



Ministerio de Minas y Energía

RESOLUCION NUMERO **070** DE 19
28 MAY 1998

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con el Artículo 23, Literal i, de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional;

Que la Comisión elaboró un proyecto de Reglamento de Distribución, el cual fue discutido ampliamente con las empresas y entidades del sector eléctrico colombiano;

Que el Consejo Nacional de Operación, en virtud de lo dispuesto en el referido Literal i del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994, emitió concepto sobre el Reglamento que se adopta mediante la presente resolución;

Que el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994, determina que todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos;

Que las comisiones de regulación pueden exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia;

Que la Ley 428 de 1998 establece formas de actuar de manera conjunta por parte de los usuarios, así como a las empresas, las cuales se hace útil y necesario incluir en el texto del presente reglamento;

Que el Artículo 86 de la Ley 142 de 1994, determina que el régimen tarifario en los servicios públicos está compuesto por reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante, así como por los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas;

Que el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y el Artículo 6 de la Ley 143 de 1994, determinan el principio de neutralidad en la tarifa, y de la empresa frente a los usuarios;

Que de acuerdo con el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994, le corresponde a la UPME elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo;

Que de acuerdo al último inciso del Artículo 73 de la Ley 142 de 1994, la CREG puede solicitar toda la información que requiera, y es obligación de los agentes suministrarla en la forma y en el momento que la misma lo decida;

Que el Artículo 134 de la Ley 142 de 1994 establece que cualquier persona capaz de contratar que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos;

Que el Artículo 133 de la Ley 142 de 1994 determina aquellas conductas sobre las cuales se presume que existe posición dominante de la empresa frente al usuario;

Que el Artículo 137 de la misma Ley, establece las reparaciones a que tiene derecho el suscriptor o usuario, cuando se presente una falla en la prestación del servicio;

Que como mecanismo para evitar la posición dominante de la empresa frente al usuario, en lo que tiene que ver con una prestación ineficiente del servicio público y el derecho del usuario a reclamar por los perjuicios causados, la Comisión considera necesario crear mecanismos con base en las figuras jurídicas existentes, que garanticen el derecho de los usuarios;

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Que de acuerdo con el Artículo 1714 del Código Civil la compensación se sucede cuando dos personas son deudoras una de otra;

Que de acuerdo con el Artículo 1715 del Código Civil, la compensación opera por el solo ministerio de la ley y aún sin conocimiento de los deudores;

Que de acuerdo con el Artículo 136 de la Ley 142 de 1994, es obligación de la empresa la prestación continua y de buena calidad del servicio público;

Que las empresas en la actualidad requieren de un proceso de transición, de manera que se adapten a los criterios de calidad, y confiabilidad a los hace referencia el presente Reglamento;

Que el Artículo 26 de la Ley 142 de 1994, determina que las personas que prestan los servicios públicos estarán sujetos a las normas generales sobre la planeación urbana, la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas;

Que la expedición de la presente Resolución no implica ni expresa ni tácitamente la derogatoria o modificación de la Resolución CREG 225 de 1998;

Que es competencia del Ministerio de Minas y Energía, señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia;

Que se hace necesario la expedición de normas que establezcan la responsabilidades y derechos tanto de las empresas de distribución de energía eléctrica, así como de los usuarios;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión del 28 de mayo de 1998 estudió y adoptó el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica;

RESUELVE:


ARTÍCULO 1o. Adoptar el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica contenido en el Anexo General de la presente Resolución, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ARTÍCULO 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santa Fe de Bogotá, D.C., el día **28 MAY 1998**


ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE PINTO NOLLA
Director Ejecutivo



Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ANEXO GENERAL

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

1. DEFINICIONES
2. PRINCIPIOS Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO
 - 2.1 PRINCIPIOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO
 - 2.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO
3. PLAN DE EXPANSIÓN
 - 3.1 OBJETIVO
 - 3.2 RESPONSABILIDAD POR LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S
 - 3.3 CRITERIOS PARA DESARROLLAR LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS OR'S.
 - 3.4 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS
4. CONDICIONES DE CONEXIÓN
 - 4.1 OBJETIVO
 - 4.2 CRITERIOS TÉCNICOS DE DISEÑO
 - 4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO
 - 4.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGAS
 - 4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN
5. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DE DISTRIBUCIÓN LOCAL
 - 5.1 OBJETIVO
 - 5.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO
 - 5.3 SUPERVISIÓN OPERATIVA
 - 5.4 MANEJO OPERATIVO DE CARGA
 - 5.5 INFORMACIÓN OPERACIONAL
6. CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DE DISTRIBUCIÓN LOCAL
 - 6.1 OBJETIVO
 - 6.2 CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA
 - 6.3 CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

k

AM

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- 6.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES
- 6.5 VIGILANCIA DE LA CALIDAD

7. MEDIDA

- 7.1 OBJETIVO
- 7.2 FRONTERAS COMERCIALES
- 7.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
- 7.4 ACCESO A LOS EQUIPOS DE MEDIDA
- 7.5 REGISTRO, PRUEBAS Y SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA
- 7.6 REVISIONES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

8. ALUMBRADO PÚBLICO

- 8.1 OBJETIVO
- 8.2 NORMAS APLICABLES

9. PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL

- 9.1 PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS STR Y/O SDL
- 9.2 NUEVOS OR's
- 9.3 DERECHO A LA PROPIEDAD DE ACTIVOS DE UN STR Y/O SDL
- 9.4 VENTA DE ACTIVOS

10. MODIFICACIONES Y ACTUALIZACIONES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

- 10.1 OBJETIVO
- 10.2 ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN
- 10.3 SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y SITUACIONES NO-PREVISTAS

ANEXOS:

- RD-1 SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN
- RD-2 NORMAS OPERATIVAS PARA CONSIGNACIÓN DE CIRCUITOS



Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

INTRODUCCIÓN

El presente Reglamento de Distribución regula la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica, con base en los principios relacionados con la eficiencia, calidad y neutralidad, en cumplimiento del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994.

De esta manera, aquí se definen y hacen operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y los Sistemas de Distribución Local (SDL's), y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema, entre otros. Adicionalmente, se definen y establecen criterios y procedimientos para la medición de los consumos, para la prestación del servicio de Alumbrado Público y para las remuneraciones asociadas con la propiedad de activos.

Cuando quiera que en la presente Resolución se haga referencia a la palabra Reglamento, o Resolución, se entenderá que se refiere a la misma palabra.

Esta Resolución hace parte integral del Reglamento de Operación y complementa el Código de Redes, en lo pertinente a la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

1. DEFINICIONES

Para los efectos del presente Reglamento se aplicarán las definiciones consagradas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en sus disposiciones reglamentarias, y en especial las siguientes:

Activos de Conexión. Son aquellos activos que se requieren para que un Generador, un Usuario u otro Transmisor, se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, a un Sistema de Transmisión Regional, o a un Sistema de Distribución Local.

Acometida. Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las Unidades Inmobiliarias Cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

Agentes del Sistema Interconectado Nacional (Agentes). Personas que realizan por lo menos una actividad del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución, comercialización).

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ANSI. American National Standards Institute.

ASME. American Society of Mechanical Engineers.

ASTM. American Society for Testing and Materials.

Autogenerador. Persona que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN y puede o no, ser el propietario del sistema de generación.

Carga o Capacidad Instalada. Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

Centro de Control. Se entiende como Centro de Control, el Centro Nacional de Despacho (CND), un Centro Regional de Despacho (CRD) o un Centro Local de Distribución (CLD), según el caso.

Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.

El Centro también está encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho (CRD). Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobra de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del Sistema Interconectado Nacional.

CIE. Commission International d' Eclairage.

