anexo 1: "Manual de Diseño de Distribución"

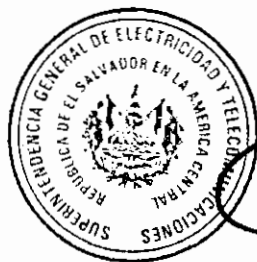
Anexo 2: "Manual de Diseño de Distribución para Optimización de la Red a través de Sistemas Eléctricos Representativos"

Anexo 3: "Metodología para Auditar y Ajustar las cantidades de las Instalaciones Informadas por la Empresa Distribuidora".

Anexo 4: "Reglas Especiales para el Cálculo del Cargo por Uso de Red a Distribuidores que lo solicitan por primera vez".

b) Notifíquese

c) Publíquese.



SIGET

Licenciado Jorge Isidoro Nieto Menéndez
Superintendente



ANEXO 1

**ACUERDO No. 328-E-2006
MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCIÓN**

INDICE

1. OBJETIVO DEL MANUAL.....	2
2. METODOLOGÍA GENERAL.....	2
2.1. Diseño de la empresa modelo.....	2
2.2. ETAPA 1: Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT	3
2.3. ETAPA 2: Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía.....	7
2.4. ETAPA 3: Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT	11
2.5. ETAPA 4: Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones.....	12
2.5.1. Determinación de los Costos Indirectos	12
2.5.2. Calculo del Costo del Capital de Trabajo (CCT)	16
2.6. ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento.....	17
3. REQUERIMIENTO DE LA INFORMACIÓN	17
3.1. Información de base.....	17
3.1.1. Demanda.....	18
3.1.2. Costos	18
3.1.3. Instalaciones físicas	18
3.1.4. Calidad de Servicio.....	19
3.2. Formato de presentación de los resultados del estudio.....	25

MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION

1. OBJETIVO DEL MANUAL

Definir la metodología que deberá ser empleada para el diseño y costeo de una empresa de distribución eficiente (empresa modelo), que sea capaz de brindar el servicio de distribución eléctrica en El Salvador a costos eficientes y brindando los niveles de calidad definidos en la regulación.

2. METODOLOGÍA GENERAL

La Ley General de Electricidad establece que para el cálculo del cargo de distribución se deben considerar inversiones y costos eficientes.

La metodología para definir la empresa modelo debe consistir entonces, en dimensionar instalaciones y costos sobre la base de políticas empresariales de inversiones y de gestión eficientes. Se debe entender como criterio de eficiencia para estas políticas la elección de aquellas alternativas de mínimo costo que permitan satisfacer la demanda con un nivel de calidad concordante con la normatividad vigente.

2.1. DISEÑO DE LA EMPRESA MODELO

Para el diseño de la empresa modelo se deberá contemplar el desarrollo de las siguientes actividades:

- **ETAPA 1:** Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT
 - Caracterización de las instalaciones
 - Proceso de optimización técnica económica de las instalaciones
 - Inversiones del sistema de distribución MT
 - Inversiones del sistema de distribución BT
 - Evaluación de calidad de servicio resultante
 - Cómputo de los factores de ajuste de instalaciones
- **ETAPA 2:** Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía
- **ETAPA 3:** Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento MT
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento BT
- **ETAPA 4:** Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones

- Determinación de los costos indirectos
- Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
- Determinación del esquema Remuneratorio de los Recursos Humanos involucrados
- Determinación del costo anual de los activos generales de distribución
- Dedución de ingresos no regulados
- Dedución de costos asociados con la actividad de atención al cliente
- Cálculo del costo del capital de trabajo
- **ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento**
 - Cálculo del valor esperado de compensación por falla y cálculo del valor de las pérdidas medias de energía
 - Asignación de los costos Indirectos
 - Cálculo de los cargos de distribución

2.2. ETAPA 1: CÁLCULO DEL ABS CORRESPONDIENTE A LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

El cálculo de ABS consistirá en el análisis completo de las instalaciones eléctricas reales de la empresa. No obstante, el objetivo de esta metodología no es el de reconocer y valorizar todos los activos reales de la empresa, sino que estos deberán ser sometidos a un proceso de optimización “parcial”.

El proceso de optimización se dice “parcial” porque no todos los parámetros y características de los activos serán sometidos a un proceso de optimización. No formará parte del proceso de optimización el ajuste de la traza de las redes de MT y BT, esta información se denomina *información de base*. El objetivo buscado en la aplicación de esta metodología es el de reconocer a la empresa ciertas particularidades asociadas al desarrollo de su sistema eléctrico en el ámbito geográfico que se trate, de esta manera se asume la siguiente hipótesis:

El diseño de la traza de la red es realizado bajo criterios de eficiencia y racionalidad económica.

No obstante, y como se mencionó anteriormente, dichas instalaciones deben ser sometidas a un proceso de optimización, en virtud de lo establecido por la Ley General de Electricidad respecto de que los activos se deben corresponder con una *red de distribución eficiente dimensionada al mercado*. Sobre esta base, resulta necesario adaptar el resto de las características de dichas instalaciones (p.e.: tipo de red, sección de conductor, cantidad y tipo de equipos de protección y maniobra, etc.) para que estas permitan prestar el servicio de distribución con niveles adecuados de calidad y al mínimo costo.

La información requerida para el desarrollo de la metodología propuesta será:

1. Información georeferenciada de la red completa de media tensión, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, potencia máxima coincidente de cada

alimentador con la máxima del sistema, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de postación, tipo de instalación (aérea/subterránea, urbana/rural) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.

2. Información georeferenciada de la red de baja tensión, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de postación, tipo de instalación (aérea/subterránea) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
3. Información georeferenciada de los módulos de transformación, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: los niveles de tensión primaria y secundaria, potencia nominal, cantidad de salidas de baja tensión, tipo de instalación (aérea, subterránea, etc.) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
4. Información relativa a la demanda tanto de baja como de media tensión, especificando como mínimo lo siguiente: las coordenadas georeferenciadas del punto de conexión, identificación del cliente de acuerdo al código de la base de datos comercial, categoría tarifaria, nivel de tensión de suministro, identificación de la vinculación eléctrica al modulo de transformación MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.

El resto de las instalaciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad requerida (equipos de protección y maniobra, capacitores, etc.), así como también las características de las instalaciones consideradas como información de base (sección de conductor, tipo de poste, vano, potencia nominal, etc.), serán resultado del proceso de optimización descrito mas adelante.

a) Caracterización de las instalaciones

Las instalaciones eléctricas serán caracterizadas de acuerdo al tipo de área de servicio en la cual se encuentran instaladas. Tomando en consideración el tipo de instalaciones definidas en el manual de costos unitarios de instalaciones, se reconocerán dos tipos de instalaciones: urbanas y rurales.

La caracterización de cada instalación deberá realizarse consecuentemente con la metodología de clasificación de las áreas de servicio contenida en la Norma de Calidad.

b) Proceso de optimización técnico económica de las instalaciones

- b.1) Estimación de las demandas por alimentador y por subestación de distribución (sed)

Las demandas serán estimadas considerando la siguiente información: Base de datos comercial, resultados del estudio de caracterización de la demanda (factor de carga, factor de estacionalidad, factor de coincidencia, etc.) y la información georeferenciada de los clientes.

En consecuencia la demanda correspondiente a cada usuario, se determinará considerando su consumo anual de energía, el factor de carga y simultaneidad definidos para cada categoría tarifaria:

$$PUSU_i^j = \frac{EUSU_i^j * f_{coinc-MT}^t}{H_{año} * f_{carga}^t}$$

- PUSU: Potencia coincidente del usuario i del nivel de tensión j con la máxima demanda en media tensión.
- EUSU: Energía anual registrada para el usuario i del nivel de tensión j.
- t: Categoría tarifaria correspondiente al usuario i.
- $f_{coinc-MT}^t$: Factor de coincidencia de la categoría tarifaria t con la máxima demanda en media tensión.
- f_{carga}^t : Factor de carga de la categoría tarifaria t.
- $H_{año}$: Cantidad de horas del año base.

El agregado de las demandas de los clientes, de acuerdo a la expresión definida anteriormente, a nivel de transformador MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT deberá utilizarse para calcular la máxima demanda anual de dichas instalaciones.

b.2) Optimización técnico económica del sistema eléctrico

El proceso de optimización debe considerar información relativa a: límites de carga, costo unitario de las instalaciones, precio de la energía del año base, límites de calidad establecidos por la normativa de calidad técnica y comercial, capacidades de reserva y tasa y duración de falla.

Se deberán realizar estudios de flujos de carga, los cuales se modelarán en base a las demandas definidas en el numeral anterior, las características de los conductores reales en media y baja tensión, y transformadores. Los resultados de los análisis mencionados serán utilizados para definir la red óptima para cada tipo de zona, considerando, las pérdidas de energía (y su costo) y el costo unitario de las instalaciones.

Para el análisis de confiabilidad se emplearán los valores de tasa y duración de falla informados en el "Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio" (MCC).

El costo de la ENS será calculado en base a lo definido por la Ley y su Reglamento.

b.2.1) Cantidad y sección de los circuitos

Se seleccionará para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para el transporte económico de la energía eléctrica. El conductor económico seleccionado es aquel que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Esta tarea se realizará para las redes de distribución de media y baja tensión.

Considerando que los equipos y materiales componentes del sistema de distribución tienen capacidades discretas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de optimización, el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para

el período tarifario. Los factores de crecimiento vegetativo podrán ser diferentes para distintas áreas de servicio no obstante, será posible agrupar distintas regiones o zonas que presenten tasas de crecimiento vegetativo semejantes y considerar un único valor medio para todas ellas. De igual forma cuando la información no esté disponible por área de servicio o la misma no sea confiable podrá utilizarse un único factor de crecimiento para toda la empresa.

b.2.2) Potencia de Transformación MT/BT

Para cada módulo de transformación se seleccionará la potencia de transformación económica (esta selección deberá realizarse sobre la base de potencias nominales disponibles en el mercado). Se define potencia económica a aquella que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Considerando que los equipos y materiales componentes del sistema de distribución tienen capacidades discretas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de optimización el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.3) Evaluación de calidad de servicio resultante.

Durante el proceso de construcción de la empresa modelo se deberá incorporar en su diseño, el equipamiento e infraestructura de red que le permitan cumplir con los estándares de calidad definidos en las normas respectivas.

La verificación de que los objetivos de calidad de servicio son alcanzables por el diseño de red adaptada se debe obtener a través del siguiente proceso de análisis y cálculo:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de MT y BT;
2. Consideración de las tasas de falla y los tiempos medios de reparación indicados en el Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio;
3. Cálculo de los indicadores de calidad definidos en el acuerdo 192-E-2004 (FMIK, TTIK, SAIFI y SAIDI) para la red eléctrica adaptada;
4. En caso de resultar necesario, para cumplir con los niveles de calidad objetivo definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se deberán incorporar las instalaciones necesarias para alcanzar dichos niveles que sean convenientes técnica y económicamente (reconectores, seccionadores, desconectores, subestaciones de distribución, alimentadores, etc.);
5. El punto de inicio para la optimización de las redes de distribución respecto de la calidad de servicio, serán los circuitos de las redes de distribución analizadas vinculados con el Valor Nuevo de Reemplazo de la empresa modelo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que el único equipo de protección y maniobra existente es un interruptor instalado sobre la cabecera del alimentador de media tensión.

b.3) Costeo de las instalaciones

Los costos unitarios de las obras, instalaciones y equipos serán proporcionados por la SIGET en el "Manual de Costos Unitarios". Dicho manual deberá ser empleado por la SIGET y por la empresa distribuidora para valorizar los activos eficientes.

b.4) Ajuste de las instalaciones

El VNR del ABS calculado de acuerdo a la metodología definida en los numerales anteriores deberá ser ajustado en función de los resultados obtenidos a partir de la verificación en campo de las instalaciones reales.

La verificación de la cantidad de instalaciones informadas por las empresas distribuidoras será llevada a cabo por la SIGET a partir de la realización de una auditoria de activos, diseñada sobre la base de un muestreo aleatorio estratificado de las mismas, tal como se establece en el Anexo 3.