Circuito. Para propósitos de este Reglamento se define circuito a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un Circuito tenga varias secciones o tramos, para los efectos de este Reglamento, cada sección o tramo se considerará como un Circuito.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Clase de Precisión. Características metrológicas del grupo de instrumentos y transformadores de medida que satisfacen requisitos metrológicos destinados a mantener los errores y variaciones permitidas, dentro de los límites especificados.

Código de Redes. Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el Sistema de Transmisión Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 de 1994.

Cogeneración. Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte del proceso productivo cuya actividad principal no es la producción de energía eléctrica, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y cuya utilización se efectúa en procesos industriales o comerciales.

Cogenerador. Persona que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y puede o no, ser el propietario del sistema de cogeneración.

Comercialización de Energía Eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los Usuarios finales.

Comercializador. Persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Consejo Nacional de Operación (CNO). Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

Consignación de Equipos. Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional. Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.

Distribuidor Local (DL). Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Distribución Local, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o por interpuesta persona (Operador).

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Equipo de Medida. En relación con un punto de conexión lo conforman todos los transformadores de medida, medidores y el cableado necesario para ese punto de conexión.

Eventos No Programados. Son aquellos que ocurren súbitamente y causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

Eventos Programados. Son aquellos eventos planeados por el OR que causan un efecto operacional en el Sistema del OR y pueden o no causar efectos en la operación del SIN.

Frontera Comercial. Se define como frontera comercial entre el OR, o el Comercializador y el Usuario los puntos de conexión del equipo de medida, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a su Red Interna.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN.

ICEA. International Community Electrical Association

ICONTEC. Instituto Colombiano de Normas Técnicas.

IEC. International Electrotechnical Commission

IEEE. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Instalaciones Internas o Red Interna. Es el conjunto de redes, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, y en general, para Unidades Inmobiliarias Cerradas, es aquel sistema de suministro de energía eléctrica al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

Medidor. Es el aparato que mide la demanda máxima y los consumos de energía activa o reactiva o las dos. La medida de energía puede ser realizada en función del tiempo y puede o no incluir dispositivos de transmisión de datos.

Mercado Mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

NEMA. National Electric Manufacturers Association.

NESC. National Electric Safety Code.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Niveles de Tensión. Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV
- Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV
- Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV
- Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

NTC. Norma Técnica Colombiana.

Operador de Red de STR's y/o SDL's (OR). Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Planta Menor. Es toda planta y/o unidad de generación con capacidad efectiva inferior a 20 MW. Se excluyen de esta definición los Autogeneradores o Cogeneradores.

Punto de Conexión. Es el punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR y/o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

Punto de Medición. Es el punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión, o los bornes del medidor, en el caso del nivel de tensión I.

Red de Uso General. Redes Públicas que no forman parte de Acometidas o de Instalaciones Internas.

Red Pública. Aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas, independientemente de la propiedad de la red.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del SIN y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de operación comprende varios documentos que se organizarán de acuerdo con los temas propios del funcionamiento del SIN.

Servicio de Alumbrado Público. Es el servicio público consistente en la iluminación de las vías públicas, parques públicos, y demás espacios de libre circulación que no se encuentren a cargo de ninguna persona natural

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

o jurídica de derecho privado o público, diferente del municipio, con el objeto de proporcionar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades tanto vehiculares como peatonales. También se incluyen los sistemas de semaforización y relojes electrónicos instalados por el Municipio. Por vías públicas se entienden los senderos y caminos peatonales y vehiculares, calles y avenidas de tránsito comunitario o general.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión nacional, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los Usuarios.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR) Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; Conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

SSPD. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Transmisor Nacional (TN). Persona que opera y transporta energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Transmisor Regional (TR). Persona que opera y transporta energía eléctrica en un Sistema de Transmisión Regional o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades.

Unidades Inmobiliarias Cerradas. De acuerdo con la Ley 428 de 1998, son conjuntos de edificios, casas y demás construcciones integradas arquitectónica y funcionalmente, que comparten elementos estructurales y constructivos, áreas comunes de circulación, recreación, reunión, instalaciones técnicas, zonas verdes y de disfrute visual; cuyos propietarios participan proporcionalmente en el pago de las expensas comunes, tales como los servicios públicos comunitarios, vigilancia,

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

mantenimiento y mejoras. El acceso a tales conjuntos inmobiliarios se encuentra restringido por un cerramiento y controles de ingreso.

Unidad Generadora. Puede ser un Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador.

UPME. Unidad de Planeación Minero Energética.

Usuario. Persona que utilice o pretenda utilizar, o esté conectado o pretenda conectarse a un STR o SDL.

2. PRINCIPIOS Y ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO

2.1 PRINCIPIOS Y ALCANCE DEL REGLAMENTO

El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se desarrolla con base en los principios de eficiencia, calidad y neutralidad de la prestación del servicio de Energía Eléctrica establecidos por las Leyes 142 y 143 de 1994. En cumplimiento de tales principios, la presente Resolución establece criterios para la planeación, expansión y operación de los STR's y/o SDL's y determina los procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes Usuarios de tales Sistemas y sus correspondientes operadores.

Dicha reglamentación se orienta a:

- Establecer criterios y procedimientos para la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de los STR's y/o SDL's, de acuerdo con los diferentes niveles de tensión existentes en el país.
- Establecer los principios y procedimientos que definen las relaciones entre los diferentes Usuarios de los STR's y/o SDL's y sus correspondientes operadores.
- Definir criterios para el planeamiento y operación eficiente de los STR's y/o SDL's que faciliten la competencia en la Generación y Comercialización de electricidad.
- Establecer criterios para el diseño y ejecución del plan de inversiones de los OR's, con el fin de garantizar la confiabilidad, seguridad y economía de los STR's y/o SDL's.
- Establecer criterios y procedimientos para la ejecución y operación de las conexiones de los Usuarios de los STR's y/o SDL's.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Establecer los criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes OR's, con el propósito de dar garantías mínimas en estos aspectos a los Usuarios conectados al STR y/o SDL del OR respectivo.
- Definir criterios generales relacionados con la medición de los consumos de energía eléctrica.
- Establecer las características técnicas de la prestación del servicio de Alumbrado Público.
- Definir criterios y remuneraciones para la propiedad de activos.

Además, este Reglamento contiene otras disposiciones para la coordinación operativa, así como los procedimientos para hacer las modificaciones que se deriven de la experiencia y aplicación de estas mismas reglas.

2.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN DEL REGLAMENTO

El Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica se aplica a:

- Operadores de Red (OR's) en los STR's y/o SDL's .
- Comercializadores y Usuarios de los STR's y/o SDL's.
- Generadores, Plantas Menores, Cogeneradores y Autogeneradores conectados directamente a los STR's y/o SDL's.
- Responsables del servicio de Alumbrado Público.

El presente Reglamento se entiende que se aplica, cuando quiera que en las resoluciones expedidas por la CREG se refiera a "Código de Distribución". De la misma manera, en el presente Reglamento se aplicarán los principios de carácter constitucional, especialmente aquellos que se determinan en el Artículo 365 y sucesivos de la Constitución Nacional, así como las disposiciones legales establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas que las reglamenten, modifiquen o sustituyan.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan los aspectos contenidos en esta Resolución, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima. En caso que las normas específicas expuestas en este Reglamento cambien, se utilizarán aquellas que las modifiquen, sustituyan o complementen.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

3. PLAN DE EXPANSIÓN

3.1 OBJETIVO

Los objetivos básicos de este capítulo son los siguientes:

- Fijar los criterios para asegurar la expansión y los niveles de cobertura de los STR's y/o SDL's.
- Establecer las obligaciones de los Operadores de Red (OR's), en lo relacionado con la expansión eficiente, económica y confiable de los STR's y/o SDL's.
- Precisar el alcance de las competencias de la Nación y las demás entidades territoriales, para celebrar contratos de concesión, en aquellos eventos en los cuales el OR no esté obligado a ejecutar la expansión de la red y la ampliación de la cobertura.
- Definir los procedimientos para el intercambio de información entre los OR's y entre estos y los Usuarios.

3.2 RESPONSABILIDAD POR LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S

3.2.1 NIVELES DE COBERTURA Y PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S

De acuerdo con el Artículo 67.2 de la Ley 142 de 1994, le compete al Ministerio de Minas y Energía elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de energía eléctrica, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

De igual manera, con base en el numeral f del Artículo 3 de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Estado alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio.

En desarrollo del Artículo 18 de la Ley 143 y teniendo en cuenta lo establecido en el Literal c del Artículo 16 de la misma Ley, le corresponde a la UPME elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

En el caso de los STR's y/o SDL's, el Plan de Expansión definido por la UPME deberá incorporar como criterio los niveles de cobertura previstos en el Plan Nacional de Desarrollo.

3.2.2 RESPONSABILIDAD DEL OR EN LA PLANEACIÓN DE SU SISTEMA

El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996.

El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero.

3.2.3 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL OR

El OR es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral anterior, en relación con la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos que tengan carácter de uso general.

Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto previsto en su Plan de Inversión (Ver Artículo 2o de la Resolución CREG 005 de 1996), el proyecto correspondiente podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

3.2.4 RESPONSABILIDAD POR LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS INCLUIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE LOS STR'S Y/O SDL'S, PERO NO INCLUIDOS EN LOS PLANES DE EXPANSIÓN DE LOS OR'S

En caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's, pero exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, éste podrá ejecutar las obras correspondientes que serán remuneradas de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo 9 de la presente Resolución.

Del mismo modo, en caso de que los Planes de Expansión de los OR's, no satisfagan los niveles de cobertura definidos por la UPME para los distintos STR's y/o SDL's y sólo en aquellos eventos en los cuales como

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, no exista algún tercero dispuesto a asumir la prestación de este servicio, se dará cumplimiento a lo dispuesto en el Artículo 56 de la Ley 143 de 1994, relacionado con contratos de concesión.

Así mismo y de acuerdo con el Artículo 57 de esta Ley, las competencias para otorgar los contratos de concesión mencionados serán las siguientes:

- En el caso de redes de transmisión entre regiones (STR's), le corresponde al Departamento.
- En el caso de redes de distribución de electricidad (SDL's), le corresponde al Municipio.

La CREG en resolución aparte, precisará el alcance de las competencias señaladas.

3.3 CRITERIOS PARA DESARROLLAR LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LOS OR'S

En cumplimiento de los principios establecidos en el presente Reglamento de Distribución, la planeación debe ser desarrollada con base en los siguientes criterios:

- **Atención de la Demanda.** La planeación de la expansión deberá estar soportada en proyecciones de demanda cuya estimación se efectuará utilizando modelos técnico-económicos disponibles para tal efecto.
- **Adaptabilidad.** Los Planes de Expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- **Flexibilidad del Plan de Expansión.** El Plan de Expansión de un OR, en su ejecución, puede experimentar modificaciones. El OR podrá incluir obras no previstas y excluir aquellas que por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME.
- **Viabilidad Ambiental.** Los Planes de Expansión deben cumplir con la normatividad ambiental vigente.
- **Normas y Permisos.** Las obras de expansión requeridas deben cumplir con las normas pertinentes previstas por las autoridades competentes y obtener los permisos correspondientes.
- **Eficiencia Económica.** Los Planes de Expansión e inversiones deberán considerar la minimización de costos.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- **Calidad y Continuidad en el Suministro.** Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que reglamenta la presente Resolución y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.
- **Coordinación con el SIN.** Teniendo en cuenta que la operación y expansión de los STR's y/o SDL's deben ser coordinadas con el resto del Sistema Interconectado Nacional, el OR deberá planear su Sistema considerando los planes de expansión en transmisión y generación elaborados anualmente por la UPME.

Para el cumplimiento de los criterios definidos, el OR deberá mantener información técnica actualizada sobre el Sistema que opera. Los elementos requeridos como información básica se relacionan en los numerales 1.1 y 1.2 del Anexo RD-1 de la presente Resolución.

3.4 PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍAS

3.4.1 HORIZONTES DE PLANEACIÓN

Cada OR debe utilizar los siguientes horizontes de planeación, en los cuales se establece la información requerida y el alcance para realizar las proyecciones de demanda y el Plan de Expansión correspondiente:

- **Corto plazo:** un (1) año.

Es un período de carácter operativo, durante el cual el OR simula la operación y el funcionamiento de su Sistema y además realiza el ajuste de las alternativas de expansión planteadas.

- **Mediano plazo:** cinco (5) años.

Es un período de carácter decisivo, donde el OR determina las obras necesarias para atender la expansión y crecimiento de la demanda en este lapso.

- **Largo plazo:** diez (10) años.

Es un período de carácter estratégico, en el cual el OR determina en forma global la expansión de su Sistema, según las tendencias de crecimiento de la demanda de sus Usuarios.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

3.4.2 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Para definir el Plan de Expansión, el OR deberá considerar varias alternativas siguiendo lineamientos técnicos y económicos que le permitan jerarquizarlas dentro del proceso de selección.

La selección del Plan deberá estar basada en evaluaciones técnicas, económicas y financiera. La alternativa seleccionada deberá ser la de mínimo costo, incluyendo inversiones, costos de operación y mantenimiento y pérdidas, y deberá ser la alternativa que cumpla con la calidad del servicio definida para el Sistema.

3.4.3 INVENTARIOS Y COSTOS.

El OR debe mantener actualizado los inventarios de los activos de su Sistema. Así mismo, deberá mantener un registro actualizado de los costos unitarios de sus inversiones.

Toda esta información deberá estar disponible para ser suministrada a la CREG cuando ésta lo requiera. Así mismo, la CREG podrá solicitar información adicional.

Los OR's deberán llevar un registro claro y preciso del trazado de las Redes de sus Sistemas, utilizando preferiblemente planos digitalizados.

3.4.4 DIVULGACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los Usuarios tienen derecho a conocer los Planes de Expansión de los Sistemas de los OR's. Para tal efecto el OR deberá tener disponible esta información para quien la requiera.

4. CONDICIONES DE CONEXIÓN

4.1 OBJETIVO

Los objetivos básicos del presente capítulo son los siguientes:

- Proporcionar un conjunto de requisitos técnicos mínimos y de procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, aplicable tanto a Usuarios existentes como futuros.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Garantizar que las normas básicas para conexión a un STR y/o SDL sean las mismas para todos los Usuarios dentro del área de servicio del respectivo OR y para todos los OR's del país.
- Asegurar que todos los OR's y los Usuarios cumplan con las obligaciones, según lo dispuesto en este Reglamento y demás normas complementarias.
- Establecer las obligaciones del OR y de los Usuarios, para ejecutar los estudios necesarios con relación a las modificaciones y refuerzos requeridos para una nueva conexión, para modificar una existente y para suscribir contratos de conexión.

4.2 CRITERIOS TÉCNICOS DE DISEÑO

Las normas técnicas exigidas por los OR's a sus Usuarios, no podrán contravenir las normas técnicas nacionales vigentes o en su defecto las normas técnicas internacionales. Así mismo, los OR's no podrán discriminar o exceptuar a ningún Usuario en el cumplimiento de dichas normas.

A continuación se fijan los principios y las normas que deben ser aplicados en el diseño de los STR's y/o SDL's por parte de los OR's y Usuarios, para su óptimo funcionamiento.

4.2.1 OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

El diseño de las obras civiles de infraestructura se deberá realizar bajo los criterios y las normas establecidas por las autoridades competentes.