2.3. ETAPA 2: DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA Y CONFECCIÓN DE UN BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

a) Determinación de las pérdidas de energía y potencia

Es necesario definir los niveles de pérdidas técnicas de potencia y energía de la empresa. Los niveles de pérdidas a considerar en esta etapa del estudio son los obtenidos a partir del proceso de optimización del sistema de distribución.

Los niveles de pérdidas técnicas se discriminarán por nivel de tensión. Para el nivel de MT se deben considerar las pérdidas en las redes de distribución de Media Tensión y cuando corresponda las correspondientes a la etapa de transformación AT/MT o MT/MT.

Para el nivel de BT, se deben considerar las pérdidas en transformadores MT-BT, líneas, acometidas y medidores.

A continuación se presenta la expresión que debe emplearse para el cómputo de las pérdidas totales de potencia por nivel de tensión:

$$PP_n = \frac{\sum PP_{n_i} * P_{n-i}}{\sum P_{n-i}}$$

Donde:

n = nivel de tensión (MT, BT)

i = instalación analizada (transformación AT/MT y MT/MT, red de MT, transformación MT/BT, red de BT..)

PP_n = Pérdida de potencia del nivel de tensión n

PP_{n-i} = Pérdida de potencia de la instalación i del nivel de tensión n

P_{n-i} = Potencia asociada a la instalación i del nivel de tensión n

Las pérdidas de potencia correspondientes a acometidas y medidores podrán calcularse considerando un modelo simplificado que considere grupos de usuarios con niveles de consumo semejantes cuyas instalaciones eléctricas presenten características similares y acometidas típicas para cada grupo.

Las pérdidas de energía (PEMT y PEBT) se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia obtenidas, por el número de horas del período en análisis y el factor de pérdidas correspondiente.

b) Confección del balance de potencia y energía

Se deberá calcular un balance de potencia horario correspondiente al día de máxima demanda anual.

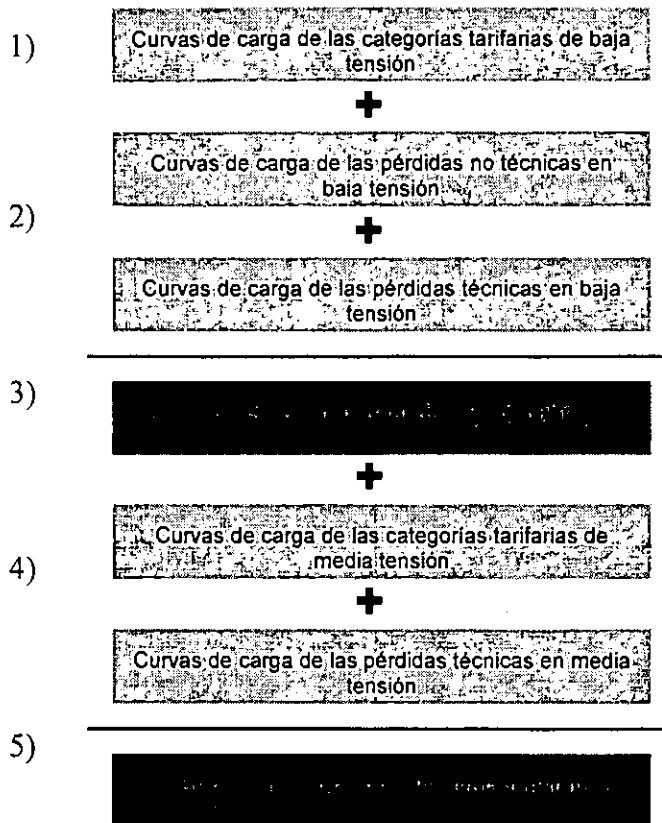
Este balance de potencia deberá ser validado frente a condiciones reales de operación del sistema de distribución de la empresa. Para realizar esta validación se verificará lo siguiente:

1. La hora de máxima demanda del balance debe corresponder con la hora de máxima demanda real del día de máxima demanda anual de la empresa.
2. La demanda máxima en media tensión debe ser igual a la demanda máxima real correspondiente al día de máxima demanda anual.
3. Se deberán validar que los niveles totales de pérdidas de energía (técnicas y no técnicas) obtenidos en el balance de energía son similares a los niveles reales de la empresa.

La información de base que deberá emplearse para la confección del balance de potencia es la siguiente:

- Curvas de carga correspondiente a cada categoría tarifaria obtenidas de la campaña de medición.
- Niveles de pérdidas técnicas de potencia reales para cada nivel de tensión.
- Niveles de pérdidas no técnicas de potencia reales para cada nivel de tensión.
- Curva de carga real agregada de cada empresa.

El balance de potencia deberá ser confeccionado siguiendo una metodología del tipo *bottom up*, es decir desde el nivel de baja tensión hasta el de media tensión de acuerdo al siguiente esquema:



Para el cómputo de las pérdidas no técnicas se asumirá una curva de carga característica, esta curva deberá permitir que se cumplan con las condiciones de validación 1 y 2 definidas anteriormente.

Las pérdidas técnicas de potencia para el nivel de tensión n y la hora h se calculan de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_{pot,n,h} = k_{perdidas_punta,n} * (\sum D_{c,n,h})^2$$

Donde:

$D_{c,n,h}$ = demanda correspondiente al usuario de la categoría tarifaria c (se incluyen también las pérdidas no técnicas) del nivel de tensión n en la hora h .

$K_{perdidas_punta,n}$ = es un factor tal que ajusta $P_{pot,n,h}$ con h correspondiente a la hora de máxima demanda del nivel n analizado al nivel real de pérdidas técnicas de la empresa.

En la siguiente tabla se presenta el formato en que dicho balance debe ser presentado:

TARIFA / NIVEL DE TENSION	0	1	2	21	22	23
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
MEDIA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoría Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX

Siguiendo la metodología descrita anteriormente se confeccionará también un balance de potencia tarifario, el cual deberá considerar los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas eficientes. Este balance de potencia deberá presentarse en el mismo formato indicado para el balance de potencia real.

Posteriormente, se deberá confeccionar un balance de energía considerando las ventas totales de energía reales en el año base y los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas de energía reales. Las pérdidas técnicas de energía se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia, obtenidas en el balance de potencia real, por el número de horas del período en análisis y el factor de pérdidas correspondiente. Las pérdidas no técnicas de energía se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia real, obtenidas en el balance de potencia, por el número de horas del período en análisis y el factor de carga correspondiente.

En la tabla que se presenta en la sección 3.2 literal b) se detalla el formato en que el balance de energía debe ser presentado.

2.4. ETAPA 3: CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

Se interpretan como actividades de Operación y Mantenimiento (O&M), aquellas en las que incurre la empresa modelo al realizar el mantenimiento correctivo y preventivo de los equipos e instalaciones que constituyen las redes de distribución y las operaciones necesarias ante tareas programadas y para reponer la continuidad del servicio (también denominados costos directos de operación y mantenimiento).

Las actividades de O&M consideradas deberán tener como marco de referencia los estándares de ingeniería, el tipo de instalación y las características físicas de la zona donde se encuentran instaladas.

Las erogaciones que constituyen los costos de O&M, surgen de valorar a precios de mercado todas las tareas en las que debe incurrir una empresa. Los costos indirectos correspondientes a las actividades dirección, control y estrategia empresarial no constituyen un componente que deba ser incluido como parte de los costos directos de O&M, debido a que los mismos se calcularan por aparte de acuerdo a la metodología definida en la Etapa 4.

Los Costos de Operación y Mantenimiento deben ser calculados a partir de un análisis de los procesos involucrados de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de O&M.
- Se dividen las instalaciones por tipo: red de baja tensión aérea y subterránea, centros de transformación MT-BT aéreos y subterráneos, red de media tensión aérea y subterránea, subestaciones MT-MT y aparatos de maniobra y compensación y toda otra división que resulte conveniente con el objetivo de diferenciar los costos en los que la empresa debe incurrir.
- Se detallan las tareas a desarrollar para cada división, atendiendo a las tareas de: operación, reparación, revisión y adecuación de cada uno de los componentes de la división, asignándose frecuencia de ejecución para cada una.
- Una vez cuantificadas las tareas por el agregado de sus procesos, se valorizan en función de los costos de materiales, personal y transporte, asignados eficientemente y a precios de mercado. Particularmente para cada una de las tareas se asignarán cuadrillas eficientes, tanto en número de integrantes, como el nivel de preparación de los mismos, medio de transporte necesario, herramientas, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así los costos de personal y transporte.
- Finalmente se agregan dichos montos, indicando su incidencia por división y determinando la dotación de personal necesaria.

Los costos unitarios de materiales, personal y transporte serán acordes a la situación particular del mercado salvadoreño.

2.5. ETAPA 4: CÁLCULO DEL COSTO INDIRECTO DE ADMINISTRACIÓN DE LAS INSTALACIONES

2.5.1. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

Se analizará la empresa y se determinarán los Costos Indirectos eficientes (administración y finanzas, planificación e ingeniería, etc.) y los Activos Generales de Distribución (edificios administrativos, equipos de oficina, etc) que requiera la empresa para el desarrollo de sus actividades. Para ello se realizará un estudio de optimización de recursos y costos. Adicionalmente, las empresas que posean escala similar se compararán entre sí, como una forma expeditiva de detectar ineficiencias en la asignación de recursos.

Los costos indirectos eficientes se estimarán mediante un enfoque de análisis de procesos, relevando todas las actividades en que la empresa debe incurrir para poder desarrollar el servicio.

Se identifican las siguientes sub-etapas de cálculo de los costos indirectos:

- a) Definición de Procesos Básicos de Gestión
- b) Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
- c) Determinación del esquema remuneratorio de los recursos humanos involucrados
- d) Determinación del costo anual de los activos generales de distribución
- e) Deducción de ingresos no regulados
- f) Deducción de costos asociados con la actividad de atención al cliente

Seguidamente se desarrolla cada una de estas sub-etapas:

- a) Definición de Procesos Básicos de Gestión

Se definen tres procesos básicos:

Administración y Finanzas: incluye las tareas de administración y contabilidad general, control y gestión del presupuesto, compras y licitaciones, procedimientos y control, administración del financiamiento, soporte y desarrollo de sistemas de información, etc. Planificación e Ingeniería: incluye las tareas de supervisión técnica de inversiones y proyectos, control y planificación de calidad técnica, estrategias de abastecimiento, coordinación de tareas de O&M, ingeniería de desarrollo, etc. Dirección, Estrategia y Control: incluye los costos de la dirección, gerencia general, auditoría externa e interna, asesoría legal, relaciones institucionales, etc.

Cada uno de estos procesos básicos se dimensionará en base a los recursos necesarios, valorizándolos a precios de mercado local y considerando las condiciones particulares pertinentes, por ejemplo: nivel local de las remuneraciones, costos de determinados servicios empresariales, etc.

- b) Dimensionamiento y costeo de cada uno de los Procesos Básicos de Gestión
 - b.1) Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Administración y Finanzas

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad, correspondiente a la sede central de la empresa.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como empleados/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual con el que se obtendría como producto de la tercerización.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia, etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC), aquellos bienes de uso asociados a los procesos de administración y finanzas.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

b.2) Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Planificación e Ingeniería¹

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas internacionales operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como agentes/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual vrs. el que se obtendría como producto de la tercerización. Ejemplos de servicios contratados suelen ser: consultoría de apoyo en temas de ingeniería y planificación técnica, servicio de control de calidad técnica, inversiones y proyectos, etc.

¹ Muchos de estos costos forman parte de los costos indirectos considerados en el cálculo del VNR del ABS de las empresas distribuidoras (p.e. gastos de ingeniería), en cuyo caso los mismos deberán identificarse y excluirse de los costos considerados en este proceso.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia, etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del SUC aquellos bienes de uso asociados a los procesos de planificación e ingeniería.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos,

Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual con el que se obtendría como producto de la tercerización.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

b.3) Dimensionamiento y Costeo del Proceso de Dirección, Estrategia y Control

Se considerará que estos procesos se ejecutan en una única unidad.

Recursos Humanos: La estructura óptima de recursos humanos resultará de definir el personal de una organización eficiente. Los valores obtenidos se compararán con los de otras empresas internacionales operando eficientemente a través de indicadores de productividad, tales como empleados/cliente, etc.

Servicios Contratados: Los servicios específicos que se contraten a terceros se valorizarán a precios de mercado. Algunos servicios que actualmente realiza la empresa podrán contemplarse para su tercerización, contrastando su costo actual vrs. el que se obtendría como producto de la tercerización. Ejemplos de servicios contratados suelen ser: servicios de asesoría legal, auditoría externa y consultoría de negocios.

Bienes de Uso: incluyen instalaciones y equipamientos de oficina, software, automotores, infraestructura edilicia, etc. Se considerarán las inversiones en bienes de uso que resultan necesarias para poder ejecutar las tareas, identificando dentro de las subcuentas del SUC aquellos bienes de uso asociados a los procesos de dirección, estrategia y control.

Servicios Generales: incluyen telefonía y comunicaciones, correo, fletes, seguridad, aguas, limpieza de las instalaciones, mantenimiento y reparación de las instalaciones y vehículos, etc. Gastos de publicidad, excepto aquellos que no representen un servicio al cliente relativo a la actividad principal desarrollada por la empresa modelo (p.e. no podrán considerarse aquellos relativos a imagen institucional, publicidad de otras empresas, etc.). Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

Otros Egresos: tales como bienes de consumo varios, útiles, papelería, fotocopias, representación, viáticos y movilidad, combustibles y lubricantes, etc. Para su valorización se tendrán en cuenta valores eficientes.

c) Determinación del esquema Remuneratorio de los Recursos Humanos involucrados

Se definirán categorías para los recursos humanos, basadas en la capacidad, experiencia y nivel remunerativo. Deberán resultar suficientes para que engloben las características de los recursos humanos necesarios y deberán basarse en un pormenorizado análisis de factores discriminantes partiendo de la base de datos de recursos humanos de las empresas de cada grupo de empresas de escala similar (GES).

La empresa proveerá información acerca de políticas laborales y categorías salariales actuales, niveles de formación educativa, años de servicio y cualquier otro factor que permita caracterizar el conjunto de recursos humanos necesarios para llevar a cabo los procesos.

Esta información constituirá la base para la optimización de recursos que deriven en el cálculo de los costos eficientes de gestión para cada GES.

Se discriminarán categorías salariales como consecuencia de definir niveles de educación y años de experiencia, minimizando la varianza de las remuneraciones actuales dentro de cada categoría resultante y al mismo tiempo, garantizando que cada categoría definida tenga un peso relativo importante dentro del universo analizado.

Deberá considerarse un estudio de remuneraciones de mercado, realizado por empresas especialistas del rubro, identificando para cada estamento de personal el mercado relevante y el costo promedio empresa de mercado, es decir que incluye todas las erogaciones que genera cada empleado, tanto las emanadas de leyes laborales y prácticas propias de cada empresa encuestada.

Sobre la información proporcionada por dicho estudio se valorizarán los recursos necesarios para el dimensionamiento de la estructura eficiente.

d) Determinación del costo anual de los activos generales de distribución.

Para calcular el costo anual de los activos generales de distribución necesarios para la prestación eficiente de las tareas relativas a la distribución de energía eléctrica se considerará aquella alternativa que represente menor costo entre:

1. la anualidad del VNR de los activos calculada según la metodología definida en el acuerdo 38-E-2000.
2. el alquiler de los activos (p.e. edificios, vehículos, etc.)

Cuando no sea posible considerar alguna de las metodologías mencionadas, ya sea porque no existe mercado líquido o porque no resulte conveniente para la empresa, y en consecuencia no resulte posible realizar tal comparación, la empresa deberá explicar detalladamente los motivos que la llevaron a descartar alguna de ellas.

e) Dedución de ingresos no regulados.

En el caso de que la empresa realice tareas adicionales a las necesarias para el desarrollo de la actividad de distribución y que compartan instalaciones y/o recursos de la empresa regulada (p.e. alquiler de postes de las redes), los ingresos reales producidos por estas actividades deberán "compartirse" con los usuarios del sistema de distribución. Estos ingresos se "compartirán" descontando de los costos de operación y mantenimiento el 50 % de los ingresos recibidos por las actividades identificadas como no reguladas para el año base del estudio.

f) Deducción de costos asociados con la actividad de atención al cliente.

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo establecido por la Ley General de Electricidad y su reglamento, las tareas de atención al cliente vinculadas a la actividad de comercialización serán consideradas en su diseño empresarial como desarrolladas por una empresa autosuficiente capaz de gestionarse eficientemente en todos los aspectos relativos a su organización (dirección, administración, finanzas y sistemas, etc.).

No obstante, SIGET tomará en consideración que las empresas distribuidoras ejercen además la actividad de atención al cliente/comercialización y que en consecuencia, cuentan con costos asociados. Los costos asociados con la actividad de atención al cliente/comercialización, serán analizados y cuantificados por SIGET sobre la base del análisis de la información contable suministrada por la empresa y definirá un factor de ajuste de los costos indirectos con el objetivo de que estos reflejen el nivel de costos asociados.

2.5.2. CALCULO DEL COSTO DEL CAPITAL DE TRABAJO (CCT)

El CCT corresponde al costo financiero necesario para cubrir el desfase de facturación y recaudación respecto de los gastos operativos del primer año de operación de la Empresa. Los gastos operativos serán los correspondientes a los costos eficientes calculados de acuerdo a la metodología definida en este documento. La tasa de interés que deberá utilizarse para calcular el costo del capital de trabajo es la tasa de interés básica activa -TIBA - para préstamos de hasta un año para el año base del estudio.

El cálculo del CCT se deberá realizar a partir de una simulación de la operación típica de la empresa considerando lo siguiente:

- Se determinarán los flujos de ingresos y egresos y la necesidad de financiamiento que de ello se deriva. De esta manera se considera el desfase producido entre la cobranza de ventas y los desembolsos que la empresa debe realizar para su operación considerando lo siguiente:
 - El período de facturación a los usuarios;
 - Plazos de pago de remuneraciones, servicios de terceros y otros gastos.
- Para ello se estimará el flujo de ingresos y egresos desde el primer día de periodo tarifario (considerando como si se iniciasen las operaciones en ese momento) hasta el 31 de diciembre de dicho año.
- Durante ese periodo, se determinarán los saldos diarios negativos, se calculará el interés diario y se lo actualizará al final del año, de esa manera la sumatoria de la actualización de los intereses diarios será el costo del capital de trabajo.

2.6. ETAPA 5: CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

a) Cálculo del valor esperado de compensación por falla y cálculo del valor de las pérdidas medias de energía

Se calculará el valor esperado de compensación por falla y valor de las pérdidas medias de energía de acuerdo a lo establecido en Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución.

b) Asignación de los costos Indirectos

Obtenidos cada uno de los costos directos de las tareas asignables a la actividad de distribución, y por otro lado también obtenidos los costos indirectos de Administración correspondientes a la Estructura Central de la Empresa, estos se deben asignar a todas las actividades de distribución a fin de obtener los valores totales por nivel de tensión.

Los costos indirectos se asignarán a las actividades de distribución considerando los costos directos propios y de supervisión, de manera proporcional; es decir que, serán asignados de acuerdo a la participación de los costos de cada actividad en el costo total de las actividades de distribución.

De esta manera, sumados los costos directos de cada tarea con los costos indirectos que resulten de la asignación antes descrita, se obtienen los costos totales de operación y mantenimiento.

c) Cálculo de los cargos de distribución

Se deberán calcular los cargos por uso del sistema de distribución correspondientes a los subsistemas de media y baja tensión (CDistrMT y CDistrBT) de acuerdo a la metodología definida en las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución.

3. REQUERIMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.1. INFORMACIÓN DE BASE

Las empresas deberán suministrar a la SIGET copia de toda la información que se le haya solicitado con motivos del cálculo del cargo de distribución en medio digitalizado (dos copias en medio no regravable), en la forma y oportunidad que la SIGET defina. A la información entregada se le deberá adjuntar un archivo de planilla de cálculo con una "tabla de contenido", en el que se describa la información contenida en los medios digitales entregados, indicando: nombre de archivo y descripción del contenido del mismo. La información que no se encuentre identificada y detallada en dicha tabla de contenido podrá ser considerada como no entregada por la SIGET.

La información debe ser entregada en los formatos especificados en el presente manual y de conformidad al cronograma definido por la SIGET.

La empresa deberá suministrar como mínimo la información que se lista a continuación, sin menos cabo de que la SIGET podrá definir oportunamente la entrega de información adicional.

3.1.1. DEMANDA

- Demanda máxima registrada en los alimentadores de MT y las subestaciones MT/BT;
- Ventas de energía y número de clientes a nivel de alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía reales de las redes de MT y BT;
- Número de usuarios, ventas de energía y ventas de potencia, potencia registrada, detalladas por categorías tarifarias y usuarios (regulados y no regulados)²;
- Potencia contratada por sector de consumo (caso medianas y grandes demandas y comercializadores)

La información solicitada deberá ser de conformidad a los formatos establecidos en los cuadros No. 1 al No.3, del presente manual.

3.1.2. COSTOS

- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de MT y BT (separadamente);
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados;
- Ingresos por otros servicios;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios;
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento o servicio;
- Organigrama, manual de organización y funciones y cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;

La información solicitada deberá ser de conformidad a los formatos establecidos en los cuadros No. 4 al No. 7, del presente manual.

3.1.3. INSTALACIONES FÍSICAS

Tiendo en cuenta el volumen de la información requerida en esta sección, el distribuidor deberá organizarla en bases de datos, con los campos que se requieren a continuación:

² Por clientes regulados se hace referencia a aquellos clientes que son comercializados por la empresa distribuidora y clientes no regulados a aquellos que compran la energía a otro comercializador.

- Líneas: longitud, nivel de tensión y tipo (aéreas y subterráneas, tipo de postación, secciones utilizadas, etc), información georeferenciada, vinculación de subestaciones de transformación (SSTT).
- Subestaciones: cantidad, capacidad instalada, tipo (aéreas, subterráneas), niveles de tensión, estructura topológica (configuración de barras y equipamiento asociado), información georeferenciada.
- Transformadores MT/BT, cantidad y potencia nominal, tipo (aéreos, subterráneos), nivel de tensión primaria, factor de utilización estimado (máxima demanda/potencia instalada), información georeferenciada, vinculación línea/alimentador MT.
- Aparatos de maniobra, compensación y regulación de tensión.
- Diagramas unifilares hasta el nivel de MT.
- Unidades constructivas básicas adoptadas por las empresas distribuidoras.

3.1.4. CALIDAD DE SERVICIO

- Indicadores de calidad de servicio y producto técnico, evolución histórica y situación actual.
- Cantidad de Fallas en suministro al sistema de MT y BT y número de puntos de suministro para los últimos dos años
- Cantidad de Fallas en la red de MT y longitud de circuitos en operación
- Cantidad de Fallas en subestaciones de distribución y número de subestaciones
- Cantidad de Fallas en la red de BT y longitud de circuitos en operación
- Planes destinados a la mejora del desempeño.

El formato de presentación de esta información deberá corresponder a lo establecido en las metodologías para el control de la calidad vigente en el período que se realice los estudios de revisión tarifaria.