4.2.2 DISTORSIÓN DE LAS ONDAS

Para limitar los efectos de las distorsiones en la forma de las ondas de tensión y de corriente de los STR's y/o SDL's, el contenido de armónicos de los equipos de los Usuarios conectadas en los niveles de tensión I, II, III y IV deberán cumplir con lo establecido en la Norma IEEE 519/92 o aquella que la modifique o sustituya.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan esta materia, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

4.2.3 NIVELES DE CORRIENTE DE FALLA

La capacidad de corriente de falla nominal de los equipos que se vayan a conectar a un STR's y/o SDL's, deberá ser superior al nivel máximo de corriente de falla calculado en el punto de conexión.

Para cumplir estos cometidos, el OR y/o el Usuario según el caso, deberán intercambiar información sobre la proyección de los aumentos de los niveles de corriente de falla y sobre la relación X/R en los puntos de conexión al respectivo Sistema.

4.2.4 COMPENSACIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA REACTIVA

Cuando las características del equipo que conectará un Usuario lo amerite, éste deberá suministrar al OR la información pertinente. Debido a que la conexión de bancos de condensadores y reactores conectados en los niveles de tensión II, III y IV puede afectar la operación del STR y/o SDL, estas conexiones deberán ser aprobadas por los OR's, a quienes se deberán suministrar las características técnicas de las inductancias y capacitancias que se conectarán. Cuando el OR lo requiera, se le deberá también suministrar las características técnicas de la inductancia y la capacitancia de las redes del Usuario.

La información solicitada tiene por objeto :

- Verificar que el equipo de control y maniobra del Sistema del OR esté dimensionado en forma adecuada.
- Comprobar que el funcionamiento del STR y/o SDL que opera el OR no se afectará.

El factor de potencia de la carga conectada por el Usuario, no deberá ser inferior al establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o las normas que la modifiquen o sustituyan.

4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO

4.3.1 ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS, REDES AÉREAS Y SUBTERRÁNEAS

Las especificaciones de materiales y herrajes para las redes aéreas y subterráneas deberán cumplir con las normas técnicas nacionales expedidas por las autoridades competentes. Estas últimas serán las únicas facultadas para efectuar las homologaciones a que hubiere lugar.

[Handwritten signature]

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Las especificaciones de diseño de las redes deberán cumplir con las normas que hayan adoptado los OR's, siempre y cuando no contravengan lo dispuesto en este Reglamento, sean de conocimiento público y su aplicación no sea discriminatoria.

Las especificaciones de diseño, fabricación, prueba e instalación de equipos para los STR's y/o SDL's, incluyendo los requisitos de calidad, deberán cumplir con las partes aplicables de una cualquiera de las normas técnicas nacionales o en su defecto de las internacionales que regulan esta materia.

El equipo a ser instalado en el STR y/o SDL debe ser el apropiado para que opere dentro de la frecuencia y el rango de tensión establecidos para el SIN, así como para soportar las corrientes de falla en el punto de conexión. Adicionalmente, el dispositivo de protección deberá tener la capacidad de conducir e interrumpir la corriente de falla. Los OR's están en la obligación de suministrar los detalles técnicos del Sistema al cual se hará la conexión.

4.3.2 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de los STR's y/o SDL's deberá ser diseñada siguiendo la metodología de cálculo de la Norma IEEE 80 y la Guía IEEE C6292.4 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

El valor de la resistencia de la puesta a tierra del STR y/o SDL, deberá ser establecido claramente por el OR de acuerdo con las características resistivas del terreno, de los tiempos de despeje de falla adoptados, y de los voltajes de contacto y de paso, los cuales no deben ser superiores a los valores indicados por el NESC y cada sistema de un Usuario deberá adaptarse a esta exigencia. Las especificaciones de los equipos asociados deberán ser aptas para soportar las tensiones y corrientes resultantes como consecuencia del método y valor de la resistencia de la puesta a tierra utilizados por el OR y el Usuario.

En el diseño de las puestas a tierra se deben evitar que se generen corrientes circulantes.

4.3.3 PROTECCIONES

El Usuario en su conexión deberá disponer de esquemas de protecciones compatibles con las características de su carga que garantice la confiabilidad, seguridad, selectividad y rapidez de desconexión necesarias para mantener la estabilidad del Sistema. El Usuario deberá instalar los equipos requeridos de estado sólido, de tecnología analógica o digital que cumplan con la Norma IEC 255.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Para garantizar una adecuada coordinación y selectividad en la operación de las protecciones del STR y/o SDL que opera el OR, los sistemas de protección y los tiempos de operación de las protecciones del Usuario, deberán ser acordadas con el OR durante el proceso de aprobación de diseños y para la puesta en servicio y conexión, y pueden ser revisados periódicamente por el OR, con la participación del Usuario.

Para el diseño de la conexión al STR y/o SDL, el Usuario deberá tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el OR tiene en su Sistema, para las operaciones de conmutación secuencial o para la reconexión automática.

Cuando las características de la carga de un Usuario que se conectará al STR y/o SDL requiera equipos de protección de respaldo, el OR exigirá la instalación de los mismos. Dichos equipos deberán cumplir con las normas aplicables a las protecciones principales.

El Usuario no podrá instalar equipos para limitar la corriente de falla en el punto de frontera o en las instalaciones del mismo, a menos que sea autorizado por el OR. En caso de autorización, el Usuario deberá garantizar la operación satisfactoria de los equipos de protección de su Sistema.

4.3.4 DIMENSIONAMIENTO DEL DISEÑO

El OR no podrá exigir especificaciones mayores a las requeridas para la conexión del Usuario.

En caso que el OR prevea que los Activos de Conexión del Usuario se puedan convertir en Redes de Uso General, deberá reconocer al Usuario los sobrecostos en que éste incurra por el sobredimensionamiento de sus Activos de Conexión.

4.4 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE CARGAS

Esta sección establece los procedimientos que deberán seguir el Usuario y el OR para la aprobación de conexiones nuevas o modificaciones de las existentes.

4.4.1 SOLICITUD DE FACTIBILIDAD DEL SERVICIO Y PUNTOS DE CONEXIÓN

El OR está en la obligación de ofrecer al Usuario un punto de conexión factible a su Sistema cuando éste lo solicite y garantizará el libre acceso a la red. Para tal efecto, el Usuario deberá informar sobre la localización del inmueble, la potencia máxima requerida y el tipo de carga.

28 MAY 1998

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

El OR tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles para certificar la factibilidad del punto de conexión, con el fin de que el Usuario proceda a realizar el diseño de su instalación.

El OR podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el Usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

4.4.2 SOLICITUD DE CONEXIÓN

Los procedimientos para la aprobación de una solicitud de conexión por parte del OR, se diferencian según el tipo de conexión: cargas que no implican la expansión de la red del STR y/o SDL, y cargas que implican la expansión de dichos sistemas..

4.4.2.1 Cargas que no implican Expansión

Cuando la conexión de un inmueble o una Unidad Inmobiliaria Cerrada sólo requiera de la construcción de la Acometida y/o Activo de Conexión, el procedimiento a seguir será:

NIVEL I: El Usuario deberá presentar los planos eléctricos del inmueble y de la Acometida hasta el punto de conexión definido en la etapa de factibilidad y las características de la demanda. Si la solicitud está relacionada con la modificación de una conexión existente, el Usuario deberá presentar los planos eléctricos de la conexión existente y los nuevos planos con la modificación requerida.

NIVEL II, III y IV: Para solicitar una conexión nueva o la modificación de una existente, el Usuario deberá presentar la información pertinente dependiendo de la complejidad de la conexión (Ver Anexo RD-1; numeral 1.3).

4.4.2.2 Cargas que implican Expansión

Cuando la conexión de un inmueble o una Unidad Inmobiliaria Cerrada requiera, además de la construcción de la Acometida, la construcción de Redes de Uso General, el OR será responsable por el diseño de tales redes. La información a suministrar por parte del Usuario es la descrita en el numeral 4.4.2.1.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

4.4.2.3 Otros requisitos para solicitar la Conexión

NIVELES I y II: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero con matrícula profesional vigente o un técnico electricista.