Cuadro No. 2. Mercado del año base por categoría tarifaria

Categoría tarifaria	Cientes	Energía	Potencia Contratada	Ingresos
	Cantidad Promedio-año	[kWh-año]	[kW-año]	[US\$-año]
PD-Residencial-R1				
PD-Residencial-R2				
PD-General				
PD-Alumbrado público				
MD-BT				
MD-MT				
GD-BT				
GD-MT				

PD: pequeña demanda; MD: mediana demanda; GD: gran demanda

Cuadro No. 3. Pérdidas Reales de Energía y Potencia

Nivel de Tensión	Tipo de Pérdida	Energía (*)	Potencia (*)
		[%]	[%]
BT	Técnica		
	No Técnica		
MT	Técnica		
	No Técnica		

(*) Referidas al ingreso en cada nivel de tensión

Costos

Cuadro No. 4. Costos de Explotación

Detalle de Costos	Servicios de Terceros		Personal Propio		Materiales	Movilidad	Materiales de Oficina	Alquiler de oficinas	Limpieza	Vigilancia	Asesoría Externa	Consultoría en sistemas	Capacitación	Otros
	[US\$/año]	Número de Personas	[US\$/año]	Número de Personas	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]	[US\$/año]
Costos Directos (*)														
Mantto. de EETT														
Mantto. de la red de MT														
Mantto. de sub estaciones de distribución														
Mantto. de la red de BT														
Ejecución de trabajos con tensión														
Op. de EETT														
Op. de la red de MT														
Lectura de Medidores														
.....														
Costos Indirectos (*)														
Gerencia General														
Administración y Finanzas														
Planificación Técnica e Ingeniería														
Dirección Estratégica y Control														
.....														

(*) Se debe presentar la mayor desagregación posible

Cuadro No. 5. Ingresos

Actividad	Ingresos
	[US\$/año]
Distribución Media Tensión	
Distribución Baja Tensión	
Conexión a la red de distribución	
Corte y reconexión	
Apoyo en postes	
Otros Servicios	
Negocios Financieros	
Otros	

Cuadro No. 6. Asignación de Costos

Actividad	Costo Directo		Supervisión directa		Costos Indirectos	
	%	[US\$/año]	%	[US\$/año]	%	[US\$/año]
Distribución Media Tensión						
Distribución Baja Tensión						
Conexión a la red de distribución						
Corte y reconexión						
Apoyo en postes						
Otros Servicios						
Negocios Financieros						
Otros						
TOTAL						

0044

Cuadro No. 7. Estructura Salarial

Estructura Salarial (*)			Empleados	Beneficio Empleado	Aportes patronales	Costo Empresa promedio	Características y calificaciones del puesto
Nivel	Categoría	Tipo					

(*) Incluir el mayor detalle posible

3.2. FORMATO DE PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO

a) ETAPA 1

Componente	Cantidades Físicas		VNR	AVNR
	Unidad	Valor	[USD]	[USD]
Media Tensión				
Red Aérea Urbana	km			
Red Subterránea	km			
Red Aérea Rural	km			
Equipos de Protección y Seccionamiento	Cant			
Capacitores y Reguladores	Cant			
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Aérea Monoposte	Cant			
Aérea Biposte	Cant			
Convencional	Cant			
Compacta Pedestal	Cant			
Otras Subestaciones	Cant			
Baja Tensión				
Red Aérea Urbana	km			
Red Aérea Rural	km			
Activos Generales de Distribución				

Media Tensión				
Nombre/Identificador del alimentador de MT	Código	Tipo	Cantidad	Costo [USD]
XXXXX				
XXXXX				
XXXXX				

Código: Código del componente de red (tipo de red, equipo de protección y maniobra, etc.) definido por SIGET

Tipo: Red Aérea Urbana, Red Subterránea, Red Aérea Rural, Equipos de Protección y Seccionamiento y Capacitores y Reguladores

Subestaciones de Distribución MT/BT							
Nombre/Identificador de SED	Nombre del Alimentador de MT	Código SED	Tipo SED	Costo SED [USD]	Código Red BT	Tipo de Red de BT	Costo Red de BT [USD]
XXXXX							
XXXXX							
XXXXX							

Nombre del Alimentador de MT: Nombre del alimentador de MT al que se encuentra conectada la SED

Código SED: Código de componente definido por SIGET

Tipo de SED: Aérea Monoposte, Aérea Biposte, Convencional, Compacta Pedestal y Otras Subestaciones

Código Red de BT: Código de componente definido por SIGET

Tipo de Red de BT: Red Aérea Urbana, Red Aérea Rural

b) ETAPA 2

Pérdidas [%]	MT	MT/BT	BT			Total
			Red	Acometidas y medidores	Total	
Pérdidas de Potencia ⁽¹⁾						
Pérdidas de Energía ⁽¹⁾						
Pérdidas no técnicas de energía ⁽²⁾						

⁽¹⁾ Expresadas de acuerdo a la energía/potencia ingresada al nivel

⁽²⁾ Expresadas de acuerdo a las ventas del nivel correspondiente

Balance de Potencia [kW]

TARIFA / NIVEL DE TENSION	0	1	2	21	22	23
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....							
N/A	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
MEDIA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 1	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 2	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 3	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
Categoria Tarifaria 4	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
.....							
BAJA TENSION	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX
PÉRDIDAS TÉCNICAS	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX	XXXX

Balance de Energia

TARIFA / NIVEL DE TENSION	ENERGIA [kWh-año]
BAJA TENSION	
Categoria Tarifaria 1	
Categoria Tarifaria 2	
Categoria Tarifaria 3	
Categoria Tarifaria 4	
.....	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	
MEDIA TENSION	
Categoria Tarifaria 1	
Categoria Tarifaria 2	
Categoria Tarifaria 3	
Categoria Tarifaria 4	
.....	
BAJA TENSION	
PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
PÉRDIDAS TÉCNICAS	

c) Etapa 3

Costos de O&M Directos	BT		Subestaciones MT/BT		MT		TOTAL
	Cantidad	Costo [USD-año]	Cantidad	Costo [USD-año]	Cantidad	Costo [USD-año]	
Mano de Obra directa							
Liniero							
Motorista							
Ayudante							
.....							
Supervisión directa							
Gerente de Regional							
Supervisor							
.....							
Materiales							
Transporte							
Automovil							
Camioneta							
Grúa 10 Tn							
.....							
TOTAL							

d) **Etapa 4**

	Cantidad	Costo [USD-año]
Administración y Finanzas		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		
Dirección estratégica y control		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		
Planificación e Ingeniería		
Mano de Obra		
Gerente		
Jefe de Área		
Profesionales		
Administrativos		
.....		
Servicios Contratados		
Bienes de Uso		
Software		
Equipamiento de oficina		
Vehículos		
.....		
Servicios Generales		
Telefonía y comunicaciones		
Correo		
Seguridad		
.....		
Otros Egresos		

Resumen		
	Detalle	Costo [USD-año]
(1)	Administración y Finanzas	
(2)	Dirección estratégica y control	
(3)	Planificación e Ingeniería	
(4)	CAREM	
(5)	Costo del Capital de trabajo	
(6)	Ingresos no regulados	
	Alquiler de postes	
	Publicidad	
	

(1)+(2)+(3)+(4)+(5)-0.5*(6) **Total**

e) *Etapa 5*

	BT [USD-año]	MT [USD-año]
Costos Indirectos		
Costos Directos		
AVNR		
AAGD		
TOTAL	(A)	(B)

	Potencia [kW]
CTTBT	(C)
BT	
Categoría tarifaria 1	
Categoría tarifaria 2	
Categoría tarifaria 3	
Categoría tarifaria 4	
Categoría tarifaria 5	
.....	

	Potencia [kW]
CTTMT	(D)
MT	
Categoría tarifaria 1	
Categoría tarifaria 2	
Categoría tarifaria 3	
Categoría tarifaria 4	
Categoría tarifaria 5	
.....	

		USD-año/kW
CDistrBT	(A)/(C)	
CDistrMT	(B)/((D)+(C))	

SIGET

Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.

ANEXO 2

ACUERDO No. 328-E-2006

**MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION PARA
OPTIMIZACION DE LA RED A TRAVES DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS REPRESENTATIVOS.**

INDICE

1.	OBJETIVO DEL MANUAL.....	2
2.	METODOLOGIA GENERAL.....	2
3.	ESTIMACIÓN DEL ACTIVO BRUTO DE SERVICIO Y DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION DE MEDIA Y BAJA TENSION.....	3
3.1	Indicadores para la caracterización de los SER.....	3
3.2	Identificación de los SER.....	4
4.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SER.....	5
5.	REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN ADICIONAL.....	12
5.1.	<i>Informacion General (Politico-Administrativa, empresaria y Demográfica)</i>	12
5.2.	<i>Demanda</i>	13
5.3.	<i>Instalaciones Físicas</i>	13
5.4.	<i>Condiciones Particulares</i>	14

MANUAL DE DISEÑO DE DISTRIBUCION PARA OPTIMIZACION DE LA RED A TRAVES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS REPRESENTATIVOS.

1. OBJETIVO DEL MANUAL

El objetivo de este manual es definir el procedimiento de cálculo basado en Sistemas Eléctricos Representativos (SER) que debe utilizarse para aquellos segmentos del sistema de distribución en que no sea posible aplicar la metodología definida en el Anexo 1, tal como se establece en el artículo 6 de las "Normas para la determinación de los cargos por uso de red del sistema de distribución".

2. METODOLOGIA GENERAL

Las disposiciones establecidas en este manual deben ser utilizadas como metodología alternativa para el cálculo del Activo Bruto de Servicio (ETAPA 1), el cálculo de las pérdidas de potencia (ETAPA 2) y los costos directos de operación y mantenimiento (ETAPA 3) en aquellos casos que no sea posible aplicar la metodología definida en el Anexo 1.

Lo dispuesto en este manual se basa en la aplicación de la metodología de los Sistemas Eléctricos Representativos (SER) para el diseño de los activos eléctricos y los costos de operación y mantenimiento. El diseño optimizado de estos activos y costos, debe permitir brindar el servicio de distribución eléctrica en El Salvador a mínimo costo y brindando los niveles de calidad definidos en la regulación.

El área de cobertura de la empresa distribuidora se compondrá a partir de los SER. Cada SER estará compuesto de un grupo de unidades operativas, las cuales presentan características semejantes. Para el diseño de cada SER se deberá realizar el análisis de instalaciones reales representativas las cuales deben ser optimizadas para que resulten técnica y económicamente eficientes. Los resultados obtenidos para estas instalaciones representativas se deberán expandir a la totalidad del SER tal como se indica a continuación:

El ABS correspondientes a las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ABS_{k-n} = \frac{ABS_{k-i-n} * Pmax_{k-n}}{Pmax_{k-i-n}}$$

Donde:

ABS_{k-n} = Activo bruto de servicio correspondiente al SER k en el nivel de tensión n

ABS_{k-i-n} = Activo bruto de servicio correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

$Pmax_{k-i-n}$ = Suma de la potencia máxima no coincidente correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

$P_{max_{k-n}}$ = Suma de las potencias máximas no coincidentes de todas las unidades operativas que componen el SER k en el nivel de tensión n.

La determinación del ABS aplicable a la empresa se obtendrá como la suma del ABS de cada SER que la compone.

Los costos directos de operación y mantenimiento (O&M) serán calculados para cada instalación representativa de cada SER tomando como base las instalaciones optimizadas diferenciando el nivel de tensión de suministro (MT y BT).

Los costos de O&M correspondientes a las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CAOM_{k-n} = \frac{CAOM_{k-i-n} * P_{max_{k-n}}}{P_{max_{k-i-n}}}$$

Donde:

ABS_{k-n} = Costo anual de operación y mantenimiento correspondiente al SER k en el nivel de tensión n

ABS_{k-i-n} = Costo anual de operación y mantenimiento correspondiente a la instalación representativa i del SER k en el nivel de tensión n

El CAOM aplicable a la empresa se obtendrá como la suma de los costos de O&M de cada SER.

Las pérdidas de potencia eficientes obtenidas a partir del proceso de optimización de las instalaciones representativas que se definan para cada SER se expandirán a la totalidad del SER. Para esto se calculará el promedio ponderado de las pérdidas de potencia de cada instalación representativa analizada, el ponderador que debe ser utilizado para pesar los niveles de pérdidas obtenidos para cada instalación será la potencia máxima no coincidente tal como se establece en el numeral 4.1.2 a).