NIVELES III y IV: Los proyectos deberán ser realizados y firmados por un ingeniero electricista, que deberá tener matrícula profesional vigente.

En la solicitud que presente ante el OR, el Usuario deberá anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes.

4.4.3 PLAZOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA APROBACIÓN O IMPROBACIÓN DE LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN POR PARTE DEL OR.

El OR tendrá los siguientes plazos máximos para dar respuesta aprobando o improbando las solicitudes de conexión de cargas:

Para Nivel I: Siete (7) días hábiles
Para Nivel II: Quince (15) días hábiles
Para Nivel III: Quince (15) días hábiles
Para Nivel IV: Veinte (20) días hábiles

En algunos casos, para conexiones en los niveles de tensión II, III o IV, el plazo para aprobar o improbar la conexión podrá ser mayor al aquí establecido, cuando el OR necesite efectuar estudios que requieran de un plazo mayor. En este caso, el OR informará al Usuario, de la necesidad de efectuar tales estudios y el plazo que tomará la aprobación o improbación de la solicitud de conexión, sin que este plazo pueda exceder de tres (3) meses.

La aprobación del proyecto por parte del OR no exonera de responsabilidad al diseñador por errores u omisiones que afecten el STR y/o SDL en el cual opera el OR.

El OR no podrá negar el acceso al servicio. En el evento de que la confiabilidad y calidad requeridas por el Usuario sean superiores a los estándares establecidos en este Reglamento y para mejorarlas se requieran obras de infraestructura para reforzar el STR y/o SDL que opera el OR, el pago de los costos que resulten serán asumidos por el Usuario.

La solicitud y planos aprobados para la conexión deberán tener una vigencia mínima de un (1) año.

[Handwritten signature]

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

4.4.4 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Las obras de infraestructura requeridas por el Usuario deberán ser realizadas bajo su responsabilidad. No obstante, previo acuerdo entre el Usuario y el OR, éste último podrá ejecutar las obras de conexión. En este caso se establecerán los cargos a que hubiere lugar y el cronograma de ejecución del proyecto mediante un contrato de conexión.

Las instalaciones internas son responsabilidad de los Usuarios y deberán cumplir las condiciones técnicas que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR y/o SDL, ni de otros Usuarios.

Las Redes de Uso General que se requieran para la conexión del Usuario son responsabilidad del OR. No obstante, en el caso en que el OR presente limitaciones de tipo financiero que le impidan la ejecución de las obras con la oportunidad requerida por el Usuario, tales obras podrán ser realizadas por el Usuario; en este caso, se aplicará lo dispuesto en el Capítulo 9 del presente Reglamento.

En el caso de nuevas Redes de Uso General realizadas por el Usuario, éste deberá presentar ante el OR un instrumento financiero que garantice el cumplimiento de las normas técnicas establecidas en este Reglamento, por un monto igual al veinte por ciento (20%) de las obras y por un periodo de cinco (5) años a partir de la puesta en servicio de los activos correspondientes.

4.4.5 CONTRATO DE CONEXIÓN

De acuerdo con las disposiciones establecidas en el numeral 4.4.4, cuando el OR asuma la ejecución de las obras de conexión de un Usuario, o cuando se requieran Redes de Uso General para la conexión de un Usuario, antes de la iniciación de las obras, deberá suscribir un contrato de conexión con el Usuario, el cual se registrará en lo que aplique por lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o sustituyan.

El contrato de conexión remunerará los Activos de Conexión involucrados.

4.4.6 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Previo a la puesta en servicio de una conexión, el OR deberá verificar que la Acometida y, en general, todos los equipos que hacen parte de la conexión del Usuario, cumplan con las normas técnicas exigibles. Asimismo, deberá verificar que la operación de los equipos de los Usuarios no deteriorarán la calidad de la potencia suministrada a los demás Usuarios.

El Usuario deberá coordinar con el OR la realización de las pruebas y maniobras que se requieran para la puesta en servicio de la conexión.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

El OR podrá exigir previa sustentación, el cumplimiento de un procedimiento de homologación y/o los protocolos de pruebas de los diferentes equipos a instalar por un nuevo Usuario, o por la ampliación de la capacidad de un Usuario existente.

Entre la fecha de la expedición de los protocolos de pruebas de los diferentes equipos y la fecha de puesta en servicio de la conexión no podrá haber transcurrido más de cuatro (4) meses.

El OR deberá aprobar el equipo de prueba en cuanto a características técnicas, tipo y precisión. Los equipos para pruebas siempre deberán estar patronados con una fecha no superior a un (1) año.

Previo a la puesta en servicio de la conexión, el Usuario, en los casos en que haya más de un Comercializador ofreciendo servicios en ese mercado, informará al OR, sobre el nombre del Comercializador que ha seleccionado para que le suministre el servicio.

4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN

En el caso de Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores que proyecten conectarse directamente a un STR y/o SDL, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996 y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

4.5.1 PROCEDIMIENTO PARA LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Todo Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador que pretenda conectarse directamente a un STR y/o SDL, o modificar una conexión existente, deberá presentar ante el OR la información relacionada en el numeral 1.4 del Anexo RD-1 de la presente Resolución.

4.5.2 OTROS REQUISITOS PARA SOLICITAR LA APROBACIÓN DE UNA CONEXIÓN

Los proyectos deberán ser realizados por un ingeniero electricista con matrícula profesional vigente o una firma de ingeniería especializada en el tema.

En la solicitud que presente ante el OR, el Generador, Planta Menor, Autogenerador o Cogenerador deberá anexar copia de las licencias, permisos y requisitos legales aplicables al tipo de conexión que sean exigidos por las autoridades competentes.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

4.5.3 PLAZOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA APROBACIÓN O IMPROBACIÓN DE LAS SOLICITUDES DE CONEXIÓN POR PARTE DEL OR

El OR tendrá un plazo máximo de cuarenta y cinco (45) días hábiles para aprobar o improbar una solicitud de conexión o la modificación de una conexión existente.

El procedimiento a seguir será igual al establecido en el numeral 4.4.3 de la presente Resolución.

4.5.4 EJECUCIÓN DE LAS OBRAS DE CONEXIÓN

Se aplica lo establecido en el numeral 4.4.4 de la presente Resolución.

4.5.5 CONTRATO DE CONEXIÓN

Los contratos de conexión se registrarán en lo que aplique por lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996, y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

4.5.6 PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

4.5.6.1 Pruebas

Para las pruebas de puesta en servicio de una estación generadora se aplicarán las siguientes normas: a) ANSI-IEEE 492, para hidrogeneradores, b) IEC-41, para turbinas hidráulicas, c) ASME PTC 23, para turbinas a gas, d) ASME para equipos mecánicos, e) API para instrumentación y f) ASTM para tuberías y materiales.

El OR exigirá al propietario de la conexión y/o la Unidad Generadora un programa de pruebas para la puesta en servicio, a fin de someterlo a su aprobación, de modo que estas puedan ser coordinadas con el STR y/o SDL o con el Sistema de Transmisión Nacional si es del caso.

El plan de pruebas deberá incluir como mínimo: equipo a probar, fecha prevista para la prueba, pruebas a realizar, normas que rigen la prueba, tipo de prueba, procedimiento, formato, equipos e instrumentos de prueba y criterios de aceptación de la prueba.

El OR deberá aprobar el equipo de prueba en cuanto a características técnicas, tipo y precisión. Los equipos para pruebas siempre deberán estar patronados con una fecha no superior a un (1) año.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Las pruebas, cuando sea del caso, deberán coordinarse con el Centro de Control respectivo.

Una vez efectuadas las pruebas sobre las Unidades Generadoras y su acción sobre los equipos de conexión de la unidad con el STR y/o SDL, el Generador, Planta Menor, Autogenerador y Cogenerador deberá enviar al OR, un reporte con los protocolos de las pruebas efectuadas a los equipos definidos durante el proceso de conexión y los resultados obtenidos en ellas, debidamente certificados por un ingeniero especialista con matrícula profesional vigente.

Durante la vida útil del proyecto, el OR con la debida sustentación podrá solicitar que se ejecuten pruebas en los equipos de los Usuarios.

4.5.6.2 Coordinación de Protecciones

Tanto los Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores o Cogeneradores como el OR están en la obligación de cumplir con las siguientes disposiciones, las cuales deberán ser consideradas durante la puesta en servicio y en la fase de operación:

El esquema de protecciones eléctricas asociado a las Unidades Generadoras conectadas directamente al STR y/o SDL, debe coordinarse con las protecciones del STR y/o SDL en la siguiente forma:

- a) Las Protecciones de las Unidades de Generación conectadas directamente al STR y/o SDL, deben cumplir con los tiempos de despeje fijados para fallas en el respectivo Sistema.
- b) El ajuste de la(s) protección(es) eléctricas o los valores de operación no deben ser cambiados sin la autorización expresa del OR.
- c) Para la protección de la Unidad Generadora, será necesario coordinar cualquier política de recierre especificada por el OR.
- d) Las protecciones eléctricas de una Unidad Generadora, deberán actuar cuando se presente sobrecargas de secuencia negativa.
- e) La protecciones eléctricas de las Unidades Generadoras deberán estar ajustadas para situaciones de deslastre automático de carga por baja frecuencia y/o baja tensión.
- f) Toda Unidad Generadora deberá poseer un equipo de protección que la desconecte de la red del OR, en el momento en que se produzca una apertura por maniobra automática o manual del interruptor del circuito del STR y/o SDL.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- g) La Unidad Generadora deberá contar con un sistema de detección de tensión a fin de no permitir el cierre del interruptor de interconexión cuando el circuito del OR esté desenergizado.

Los estudios y la coordinación de las protecciones eléctricas son responsabilidad del propietario de la Unidad Generadora que se conecte.

4.5.6.3 Requisitos para la Operación y Puesta en Servicio

Todas las Unidades Generadoras deben cumplir con las siguientes disposiciones:

- a) La puesta en servicio de una Unidad Generadora no debe producir sobrecargas en los elementos de la red.
- b) El operador de la Unidad Generadora será exclusivamente responsable por la sincronización de su Unidad o subestación de potencia en el momento de su entrada en operación. En todo caso cualquier sincronización deberá coordinarse con el Centro de Control respectivo.
- c) Una Unidad de Generación debe operar dentro del rango de frecuencia del SIN y no debe deformar las ondas de tensión y corriente del STR y/o SDL.
- d) El control de voltaje de la Unidad Generadora se hará en coordinación con el respectivo Centro de Control.
- e) El proceso de entrada en operación de una Unidad Generadora deberá coordinarse con el Centro de Control correspondiente.

5. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL

5.1 OBJETIVO

Proporcionar las regulaciones necesarias para asegurar el funcionamiento seguro, confiable y económico del SIN en general y de los STR's y/o SDL's en particular. Tales regulaciones incluyen el planeamiento operativo y la adecuada coordinación entre los diferentes Agentes.

5.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO

Para buscar la operación segura, confiable y económica del Sistema Interconectado Nacional, los OR's deben suministrar al Centro de Control

DM

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

respectivo la información prevista en el Código de Redes, de acuerdo con los horizontes de planeamiento operativo allí estipulados. Para tal fin, los OR's deben acogerse a los procedimientos que les sean aplicables y que estén contenidos en el Código de Redes.

Las Plantas Menores no despachadas centralmente, los Cogeneradores y los Autogeneradores deben suministrar al OR o al Centro de Control respectivo la información prevista en el Código de Redes en lo que aplique.

5.3 SUPERVISIÓN OPERATIVA

Los OR's están obligados a cumplir con las instrucciones operativas que emita el Centro de Control respectivo o el CND. Igualmente, están obligados a cumplir con la supervisión operativa en tiempo real que defina el CND y acatar aquellas pruebas que sea necesario realizar en su Sistema, ya sea que estas pruebas estén reglamentadas o que sean definidas por el Consejo Nacional de Operación.

Para garantizar lo anterior, los OR's permitirán que en sus equipos y predios se instalen los elementos necesarios para la supervisión, control y medida por parte de los respectivos Centros de Control.

Para asegurar que el STR y/o SDL sea operado en forma segura, confiable y económica, y cumpla con los estándares de calidad establecidos en la presente Resolución, los OR's podrán efectuar pruebas con el fin de supervisar tanto las cargas como las Unidades de Generación conectadas a sus Sistemas.

Los procedimientos para probar y supervisar, así como los estándares de Calidad se detallan en los capítulos 4 y 6 de este Reglamento.

5.4 MANEJO OPERATIVO DE CARGA

5.4.1 EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

En condiciones normales de Operación el OR debe coordinar con el Centro de Control respectivo las maniobras en los equipos de su STR y/o SDL.

Las maniobras y los procedimientos que deberá aplicar el OR son los contemplados en los numerales 5.3 y 6.4 del Código de Operación (Código de Redes) y las demás normas que la modifiquen o complementen.

Los mantenimientos programados que requieran consignación de equipos se consideran dentro de las Condiciones Normales de Operación. Las normas operativas que deberán aplicar los OR's están establecidas en el Anexo RD-2 de la presente Resolución.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

5.4.2. EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA

Cuando se presente un evento que afecte total o parcialmente el SIN, el OR deberá coordinar con el Centro de Control respectivo las maniobras correspondientes.

En estos casos, los procedimientos para la desconexión automática de carga son los previstos en el numeral 2.2.4 del Código de Redes y demás normas que la modifiquen o complementen.

Cuando las etapas de desconexión automática se agoten o existan problemas de baja tensión que comprometan la estabilidad del sistema de potencia, los OR's deberán efectuar, por instrucciones del Centro de Control respectivo, desconexiones manuales de carga, mediante esquemas que cada OR haya predeterminado de común acuerdo con los Comercializadores que operen utilizando sus redes.

La coordinación de restablecimiento del servicio se ajusta a lo dispuesto en el numeral 5.4 del Código de Redes y demás normas que la modifiquen o complementen.

5.4.3 EN CONDICIONES DE RACIONAMIENTO

Ante situaciones de racionamiento de emergencia o programado, el OR se regirá en un todo por las disposiciones establecidas en el Estatuto de Racionamiento.

Así mismo, el OR deberá cumplir con la regulación que la CREG establezca en materia de Cortes de Suministro en el Mercado Mayorista de Electricidad.

5.5 INFORMACIÓN OPERACIONAL

La operación óptima del Sistema Interconectado Nacional requiere el intercambio de información entre los Agentes y los Centros de Control respectivos, tanto sobre los Eventos que se presenten en los diferentes Sistemas y puedan afectar la operación integrada de los recursos del SIN, como la información que se requiera para la coordinación operativa en Condiciones Normales de Operación. Así mismo, los Agentes deberán informar a los Usuarios que puedan verse afectados por la ocurrencia de dichos Eventos.

R

AD

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

5.5.1 INFORMACIÓN SOBRE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS - MANUAL DE OPERACIÓN

El Consejo Nacional de Operación, en un plazo no superior a tres (3) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, determinará un Manual de Operación Tipo para que se aplique en todas las empresas. Dicho Manual deberá contener, como mínimo, los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR's y/o SDL's.

Con independencia del plazo fijado para el CNO, los OR's tendrán un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución para expedir el Manual de Operación de su Sistema, el cual será de conocimiento público.

Las normas técnicas nacionales o en su defecto las internacionales que regulan los aspectos a incluir en el Manual de Operación, primarán sobre las normas internas de las empresas y serán de obligatorio cumplimiento como norma mínima.