Las pérdidas de potencia totales se determinarán como el promedio ponderado de las pérdidas resultantes para cada SER, utilizando como ponderador la suma de las potencias máximas no coincidentes de cada SER.

3. ESTIMACIÓN DEL ACTIVO BRUTO DE SERVICIO Y DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO EN REDES DE DISTRIBUCION DE MEDIA Y BAJA TENSION

3.1 INDICADORES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS SER

Los siguientes indicadores serán en primera instancia, los utilizados para la definición de los SER:

- Índice 1: n° clientes BT / km^2 , donde la superficie corresponde a aquella efectivamente electrificada.
- Índice 2: kWh / n° clientes-año, es decir, energía anual consumida por cliente.
- Índice 3: n° clientes_{BT} / km_{BT} , o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión dividido por el número de kms de línea de baja tensión.
- Índice 4: $\text{kVA}_{\text{instaladosMT-BT}}$ / n° clientes_{BT}, o lo que es lo mismo, potencia instalada en centros de transformación MT-BT dividido por el número de clientes en baja tensión.
- Índice 5: n° clientes_{BT} / n° CMT-BT, o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión dividido por el número de centros de transformación MT-BT.
- Índice 6: kWh / km_{BT} -año, es decir, energía anual consumida por km de línea BT.
- Índice 7: kWh / km_{MT} -año, es decir, energía anual consumida por km de línea MT.
- Índice 8: $(n^{\circ}$ clientes_{BT} + n° clientes_{MT}) / km_{MT} , o lo que es lo mismo, número de clientes en baja tensión más clientes en media tensión dividido por el número de kms de línea de media tensión.
- Índice 9: $(\text{kVA}_{\text{instaladosMT-BT}} + \text{kW}_{\text{ClienteMT}})$ / km_{MT} , es decir, potencia instalada en transformadores MT/BT más potencia contratada por los clientes en MT, dividida por los kms de línea de media tensión.

3.2 IDENTIFICACION DE LOS SER

La SIGET seleccionará los indicadores más adecuados para clasificar cada una de las unidades operativas en los distintos SER resultantes.

Asimismo, la SIGET determinará los rangos de validez de cada uno de los indicadores para cada SER y definirá el flujograma condicional para clasificar todas las unidades operativas contenidas en las áreas de cobertura de la empresa.

La empresa agrupará las unidades operativas en conjuntos homogéneos mediante técnicas de reconocimiento de patrones, como análisis de nubes dinámicas o clases jerárquicas. Estos grupos resultantes constituirán los sistemas eléctricos representativos (SER) que caracterizarán al universo de unidades operativas de cada distribuidora.

Se contemplará, como un criterio más para realizar el agrupamiento, cualquier limitación o regulación vigente sobre suministro eléctrico, por ejemplo, instalaciones subterráneas para zonas céntricas o de alta densidad.

Cada una de las unidades operativas de la empresa será clasificada dentro de un SER. Luego se compondrá las mismas a nivel de la empresa, cuya área de cobertura quedará caracterizada por uno o más SER.

4. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SER

La aplicación de la metodología SER depende exclusivamente de la disponibilidad de información de las instalaciones de la empresa, con lo cual solo constituye una metodología alternativa de cálculo.

El proceso general de cálculo es entonces, el establecido en cada una de las etapas definidas en el Anexo 1 de este acuerdo, con excepción de las etapas definidas en el numeral 2 Metodología General.

La metodología SER se aplicará solo a el/los segmentos del sistema de distribución que SIGET defina oportunamente de acuerdo a lo indicado en el artículo 6 de las "Normas para la determinación de los cargos por uso de red del sistema de distribución".

4.1.1. ETAPA 1: CÁLCULO DEL ABS CORRESPONDIENTE A LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

El cálculo de ABS mediante la aplicación de la metodología SER consistirá en el análisis de las instalaciones representativas reales que han sido seleccionadas. No obstante, el objetivo de esta metodología no es el de reconocer y valorizar estos activos en su condición real, sino que estos deberán ser sometidos a un proceso de optimización "parcial".

El proceso de optimización se dice "parcial" porque no todos los parámetros y características de estos activos serán sometidos a un proceso de optimización. No formará parte del proceso de optimización el ajuste de la traza de las redes de MT y BT, esta información se denomina *información de base*. El objetivo buscado en la aplicación de esta metodología es el de reconocer a la empresa ciertas particularidades asociadas al desarrollo de su sistema eléctrico en el ámbito geográfico que se trate, de esta manera se asume la siguiente hipótesis:

El diseño de la traza de la red es realizado bajo criterios de eficiencia y racionalidad económica.

No obstante, y como se mencionó anteriormente, dichas instalaciones deben ser sometidas a un proceso de optimización, en virtud de lo establecido por la Ley General de Electricidad respecto de que los activos se deben corresponder con una *red de distribución eficiente dimensionada al mercado*. Sobre esta base, resulta necesario adaptar el resto de las características de dichas instalaciones (p.e.: tipo de red, sección de conductor, cantidad y tipo de equipos de protección y maniobra, etc.) para que estas permitan prestar el servicio de distribución con niveles adecuados de calidad y al mínimo costo.

La información requerida para el desarrollo de la metodología propuesta será la siguiente:

1. Información georeferenciada de la red de media tensión correspondiente a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, potencia máxima de cada alimentador, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de poste, tipo de instalación (aérea/subterránea, urbana/rural) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
2. Información georeferenciada de la red de baja tensión correspondiente a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: nivel de tensión, tipo y sección de conductor, cantidad de fases, tipo de poste, tipo de instalación (aérea/subterránea) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
3. Información georeferenciada de los módulos de transformación correspondientes a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, definiendo en cada caso como mínimo lo siguiente: los niveles de tensión primaria y secundaria, potencia nominal, cantidad de salidas de baja tensión, tipo de instalación (aérea, subterránea, etc.) y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.
4. Información relativa a la demanda tanto de baja como de media tensión de aquellos clientes conectados a las instalaciones representativas seleccionadas en cada SER, especificando como mínimo lo siguiente: las coordenadas georeferenciadas del punto de conexión, identificación del cliente de acuerdo al código de la base de datos comercial, categoría tarifaria, nivel de tensión de suministro, identificación de la vinculación eléctrica al modulo de transformación MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT y toda aquella documentación que SIGET considere necesaria para el adecuado desarrollo de las tareas.

El resto de las instalaciones necesarias para la prestación del servicio con la calidad requerida (equipos de protección y maniobra, capacitores, etc.), así como también las características de las instalaciones consideradas como información de base (sección de conductor, tipo de poste, vano, potencia nominal, etc.), serán resultado del proceso de optimización descrito mas adelante.

a) Caracterización de las instalaciones

Las instalaciones representativas serán caracterizadas de acuerdo al tipo de área de servicio en la cual se encuentran instaladas. Tomando en consideración el tipo de instalaciones definidas en el manual de costos unitarios de instalaciones, se reconocerán dos tipos de instalaciones: urbanas y rurales.

La caracterización de cada instalación deberá realizarse sobre el análisis del siguiente indicador de densidad: Clientes/kmMT; la metodología empleada y los límites adoptados para definir cada tipo de instalación deberán estar explicados y correctamente documentados por la empresa. Cada instalación podrá caracterizarse parcialmente en un tipo u otro de instalación (p.e. alimentadores de media tensión pueden cubrir zonas urbanas y rurales).

b) Proceso de optimización técnico económica de las instalaciones

b.1) Estimación de las demandas por alimentador y por subestación de distribución (sed)

Las demandas serán estimadas considerando la siguiente información: Base de datos comercial, resultados del estudio de caracterización de la demanda (factor de carga, factor de estacionalidad, factor de coincidencia, etc.) y la información georeferenciada de los clientes.

En consecuencia la demanda correspondiente a cada usuario, se determinará considerando su consumo anual de energía, el factor de carga y simultaneidad definidos para cada categoría tarifaria:

$$PUSU_i^j = \frac{EUSU_i^j * f_{coinc-MT}^t}{H_{año} * f_{carga}^t}$$

PUSU: Potencia coincidente del usuario i del nivel de tensión j con la máxima demanda en media tensión.

EUSU: Energía anual registrada para el usuario i del nivel de tensión j.

t: Categoría tarifaria correspondiente al usuario i.

$f_{coinc-MT}^t$: Factor de coincidencia de la categoría tarifaria t con la máxima demanda en media tensión.

f_{carga}^t : Factor de carga de la categoría tarifaria t.

$H_{año}$: Cantidad de horas del año base.

El agregado de las demandas de los clientes, de acuerdo a la expresión definida anteriormente, a nivel de transformador MT/BT, alimentador de MT y subestación AT/MT deberá utilizarse para calcular la máxima demanda anual de dichas instalaciones.

b.2) Optimización técnico económica del sistema eléctrico

El proceso de optimización debe considerar información relativa a: límites de carga, costo unitario de las instalaciones, precio de la energía, niveles de tensión permitidos, capacidades de reserva y tasa y duración de falla.

Se deberán realizar estudios de flujos de carga, los cuales se modelarán sobre la base de las demandas definidas en el numeral anterior, las características de los conductores reales en media y baja tensión, y transformadores. Los resultados de los análisis mencionados serán utilizados para definir la red óptima para cada instalación representativa seleccionada, considerando las pérdidas de energía (y su costo) y el costo unitario de las instalaciones.

Para el análisis de confiabilidad se emplearán los valores de tasa y duración de falla informados en el "Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio" (MCC).

El costo de la ENS será calculado en base a lo definido por la Ley y su Reglamento.

b.2.1) Cantidad y sección de los circuitos

Se seleccionará para cada tramo del circuito objeto, el conductor más adecuado para el transporte económico de la energía eléctrica. El conductor económico seleccionado es aquel que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Esta tarea se realizará para las redes de distribución de media y baja tensión según corresponda la aplicación de la metodología SER.

Considerando que los equipos y materiales componentes del sistema de distribución tienen capacidades discretas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de optimización, el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.2) Potencia de Transformación MT/BT

Para cada módulo de transformación se seleccionará la potencia de transformación económica (esta selección deberá realizarse sobre la base de potencias nominales disponibles en el mercado). Se define potencia económica a aquella que minimiza el costo total de materiales e instalación más las pérdidas de energía durante su vida útil, actualizadas a valor presente.

Considerando que los equipos y materiales componentes del sistema de distribución tienen capacidades discretas, la reserva de capacidad de los mismos será aquella que resulte necesaria al considerar en el proceso de optimización el factor de crecimiento vegetativo de la demanda para el período tarifario.

b.2.3) Evaluación de calidad de servicio resultante.

Durante el proceso de construcción de la empresa modelo se deberá incorporar en su diseño, el equipamiento e infraestructura de red que le permitan a cada instalación representativa cumplir con los estándares de calidad definidos en las normas respectivas.

La verificación de que los objetivos de calidad de servicio son alcanzables por el diseño de red adaptada se debe obtener a través del siguiente proceso de análisis y cálculo:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de MT y BT;
2. Consideración de las tasas de falla y los tiempos medios de reparación indicados en el Manual de Confiabilidad y Calidad de Servicio;
3. Cálculo de los indicadores de calidad definidos en el acuerdo 192-E-2004 (FMIK, TTIK, SAIFI y SAIDI) para la red eléctrica adaptada.
4. En caso de resultar necesario, para cumplir con los niveles de calidad objetivo definidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, se deberá incorporar los sistemas de protección y operación que sean convenientes técnica y económicamente (reconectores, seccionadores, desconectores, etc.);
5. El punto de inicio para la optimización de las redes de distribución respecto de la calidad de servicio, serán los circuitos de las redes de distribución analizadas vinculados con el Valor Nuevo de Reemplazo de la empresa modelo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que el único equipo de protección y maniobra existente es un interruptor instalado sobre la cabecera del alimentador de media tensión.

b.3) Costeo de las instalaciones

Los costos unitarios de las obras, instalaciones y equipos serán proporcionados por la SIGET en el "Manual de Costos Unitarios". Dicho manual deberá ser empleado por la SIGET y por la empresa distribuidora para valorizar los activos eficientes.

b.4) Ajuste de las instalaciones

El VNR del ABS calculado de acuerdo a la metodología definida en los numerales anteriores deberá ser ajustado en función de los resultados obtenidos a partir de la verificación en campo de las instalaciones reales.

La verificación de la cantidad de instalaciones informadas por las empresas distribuidoras será llevada a cabo por la SIGET a partir de la realización de una auditoria de activos, diseñada sobre la base de un muestreo aleatorio estratificado de las mismas, tal como se establece en el Anexo 3.

4.1.2. ETAPA 2: DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA Y CONFECCIÓN DE UN BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

a) *Determinación de las pérdidas de energía y potencia*

Es necesario definir los niveles de pérdidas técnicas de potencia y energía de la empresa. Los niveles de pérdidas de potencia a considerar en esta etapa del estudio son los obtenidos a partir del proceso de optimización del sistema de distribución.

Los niveles de pérdidas técnicas se discriminarán por nivel de tensión. Para el nivel de MT se deben considerar las pérdidas en las redes de distribución de Media Tensión y cuando corresponda las correspondientes a la etapa de transformación AT/MT o MT/MT.

Para el nivel de BT, se deben considerar las pérdidas en transformadores MT-BT, líneas, acometidas y medidores.

A continuación se presenta la expresión que debe emplearse para el cómputo de las pérdidas de potencia de cada SER por nivel de tensión:

$$PP_{n-j} = \frac{\sum PP_{n-j-k} * P_{n-j-k}}{\sum P_{n-j-k}}$$

Donde:

n = nivel de tensión (MT, BT)

k = Sector eléctrico representativo.

PP_{n-j} = Pérdida de potencia del nivel de tensión n y SER j

PP_{n-j-k} = Pérdida de potencia de la instalación representativa k del SER j en el nivel de tensión n

P_{n-j-k} = Potencia máxima no coincidente de la instalación representativa k del SER j en el nivel de tensión n

Las pérdidas de potencia correspondientes a acometidas y medidores podrán calcularse considerando un modelo simplificado que incluya grupos de usuarios con niveles de consumo semejantes y cuyas instalaciones eléctricas presenten características similares. Para cada grupo deberá definirse un tipo de medidor estándar y una acometida típica (longitud, sección de conductor, cantidad de fases, etc.).

Las pérdidas de energía (PEMT y PEBT) se calcularán multiplicando el valor de pérdidas de potencia obtenidas, por el número de horas del período en análisis y el factor de pérdidas correspondiente.

4.1.3. ETAPA 3: CÁLCULO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS SUBSISTEMAS DE MT Y BT

Se interpretan como actividades de Operación y Mantenimiento (O&M), aquellas en las que debe incurrir la empresa modelo para realizar el mantenimiento correctivo y preventivo y las tareas de operación de red sobre aquellos activos eléctricos que constituyen las instalaciones representativas seleccionadas de cada SER.

Las actividades de O&M consideradas deberán tener como marco de referencia los estándares de ingeniería, el tipo de instalación y las características físicas de la zona donde se encuentran instaladas.

Las erogaciones que constituyen los costos de O&M, surgen de valorar a precios de mercado todas las tareas en las que debe incurrir la empresa. Los costos indirectos correspondientes a las actividades dirección, control y estrategia empresarial no constituyen un componente que deba ser incluido como parte de los costos de O&M.

Los Costos de Operación y Mantenimiento deben ser calculados a partir de un análisis de los procesos involucrados de acuerdo a la siguiente secuencia:

- Se reconocen inicialmente los procesos constitutivos de las tareas propias de O&M.
- Se dividen las instalaciones representativas seleccionadas en: red de baja tensión aérea y subterránea, centros de transformación MT-BT aéreos y subterráneos, red de media tensión aérea y subterránea, subestaciones AT/MT y MT-MT y aparatos de maniobra y compensación y toda otra división que resulte conveniente con el objetivo de diferenciar los costos en los que la empresa debe incurrir.
- Se detallan las tareas a desarrollar para cada división, atendiendo a las tareas de: operación, reparación, revisión y adecuación de cada uno de los componentes de la división, asignándose frecuencia de ejecución para cada una.
- Una vez cuantificadas las tareas por el agregado de sus procesos, se valorizan en función de los costos de materiales, personal y transporte, asignados eficientemente y a precios de mercado. Particularmente para cada una de las tareas se asignarán cuadrillas eficientes, tanto en número de integrantes, como nivel de preparación de los mismos, medio de transporte necesario, herramientas, tiempo estimado de duración de las tareas y un tiempo razonable de improductivos, obteniendo así los costos de personal y transporte.

- Finalmente se agregan dichos montos, indicando su incidencia por división y determinando la dotación de personal necesaria.

Los costos unitarios de materiales, personal y transporte serán acordes a la situación particular del mercado salvadoreño.

5. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN ADICIONAL.

El pedido de Información a las Empresas Distribuidoras, abarcará los aspectos generales, técnicos, comerciales, de mercado, costos y todo antecedente relevante para el proceso. Esta información deberá ser consistente con la que las propias empresas utilicen para calcular los cargos; de los cuales deberán entregar la memoria y detalle. La información genérica requerida se establece en este numeral.

La SIGET definirá las unidades operativas base del análisis, que podrán ser unidades políticas (localidades) o funcionales (sucursales comerciales), instalaciones eléctricas (subestaciones de transformación AT/MT y MT/MT, alimentadores de media tensión, transformadores MT/BT, etc.), dependiendo de la metodología de optimización que deberá utilizarse en cada caso y de cómo esté organizada la información proveniente de las empresas y su nivel de detalle.

Una vez definidas las unidades operativas, SIGET establecerá los formatos en que la información deberá ser presentada.

5.1. INFORMACION GENERAL (POLÍTICO-ADMINISTRATIVA, EMPRESARIA Y DEMOGRÁFICA)

Nivel de desagregación: por unidad político-administrativa y empresaria

- División del país
- División entre empresas
- Áreas de cobertura
- Número de habitantes / viviendas
- Superficie del área de cobertura
- Superficie electrificada

5.2. DEMANDA

Se deberá suministrar la información abajo indicada con un nivel de desagregación por unidad operativa para cada una de las empresas de distribución.

- Cantidad de clientes por sector de consumo y nivel de tensión
- Ventas de energía (MWh) por sector de consumo y nivel de tensión
- Máxima Demanda agregada en punta (MW)
- Potencia contratada por sector de consumo (caso medianas y grandes demandas)
- Curvas de carga representativas por tipo de cliente (residencial, comercial, industrial, etc) y para días tipo (en caso de existir estacionalidad) o en su defecto, aquellos parámetros utilizados para la caracterización de la demanda reflejados en la estructura tarifaria.
- Pérdidas técnicas y no técnicas (volumen de consumos no registrados / hurto).

5.3. INSTALACIONES FÍSICAS

Análogamente al punto anterior, el nivel de desagregación: por unidad operativa para cada una de las empresas de distribución.

- Líneas: longitud, nivel de tensión y tipo (aéreas y subterráneas, tipo de poste, secciones utilizadas, etc). En caso de abarcar más de una unidad operativa, indicar proporción del recorrido que pasa por cada una de ellas.
- Estaciones y Subestaciones: cantidad, capacidad instalada, tipo (aéreas, subterráneas), niveles de tensión, estructura topológica (configuración de barras y equipamiento asociado).
- Transformadores MT/BT, cantidad y potencia nominal, tipo (aéreos, subterráneos), nivel de tensión primaria, factor de utilización estimado (máxima demanda/potencia instalada).
- Aparatos de maniobra, compensación y regulación de tensión.
- Diagramas unifilares hasta el nivel de MT.
- Unidades constructivas básicas adoptadas por las empresas distribuidoras.
- Indicadores de calidad de servicio y producto técnico, evolución histórica y situación actual. Planes destinados a la mejora del desempeño.

5.4. *CONDICIONES PARTICULARES*

Indicar, de existir, cualquier condición específica de una unidad operativa, por ejemplo, reglamentaciones referidas a la utilización de líneas subterráneas, características climáticas muy particulares, regulaciones ambientales, etc, que signifiquen mayores costos en el desarrollo de la actividad de distribución.

6. *FORMATOS DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN*

6.1. *INFORMACIÓN DE BASE*

Los formatos para la presentación de la información de base serán los mismos que los requeridos en el capítulo 3 numeral 3.1 del Anexo 1.

6.2. *PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS*

Los formatos para la presentación de los resultados finales serán los mismos que los especificados en el capítulo 3 numeral 3.2 del Anexo 1. Adicionalmente para las etapas 1 y 3 se deberá presentar un juego de tablas para cada SER cuando corresponda

SIGET

Superintendencia General de Electricidad
y Telecomunicaciones.

ANEXO 3

ACUERDO N° 328-E-2006

**METODOLOGÍA PARA AUDITAR Y AJUSTAR LAS CANTIDADES DE LAS
INSTALACIONES INFORMADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

INDICE

1.	OBJETIVO	1
2.	INSTALACIONES A VERIFICAR	1
3.	METODOLOGÍA GENERAL.....	1
3.1.	<i>Registro de bienes</i>	2
3.2.	<i>Alcance del muestreo</i>	3
3.3.	<i>Criterios de aceptación</i>	5

METODOLOGIA PARA AUDITAR Y AJUSTAR LAS CANTIDADES DE LAS INSTALACIONES INFORMADAS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

1. OBJETIVO

El objetivo principal de la auditoria es el de efectuar un relevamiento físico de los bienes eléctricos afectados exclusivamente a la prestación del servicio de distribución con el objetivo de validar la información suministrada por las empresas.

El alcance de las tareas a realizar está destinado a determinar la verosimilitud de los registros de bienes informados por la empresa, mediante la aplicación de técnicas de auditoria apropiadas a tales efectos.

2. INSTALACIONES A VERIFICAR

- Subestaciones AT/MT y MT/MT
- Redes de Media Tensión
- Subestaciones de distribución
- Redes de baja tensión

3. METODOLOGÍA GENERAL

En este capítulo se presentará la metodología con que deberán ser encaradas las tareas necesarias para cumplir con los objetivos fijados. A estos efectos se han definido tres tareas principales:

- **Análisis de información de respaldo:** En esta tarea se incluyen las actividades relativas a la constatación de la documentación existente, análisis del inventario físico existente y verificación de documentación.
- **Relevamiento físico de las condiciones de red existente:** En esta tarea se incluyen las inspecciones en campo, verificaciones, relevamiento y evaluación del estado de las instalaciones.
- **Validación de la información:** Esta tarea tiene que ver con el procesamiento de la información obtenida en campo a partir de la cual se determinará el factor de ajuste de instalaciones.

A partir de la evaluación de las información proporcionada por la empresa, inventario físico de instalaciones, se lanzarán las tareas de referidas a las actividades de selección de la muestra y de inspección y verificación del estado de las instalaciones.

Los resultados que se vayan obteniendo en las distintas tareas validarán la base de datos fuente.

Todas las tareas serán encaradas de acuerdo a metodologías que se presentarán por separado en los puntos que siguen. No obstante ello cada una de ellas deberá contener rutinas de control para

asegurar la correcta actualización de las bases de datos fuente.