En todo caso, los procedimientos allí establecidos deberán estar acordes con las exigencias operativas del Código de Redes y de la presente Resolución.

5.5.2 SISTEMA DE INFORMACIÓN TOPOLÓGICO

Los OR's deberán mantener un Sistema de Información Topológico con la configuración detallada de su red, el cual debe permanecer actualizado. Preferiblemente el Sistema de Información Topológico deberá desarrollarse con tecnología digital.

5.5.3 INFORMACIÓN SOBRE OCURRENCIA DE EVENTOS

5.5.3.1 Reportes de Eventos No Programados

El OR deberá efectuar reportes ante la ocurrencia de Eventos No Programados. El reporte debe contener como mínimo:

- Descripción del Evento
- Secuencia del Evento (horas, minutos, segundos y milisegundos).
- Demanda no Atendida

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Análisis de Protecciones
- Análisis del Evento
 - Condiciones de Prefalla
 - Análisis Eléctrico
- Conclusiones y Recomendaciones

Para Eventos en los niveles de tensión II, III o IV, como mínimo, el OR deberá remitir copia del reporte del Evento en un plazo no mayor a seis (6) horas al Centro de Control correspondiente.

5.5.3.2 Reporte de Eventos Programados

Cuando un Evento Programado afecte a los Usuarios de un STR y/o SDL, el OR deberá informarlo por un medio de comunicación masivo con cuarenta y ocho (48) horas de anticipación a la ocurrencia del Evento, indicando la hora del inicio y la duración.

En todo caso, cuando los Eventos Programados afecten las cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a setenta y dos (72) horas.

5.5.3.3 Estadísticas de Eventos

Los reportes de los Eventos deberán ser almacenados en forma magnética durante un periodo no inferior a tres (3) años. La base de datos correspondiente deberá estar disponible en el momento que lo soliciten las autoridades competentes.

El OR deberá, antes de finalizar el primer trimestre de cada año, efectuar informes y diagnósticos anuales sobre su desempeño operativo. Estos diagnósticos e informes serán agregados por los Centros de Control respectivos y presentados al CND, quien publicará un informe anual sobre esta materia.

6. CALIDAD DEL SERVICIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL

6.1 OBJETIVO

Los objetivos básicos son:

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Establecer criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes OR's, con el propósito de dar garantías mínimas en estos aspectos a los Usuarios conectados al STR y/o SDL.
- Definir indicadores mínimos de calidad del servicio que prestan los OR's.
- Establecer criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado por los OR's.

El OR es el responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los Usuarios conectados a su Sistema. De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 5° de la Resolución CREG 108 de 1997: "Cuando la actividad de comercialización de electricidad o de gas por red de ductos, sea realizada por una empresa diferente de la que desarrolla la actividad de distribución, el contrato de servicios públicos será ofrecido por la empresa comercializadora. A su vez, las obligaciones que adquiera esta empresa con sus suscriptores o usuarios, en lo relacionado con la actividad de distribución, deberán estar respaldadas por parte de la empresa comercializadora, mediante contrato con la respectiva empresa distribuidora".

Todo Comercializador deberá discriminar en la factura por el servicio el nombre, dirección y teléfono del OR que atiende a sus respectivos Usuarios, con el fin de que el Usuario pueda efectuar las reclamaciones relacionadas con el servicio que presta el OR.

El término Calidad de la Potencia Suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el OR. El término Calidad del Servicio Prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio.

6.2 CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

La calidad de la potencia entregada por un OR, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente.

6.2.1 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

Los siguientes indicadores miden la calidad de la potencia suministrada por un OR:

BM

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

6.2.1.1 Frecuencia y Tensión

La frecuencia nominal del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.8 y 60.2 Hz en condiciones normales de operación. El OR y los Usuarios deben tener en cuenta que en estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento, la frecuencia puede oscilar entre 57.5 y 63.0 Hz por un periodo de tiempo de quince (15) segundos, en concordancia con lo establecido en los numerales 2.2.5 y 5.1 del Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995).

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz y sus variaciones permisibles, son las establecidas en la norma NTC 1340, o aquella que la modifique o sustituya.

6.2.1.2 Contenido de Armónicos de las Ondas de Tensión y Corriente

Son el contenido de ondas con frecuencias que son múltiplos de la frecuencia normal de suministro (60 Hz) y son el resultado de cargas no lineales en el STR y/o SDL. Tanto el OR como los Usuarios conectados a su red deberán cumplir con la norma IEEE 519 - [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.3 "Flicker"

Mide las variaciones de tensión causadas fundamentalmente por cargas tales como hornos de arco, acerías y otros equipos de gran consumo, que usualmente se traducen en la distorsión de la onda de tensión. El OR deberá garantizar que sus Usuarios cumplan con la norma IEEE-519 [1992] o la que la modifique o sustituya.

6.2.1.4 Factor de Potencia

El factor de potencia mínimo permisible es el establecido en el Artículo 25 de la Resolución CREG 108 de 1997 o posteriores que la modifiquen o sustituyan.

6.2.1.5 Transitorios Electromagnéticos Rápidos y Fluctuaciones de Tensión

Es todo fenómeno que origine distorsiones transitorias de las ondas de tensión y corriente respecto a su forma y frecuencia permisibles.

Cuando se detecten fenómenos electromagnéticos que perjudiquen a Usuarios conectados a un STR y/o SDL, el OR conjuntamente con el

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Usuario afectado deberán buscar la causa del fenómeno y solucionarlo en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles. Cuando el problema causado por un Usuario sea grave e involucre a varios Usuarios, el OR deberá desconectarlo inmediatamente se identifique que el problema está en sus instalaciones.

La norma IEEE-1159 [1995] fija las pautas para el análisis de este tipo de fenómenos.

6.2.2 PLAZOS PARA CORREGIR LAS DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.2.1.1 al 6.2.1.5 de la presente Resolución.

Cuando las deficiencias se deban a la carga de un Usuario conectado al STR y/o SDL, el OR, como responsable de la Calidad de la Potencia, le dará un plazo de treinta (30) días hábiles al Usuario para la solución del problema. En este caso, si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR debe desconectar al Usuario respectivo, informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

6.2.3 INSTRUMENTOS FINANCIEROS PARA GARANTIA DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

El OR deberá constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su Sistema en los Niveles de Tensión-II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada. El cubrimiento de tal instrumento será determinado de conformidad con lo establecido en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Dicho instrumento deberá estar vigente antes de finalizar los seis (6) primeros meses de la entrada en vigencia de la presente Resolución. El valor o fondo del instrumento deberá ser igual, como mínimo, al cinco por ciento (5%) de los ingresos del OR del año inmediatamente anterior. Para nuevos OR's este valor será igual al cinco por ciento (5%) de los ingresos proyectados para el año respectivo.

La anterior disposición no exonera de responsabilidad a los OR's por los daños y perjuicios que le puedan causar a los Usuarios no amparados por este instrumento financiero.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando quiera que un Usuario se vea perjudicado por una acción u omisión del OR, deberá interponer el

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

reclamo ante la empresa, quién deberá responder dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su recibo. El OR podrá asumir de manera directa la indemnización a que haya lugar, cuando considere que existen fundamentos suficientes, o remitir el reclamo a la entidad financiera que estuviere garantizando los daños y perjuicios, de la manera como se determina en el presente artículo.

6.2.4 INFORMACIÓN SOBRE LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

Todo OR debe contar con equipos que permitan monitorear los estándares de Calidad de la Potencia Suministrada. Así mismo, deberá mantener disponible en medio magnético la información que permita verificar el cumplimiento de dichos estándares.

6.3 CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

En esta sección se presentan los indicadores para la medición de la confiabilidad del servicio y se establecen definiciones únicas de esos indicadores.