3.1. REGISTRO DE BIENES

Los ítems que debe contener el Registro de Bienes provisto por la empresa deberá contener al menos, la siguiente información:

- Número de identificación
- Descripción (datos técnicos)
- Año de fabricación / instalación / puesta en servicio
- Lugar de instalación (preferentemente posición georeferenciada)
- Estado

3.1.1. SUBESTACIONES DE AT/MT Y MT/MT:

Obras de ingeniería civil:

- Edificios
- Fundaciones
- Caminos
- Canales de cables de potencia y de comando

Obras de ingeniería electromecánica:

- Equipamiento de maniobra y transformación
- Equipamiento de protección y medición
- Equipamiento SCADA
- Equipamiento de servicios auxiliares

Obras de ingeniería telecomunicaciones:

- Equipamiento de Telecomunicaciones

3.1.2. RED DE MT:

- Número de alimentador
- Longitud
- Traza (ubicación)
- Sección del conductor
- Tipo de postación
- Tipo constructivo

- Año de puesta en servicio
- Estado

3.1.3. TRANSFORMADORES Y CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

- Número de identificación
- Número del centro de transformación
- Tipo
- Potencia
- Relación de transformación
- Ubicación
- Año de instalación
- Estado

3.1.4. RED DE BT

- número de alimentador de BT
- número de centro de transformación asociado
- Sección del conductor
- Tipo constructivo
- Longitud
- Año de puesta en servicio
- Estado

3.2. ALCANCE DEL MUESTREO

El propósito final de la Auditoría es evaluar la exactitud de la información relativa a los bienes eléctricos que la empresa debe afectar para atender el servicio. Esto deberá hacerse sobre la base de los registros e información que sobre esos bienes presentarán las empresas a la SIGET. La verosimilitud de esa información deberá ser verificada por el Auditor recurriendo a técnicas de control por muestreo, aplicando procedimientos apropiados para este propósito, debidamente fundados en la Teoría de Probabilidades y respaldados por las Normas aplicables.

En lo que sigue se describen los lineamientos a seguir para seleccionar las muestras que se utilizarán en la mencionada verificación de verosimilitud de los registros de Bienes de Uso, de acuerdo con las prescripciones generales del Auditing Standard Board de USA, en la SAS No. 39 y otras normas específicas aplicables.

El concepto general aplicado es considerar que cada uno de los registros del inventario provisto por la empresa es el resultado de cierto proceso uniforme y se desea apreciar cuan confiable puede considerarse ese proceso de registro. Debido al enorme número de registros que tal

inventario contiene, es inviable efectuar una verificación exhaustiva de su corrección. Por eso se admite la selección de una muestra de registros para evaluar en esa muestra la corrección del proceso que los ha generado.

Si la muestra es correctamente seleccionada en cantidad y forma, se considera que es 'representativa' del conjunto, es decir, de todo el inventario. Esta representatividad se entiende en el sentido de que ciertas valoraciones cuantitativas realizadas sobre la muestra permiten, por extrapolación, postular conclusiones cuantitativas - estimaciones - sobre el conjunto. Recurriendo a procedimientos bien establecidos y respaldados en la Teoría de Probabilidades y Estadística, las estimaciones hechas sobre el conjunto del inventario aplicando tales métodos de muestreo y extrapolación son perfectamente acotadas en error.

De modo pues, que es esencial contar con un planteo claro del proceso de selección y aplicación de las técnicas de muestreo para que las conclusiones a que se llega con el análisis de las muestras no sean objetables. Por esa razón, se detalla a continuación el procedimiento a emplear.

3.2.1. MARCO MUESTRAL Y UNIDADES DE MUESTRA

El *marco muestral* representativo del conjunto de bienes a auditar (la *población*) estará constituido por los registros de información provista por la empresa. Cada uno de los registros se asociará unívocamente a un elemento susceptible de ser seleccionado como *unidad elemental* de la muestra.

3.2.2. PLAN DE MUESTREO

Para la selección de las muestras del marco muestral a verificar en cada población se aplicará un plan de *muestreo aleatorio por etapas con estratificación*, constituyendo las *unidades primarias* de la etapa inicial los conjuntos parciales de bienes - *estratos* - resultantes de una subdivisión apropiada. Los estratos estarán definidos en principio por la etapa del sistema de distribución (red de MT, subestaciones de distribución, red de BT) y posteriormente se podrá estratificar en cada caso considerando distintas unidades constructivas (p.e. para la red de MT red de tipo urbana, red de tipo rural).

El total de *unidades elementales* constitutivas de la *muestra* de cada población será determinada según los lineamientos de la Norma MIL-SIT 105 D de USA. Se adoptará el *tamaño de muestra* que corresponde al procedimiento de *muestreo aleatorio simple* en el denominado Nivel de Inspección General II (Normal) para lotes aislados, con un índice de calidad límite (LQ) mejor que 3% para una probabilidad de aceptación (Pa) de 10%.

Una vez que se haya determinado el tamaño total de la muestra, se atribuirán a las *unidades primarias* o estratos, probabilidades de ser seleccionadas que sean proporcionales a su magnitud o tamaño, asignando así a cada estrato una parte del total de muestras tanto mayor cuanto más significativa sea su ponderación en la población considerada. Este procedimiento de *muestreo proporcional al tamaño* asegura una representación de la muestra correcta y balanceada para el propósito de la Auditoría. El diseño específico de esta etapa del muestreo seguirá el método *Pareto proportional to size sampling*, propuesto por B. Rosén (1996, 1997).

La estrategia de un muestreo por etapas permitirá además tener en cuenta, en etapas tempranas del proceso, de la dispersión territorial del área que sirve la empresa para concentrar la selección de las muestras en zonas geográficas que, aun siendo limitadas, demuestren ser adecuadamente

representativas de otras zonas con similares características en cuanto a condiciones del servicio y dotación de equipamiento.

3.3. CRITERIOS DE ACEPTACIÓN

El plan de muestreo planteado está asociado a un *criterio de aceptación* que puede expresarse como sigue:

Se aceptará como *verosímil* que el conjunto de los registros considerados en el marco muestral *representa correctamente* a la población de bienes auditada, cuando se comprueba la exactitud de la información que consta en los registros respectivos para *todas las unidades elementales de la muestra*.

Si se verifica el criterio de aceptación expuesto (ninguna discrepancia entre todos los registros de la muestra y los elementos correspondientes), se aceptará como sustancialmente correcta toda la información registrada en el marco muestral que alcanza a la población considerada y se adoptará sin correcciones ulteriores la población que resulta de los cálculos realizados sobre la base de esa información.

Cuando el criterio de aceptación no se cumpla estrictamente, será necesario corregir la población que resulta de utilizar lo informado en los registros del marco muestral. La aplicación de esta corrección consiste en utilizar la información de la muestra debidamente corregida para salvar las discrepancias observadas en los registros correspondientes y así calcular el valor correcto atribuible a los elementos de la muestra. Este cálculo se utiliza luego para estimar las correcciones que deben aplicarse al valor total de la población calculado basándose en el conjunto de los registros respectivos.

3.3.1. CORRECCIONES.

A partir de los resultados obtenidos en campo se deberá corregir la información suministrada por la empresa a partir del cómputo de los factores de adaptación de instalaciones (FAI) para cada estrato, de acuerdo a lo siguiente:

Los estratos estarán definidos en principio por el tipo del sistema de distribución (red de MT, subestaciones de distribución, red de BT), de conformidad a lo establecido en el Anexo 1 y posteriormente se podrá estratificar en cada caso considerando distintas unidades constructivas (p.e. para la red de MT red de tipo urbana, red de tipo rural).

La variable definida para el cálculo del FAI para cada estrato de la red de distribución, independientemente de que la SIGET defina el relevamiento de otras características, son las siguientes:

1. **Red de MT:** Longitud de red¹

¹ El relevamiento de la traza y la determinación de la longitud real de la red de MT se realizará midiendo la distancia entre postes o puntos de apoyos (distancia entre vanos), utilizando para esto instrumentos de medición de distancias con una elevada precisión (p.e. distanciómetro láser).

Con el objetivo de asegurar la trazabilidad de la información relevada en campo, la misma deberá ser volcada en planos georeferenciados. Adicionalmente se deberá identificar unívocamente cada poste considerado en la medición de la distancia de la red.

2. **Sub estación de distribución (SED):** Potencia instalada
3. **Red de baja tensión:** Longitud de de red²

Sobre la base de esto, los FAI para cada estrato de la muestra se definen como sigue:

$$FAI_{Red_MT,j} = \frac{\sum Long_{relevada,i,j}}{\sum Long_{informada,i,j}}$$

Donde:

$Long_{relevada,i}$ = Longitud relevada en campo correspondiente al alimentador de media tensión i, del estrato j

$Long_{informada,i}$ = Longitud informada por la empresa distribuidora correspondiente a la alimentador de media tensión i, del estrato j

$$FAI_{SED,n} = \frac{\sum kVA_{relevado,h,n}}{\sum kVA_{informado,h,n}}$$

$kVA_{relevado,h}$ = potencia nominal en kVA relevada en campo correspondiente a la SED h, del estrato n

$Long_{informado,h}$ = potencia nominal en kVA informada por la empresa distribuidora correspondiente a la SED h, del estrato n

$$FAI_{Red_BT,z} = \frac{\sum Long_{relevada,k,z}}{\sum Long_{informada,k,z}}$$

$Long_{relevada,k}$ = Longitud relevada en campo correspondiente al alimentador de baja tensión k, del estrato z

$Long_{informada,k}$ = Longitud informada por la empresa distribuidora correspondiente al alimentador de baja tensión k, del estrato z

Los resultados obtenidos para estos factores no podrán ser superiores a la unidad y deberán ser aplicados de la siguiente manera:

1. **Redes de Media y Baja Tensión:** estos factores deberán ajustar el VNR total de cada estrato.

Sub estaciones de distribución: estos factores deberán ajustar el VNR total de cada estrato.

² El relevamiento de la traza y la determinación de la longitud real de la red de BT se realizará midiendo la distancia entre postes o puntos de apoyos (distancia entre vanos), utilizando para esto instrumentos de medición de distancias con una elevada precisión (p.e. distanciometro láser).

Con el objetivo de asegurar la trazabilidad de la información relevada en campo, la misma deberá ser volcada en planos georeferenciados. Adicionalmente se deberá identificar unívocamente cada poste considerado en la medición de la distancia de la red.



ANEXO 4

ACUERDO No. 328-E-2006

**REGLAS ESPECIALES PARA EL CÁLCULO DEL CARGO POR USO
DE RED A DISTRIBUIDORES QUE LO SOLICITAN POR PRIMERA
VEZ.**

INDICE

I. Ámbito de aplicación.	2
II. Disposiciones Generales.	2
III. Metodología para el Cálculo del Cargo por Uso de la Red de Distribución.	4
IV. Requerimiento de información del Proyecto para definir el año base del estudio.	6

REGLAS ESPECIALES PARA EL CÁLCULO DEL CARGO POR USO DE RED A DISTRIBUIDORES QUE LO SOLICITAN POR PRIMERA VEZ.

I. Ámbito de aplicación.

El presente anexo, establecerá las disposiciones que toda entidad solicitante de la prestación de la actividad de distribución por primera vez, deberá aplicar para elaborar y presentar su propuesta tarifaria referente al cargo de uso de red.

II. Disposiciones Generales.

1. Todo distribuidor que solicite por primera vez la aprobación de cargos, deberá acreditar los siguientes requisitos:
 - 1.1. Documentar la viabilidad técnica a partir del cumplimiento de los parámetros mínimos que se mencionan a continuación:
 - 1.1.1. Energía anual distribuida: 15 GWh;
 - 1.1.2. Potencia máxima anual demandada en distribución: 3 MW;
 - 1.1.3. Usuarios (clientes directos): 1,000Dichos requerimientos mínimos deben ser alcanzados en un plazo de CINCO (5) años a partir de que SIGET apruebe los cargos de distribución.
 - 1.2. Documentar la viabilidad financiera y económica del solicitante para desarrollar el proyecto, todo solicitante deberá acreditar la concurrencia de los siguientes requisitos, mediante la presentación de los Estados Financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado:
 - 1.2.1. Ser titular de activos no inferiores a SEISCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 600,000.00).
 - 1.2.2. Poseer un patrimonio neto no inferior a TRESCIENTOS MIL DOLARES ESTADOUNIDENSES (US\$ 300,000.00).
 - 1.3. En caso de consorcios, los parámetros antes mencionados deberán ser cumplidos al menos por uno de sus miembros, el cuál a su vez deberá tener una participación mínima del 25% en el Consorcio solicitante, y acreditar un compromiso de permanecer en el Consorcio por un período no inferior a cinco años, contados a partir de la inscripción del consorcio en el Registro.

- 1.4. Aquellos solicitantes que por su tiempo de existencia o cualquier otro motivo legítimo, no puedan presentar estados financieros auditados correspondientes al último ejercicio anual cerrado, podrán en su defecto presentar Balances de Apertura certificados por Contador Público Autorizado o por una firma de Auditores, acreditando el cumplimiento de los literales a y b del numeral 1.2.
- 1.5. La solicitud deberá incluir como mínimo la designación de un operador experimentado el que deberá ser integrante de la sociedad y deberá cumplir los siguientes requisitos:
 - 1.5.1. Información documentada mediante copia certificada de las concesiones o licencias o documentación equivalente que acredite haber sido y ser operador, único o en forma compartida, durante más de 4 (cuatro) años, de por lo menos un servicio público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
 - 1.5.2. Información documentada mediante copia certificada de comprobantes otorgados por organismos concedentes o licenciantes nacionales o de países extranjeros o internacionales o documentación equivalente que acrediten el cumplimiento contractual de las prestaciones.
 - 1.5.3. El operador deberá mantener una participación no menor del VEINTE POR CIENTO (20%) por el término de CINCO (5) años. Antes de finalizado dicho término de CINCO (5) años, las modificaciones de las participaciones o la venta de acciones del operador sólo podrán realizarse previa autorización de SIGET.
- 1.6. En caso que las instalaciones de distribución hayan sido construidas como parte de un proyecto urbanístico y que la sociedad constructora forme parte, directamente o a través de empresas controladas, de la entidad que solicita la aprobación para prestación de la actividad de distribución, no se le reconocerá como parte de la tarifa la remuneración sobre el capital conformado por los ABS de las instalaciones existentes a la fecha de solicitud de aprobación de los pliegos. Las instalaciones construidas con posterioridad a la solicitud de aprobación tendrán el tratamiento estándar definido en el artículo 7 de este acuerdo.
2. El proyecto de distribución a realizar deberá considerar la prestación del servicio en una o varias áreas geográficas determinadas y evidenciar la posibilidad cierta de que el mercado previsto tendrá una composición heterogénea de clientes en lo que se refiere al tipo de usuarios a atender. Como *composición heterogénea* debe entenderse que el servicio previsto debe evidenciar claramente que el mercado no estará conformado por un solo tipo de categoría tarifaria.

3. Los cargos de distribución aprobados bajo la metodología definida en este anexo tendrán una validez mínima, la cual estará definida por el tiempo en el cual la nueva empresa distribuidora cumple con todas las exigencias definidas en el numeral 1 inciso 1.1 de este anexo, el mismo deberá ser inferior a cinco años. Una vez cumplido este plazo, los cargos de distribución aprobados seguirán teniendo validez hasta la siguiente revisión general de cargos por uso de red, en total concordancia con el proceso correspondiente al resto de los distribuidores, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su reglamento

Los cargos tarifarios aprobados bajo la metodología definida en este anexo se actualizarán de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y en el cuerpo del presente acuerdo.

4. El distribuidor deberá establecer el plazo dentro del cual el proyecto deberá entrar en operación comercial, detallando el plan de trabajo a desarrollar, indicando la fecha de inicio y finalización de cada obra, las cuales en conjunto no podrán superar los CINCO (5) años, contados a partir de la inscripción en el Registro; debiendo detallar además para cada año del período el monto de las inversiones a realizar y las obras asociadas a dichas inversiones.

III. Metodología para el Cálculo del Cargo por Uso de la Red de Distribución.

1. Todos los valores físicos necesarios para elaborar la propuesta tarifaria se corresponderán con los incluidos en el proyecto que deberá presentarse de conformidad a lo estipulado en el numeral 1.1 de la sección anterior, para el quinto año del período, el cual será considerado como año base de cálculo.
2. La metodología para el cálculo del cargo por uso del sistema de distribución se deberá basar en lo especificado en el Anexo I del presente acuerdo. En consecuencia se reconocerán las mismas etapas de cálculo, las cuales se resumen a continuación:
 - 2.1. ETAPA 1: Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT
 - 2.2. ETAPA 2: Determinación de las pérdidas de energía y potencia y confección de un balance de potencia y energía
 - 2.3. ETAPA 3: Cálculo de los costos de operación y mantenimiento para los subsistemas de MT y BT
 - 2.4. ETAPA 4: Cálculo del costo indirecto de administración de las instalaciones
 - 2.5. ETAPA 5: Cálculo del Costo total de Operación y Mantenimiento

3. Considerando que los nuevos operadores no cuentan con información real de la empresa, en algunas etapas deberán asumirse hipótesis para poder realizar los cálculos especificados. A continuación se detalla para cada etapa las consideraciones que deben adoptarse:

3.1. ETAPA 1:

a. Cálculo del ABS correspondiente a los subsistemas de MT y BT

El cálculo del Activo Bruto del Servicio se realizará considerando las instalaciones eléctricas de la red de distribución prevista para el año base del estudio, las cuales deberán estar económicamente adaptadas al mercado eléctrico previsto para ese mismo año base.

Para realizar esta actividad la distribuidora deberá presentar un modelo estimado de la red de distribución sobre la base de sus propias previsiones respecto del desarrollo esperado del sistema de distribución.

Adicionalmente, se deberá estimar la distribución espacial de la demanda prevista para el año base, con el objetivo de cuantificar las cargas de las redes de baja y media tensión y módulos de transformación. Esta estimación deberá ser concordante con el estudio de proyección de la demanda.

Sobre la base de este modelo de red se deberá aplicar la metodología establecida para la etapa 1 definida en el Anexo 1 del presente acuerdo.

3.2. ETAPA 2:

Para la confección del balance de potencia se deberá emplear la información presentada en Estudio de mercado del proyecto de distribución requerido en el numeral IV 2 i de este anexo.

Para la caracterizar la demanda del nuevo distribuidor se utilizará la última información disponible que haya sido aprobada por SIGET mediante acuerdo para alguna de las empresas de distribución existentes. De esta información, SIGET adoptará aquella que a su criterio mas se adapte a las características del mercado del nuevo distribuidor.

4. Los valores económicos de costos de activos, mano de obra, materiales, etc. que se deberán utilizar para valorar la empresa eficiente se corresponderán con el momento de la presentación de los estudios.

IV. Requerimiento de información del Proyecto para definir el año base del estudio.

El proyecto considerará un período máximo de cinco años para su ejecución y contendrá la información siguiente:

- 1. Información del Proyecto:** descripción completa y detallada de las instalaciones y recursos que utilizará para la prestación del servicio, y en ese sentido, deberá presentar el Estudio de Factibilidad del proyecto, el cual deberá incluir la memoria descriptiva, los planos correspondientes, los sistemas generales para la prestación de servicio, las líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas y el plan de normalización de las redes fuera de norma, especialmente las siguientes:
 - i. Ubicación del proyecto y descripción técnica del mismo.
 - ii. Descripción general de las instalaciones, indicando el tipo de diseño, materiales y normas constructivas que se utilizarán;
 - iii. Planos de ubicación de las instalaciones;
 - iv. Especificar si la red de distribución que se proyecta construir, se instalará total o parcialmente sobre inmuebles de propiedad de terceros.
 - v. Cantidad estimada de usuarios finales que se conectarán a la red de distribución, clasificación tarifaria, energía y potencia anual proyectada y el área geográfica de cobertura.
 - vi. Detalle del presupuesto de las obras;
 - vii. Planos de las servidumbres constituidas;
 - viii. Descripción de las instalaciones existentes a las que se interconectará la red de distribución proyectada;
 - ix. Detalle del recurso humano, materiales y los costos asociados para la prestación durante un período de 5 años, relacionando:
 - a. Organigrama
 - b. Costo de Personal
 - x. Descripción y costos de equipos menores y materiales
 - xi. Descripción de los sistemas de gestión comercial a utilizar para la prestación del servicio, debiendo detallar al menos lo siguiente:
 - a. Facturación;
 - b. Gestión de Cobranza;
 - c. Atención de Usuarios; y,
 - d. Call Center.

- xii. Descripción de los sistemas de gestión técnica a utilizar para la prestación del servicio, debiendo especificar lo siguiente:
 - a. Procedimientos de operación;
 - b. Equipamiento de medición para cumplimiento de la normativa de calidad.
 - c. Descripción de los sistemas para el control de la calidad de servicio.
 - xiii. Cronograma para la ejecución del proyecto de distribución.
2. **Estudio de mercado del proyecto de distribución** a desarrollar, conteniendo:
- i. Estudios de proyecciones de demanda desagregada por categorías tarifarias.
 - ii. Estudios de caracterización de la carga.
3. **Estudio financiero y económico del proyecto**, donde se incluya:
- i. Detalle de las inversiones a desarrollar
 - ii. Costos de operación y mantenimiento
 - iii. Estimación del flujo financiero (ingresos y egresos) para el período de la vida útil del proyecto de distribución.
 - iv. Criterios de evaluación financiera y económica aplicados.
 - v. Opciones de financiamiento
4. **Copia de los permisos ambientales** para el desarrollo del proyecto de distribución. En caso de que no se disponga a la hora de la presentación de la solicitud de la aprobación del cargo por uso de red, deberá presentar copia de las gestiones realizadas por la empresa ante la autoridad competente.

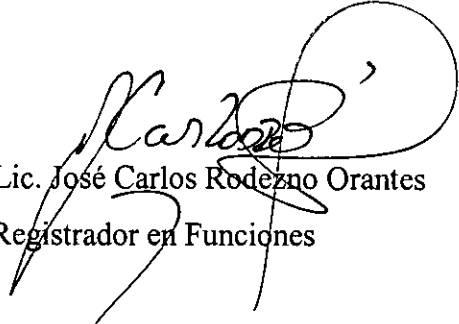
SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

REGISTRO DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES adscrito a la SIGET. San Salvador, a las once horas y veintidós minutos del día veintinueve de diciembre del dos mil seis.

Visto el Acuerdo número 328-E-2006, pronunciado por el Señor Superintendente, el día veinte del mes de diciembre del presente año, con boleta de presentación número 1322, mediante el cual Acuerda: a) Aprobar las Normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo que se detalla en el mismo Acuerdo”; consecuentemente, con base en el Artículo 14, literal e), del Reglamento de la Ley de Creación de SIGET, este Registro resuelve: Inscribese el Acuerdo antes relacionado en la Sección de Actos y Contratos del Sector Electricidad. b) MARGÍNENSE, como modificación los siguientes Acuerdos: Acuerdo No. 60-E-2001, inscrito en este Registro bajo el código 435-E21-128/2001, Acuerdo No. 146-E-2005, inscrito en este Registro bajo el código 1105-E21-403/2005.




Lic. Lic. José Carlos Rodezno Orantes
Registrador en Funciones

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

El Salvador, Centroamerica

SECTOR ELECTRICIDAD
SECCION ACTOS Y CONTRATOS

FICHA DE INSCRIPCION

CODIGO DE INSCRIPCION

1322-E21-495-/2007

NIT 06141209961045

Naturaleza Normas e interpretaciones técnicas electricidad

No. Acuerdo 328-E-2006

Nombre SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

Direccion 6° -10° Calle Pte y 37° Av. Sur No. 2001, Col. Flor Blanca, San Salvador

Telefonos 257-4438 25SIGET

Fax 257-4499

Email siget@siget.gob.sv

DUI/PASS

Edad/Profesion 0

Nacionalidad

Representante

Nombre Jorge Isidoro Nieto Menéndez

DUI/PASS 00108793-2

Profesion Licenciado

Lugar San Salvador

Fecha 20 de Diciembre de 2006

Vigencia

Extracto

Aprobar las normas para la Determinación de los Cargos por el Uso de las Redes de Distribución, de conformidad a lo que se detalla en este acuerdo. Marginar como modificación los códigos: 435-E21-128, 1105-E21-403.

Expediente 28

Fecha Presentación 28 de Diciembre de 2006

Fecha de Registro 15 de Enero de 2007

Estado Autorizado

San Salvador, 17 de Enero de 2007



Licda. Ancia Rebeca Amaya de Pimentel

Código: 17081971

Registradora

0006