6.3.1 CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO DE ENERGÍA

6.3.1.1 De acuerdo con la Duración de la Interrupción.

Teniendo en cuenta la duración de las interrupciones, éstas se clasifican así:

- Instantáneas: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto.
- Transitorias: Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos.
- Temporales: Son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante no se tendrán en cuenta:

- Interrupciones Instantáneas.
- Interrupciones por racionamiento de emergencia o programadas del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

nacional o por otros Eventos en Generación y en el STN, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND.

- Interrupciones por seguridad ciudadana y solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
- Suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos

6.3.1.2 De acuerdo con el Origen

Teniendo en cuenta el origen de las interrupciones éstas se clasifican así:

- No Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos No Programados.
- Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a Eventos Programados.

Para el cálculo de los indicadores que se definen más adelante se tendrán en cuenta las Interrupciones aquí enunciadas.

6.3.2 INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

Los indicadores de Calidad del Servicio Prestado, así como los Valores a Compensar establecidos en el numeral 6.3.4 de este Reglamento, se calcularán mensualmente. Los Indicadores son los siguientes:

6.3.2.1 Indicadores para el Período de Transición

Durante el periodo de transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá a nivel de Circuito con base en los siguientes Indicadores:

- a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los OR's deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DESc = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

donde:

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

DESc: Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FES_c = NTI$$

donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

c) Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado

Los OR's, para efectos estadísticos y de diagnóstico, realizarán un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} * t(i) \right)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{U_a(i)}{U_n(i)} \right)$$

donde:

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

DES_n: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

FES_n: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NT: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

U_a(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

U_n(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

6.3.2.2 Indicadores Definitivos

Una vez finalizado el período de transición establecido en el numeral 6.3.3, la Calidad del Servicio Prestado se medirá a nivel de Usuario individual con base en los siguientes Indicadores:

a) Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio

DES_j= Duración acumulada en horas, de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el Usuario j.

b) Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio

FES_j= Número acumulado de las interrupciones durante los últimos doce (12) meses para el Usuario j.

6.3.3 VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES DE LOS INDICADORES Y PERÍODO DE TRANSICIÓN

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DES_c y FES_c durante el Período de Transición de tres (3) años son los siguientes:

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

INDICADOR	CIRCUITO	A PARTIR DE:		
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
DESc	Urbano y	DESc1	DESc2	12 Horas
	Rural			
FESc	Urbano y	FESc1	FESc2	18 Veces
	Rural			

- Año 1: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2000.
- Año 2: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2001.
- Año 3: Período comprendido entre el 1o de Enero y el 31 de Diciembre del año 2002.

Los valores DESc1, DESc2, FESc1 y FESc2 por Circuito, serán definidos por la CREG de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.3.5.

A más tardar un (1) año antes de que finalice el Período de Transición, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles para los Indicadores DES y FES a nivel de Usuario individual, que regirán para los cinco (5) años siguientes al Período de Transición. Adicionalmente, la CREG podrá modificar parcial o totalmente el esquema de los Indicadores, los Valores Máximos Admisibles y la metodología de estimación de las compensaciones.

No obstante lo anterior, los Usuarios individuales tienen derecho a solicitar al OR límites inferiores a los aquí establecidos, siempre y cuando asuman los mayores costos que conlleve esa reducción.

6.3.4 INCUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO PRESTADO

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 136 de la Ley 142 de 1994, existe falla en la prestación del servicio cuando se incumpla cualquiera de los Indicadores DES y FES. En este caso, dará lugar a la aplicación del Artículo 137 de la Ley 142 de 1994 mientras se estén incumpliendo los Valores Máximos Admisibles.

6.3.4.1 Período de Transición

El valor a compensar a los Usuarios afectados durante el Período de Transición se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$VCD_c = [(DESc - HCD_c) - VM_{DESc}] \times CR \times DP_c$$

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

donde:

VCD_c: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Circuito c.

DES_c: Indicador DES registrado para el Circuito c.

HCD_c: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VM_{DES}: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla del Numeral 6.3.3.

CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.

DP_c: Demanda Máxima Promedio Mensual del Circuito c, calculada con la Demanda Máxima en kilovatios de los seis (6) meses anteriores al Incumplimiento.

$$VCF_c = [(FES_c - HCF_c) - VM_{FES_c}] \times [DES_c / FES_c] \times CR \times DP_c$$

donde :

VCF_c: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Circuito c.

FES_c: Indicador FES registrado para el Circuito c.

HCF_c: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador FES en el Circuito c, durante los últimos doce meses.

VM_{FES}: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en la Tabla del Numeral 6.3.3.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Circuito c, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DES_c y FES_c, el OR compensará únicamente con el mayor de los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Circuito, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados al respectivo Circuito, el valor a compensar, detallando los

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, a prorrata de sus consumos, en la siguiente factura que se emita por el servicio, como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del anexo RD-1.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables.

6.3.4.2 Período Definitivo

El valor a compensar a cada Usuario afectado, una vez concluya el Período de Transición, se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$VCD_j = \left[(DES_j - HCD_j) - VM_{DES} \right] \times CR \times \frac{CPM_j}{730}$$

donde :

VCD_j: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador DES del Usuario j.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- DES_j: Indicador DES registrado para el Usuario j.
- HCD_j: Horas efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador DES al Usuario j, durante los últimos doce meses.
- VM_{DES}: Valor Máximo Admisible para el Indicador DES de acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 6.3.3.
- CR: Costo del Primer Escalón de la Función de Racionamiento (Definido por la UPME) actualizado al mes respectivo.
- CPM_j: Consumo Promedio Mensual del Usuario j, calculado con base en los consumos de los seis (6) meses anteriores al Incumplimiento.

$$VCF_j = \left[(FES_j - HCF_j) - VM_{FES} \right] \times \frac{DES_j}{FES_j} \times CR \times \frac{CPM_j}{730}$$

donde:

- VCF_j: Valor a Compensar por el Incumplimiento del Indicador FES del Usuario j.
- HCF_j: Frecuencia de interrupciones efectivamente compensadas por incumplimiento del Indicador FES al Usuario j, durante los últimos doce meses.
- VM_{FES}: Valor Máximo Admisible para el Indicador FES de acuerdo con lo dispuesto en el Numeral 6.3.3.
- FES_j: Indicador FES registrado para el Usuario j.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

Cuando para un mismo Usuario j, se incumplan de manera simultánea los Indicadores DES_j y FES_j, el OR compensará únicamente con el mayor de los dos (2) valores resultantes.

Para efectos de reconocer esta compensación por Usuario, el OR informará mensualmente a los Comercializadores que atienden a los Usuarios conectados a su Sistema, el valor a compensar, detallando los valores de cada uno de las variables de las fórmulas descritas anteriormente.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

El Comercializador respectivo reconocerá tales valores a cada uno de los Usuarios afectados que no presenten mora en sus pagos, en la siguiente factura que se emita por el servicio. Si hay Usuarios morosos, las compensaciones correspondientes a éstos se distribuirán entre todos los Usuarios afectados por el incumplimiento, que se encuentren al día en sus obligaciones, a prorrata de los consumos que se están facturando. Las compensaciones resultantes se abonarán como un menor valor a pagar por parte de los respectivos Usuarios. El Comercializador descontará los valores compensados a los Usuarios del siguiente pago que tenga que hacerle al OR por el uso de su Sistema.

Los valores compensados a los Usuarios, los Indicadores de Calidad calculados y los Valores Máximos Admisibles, a nivel de Circuito ó de Usuario según el caso, deberán ser discriminados por el Comercializador en la factura por el servicio.

Cada OR deberá enviar trimestralmente a la SSPD una relación de los valores compensados a los Comercializadores por este concepto, detallando los valores de cada una de las variables de las fórmulas descritas en este Numeral. Así mismo, los Comercializadores deberán enviar trimestralmente a la SSPD, una relación de los valores aplicados en las facturas de sus Usuarios.

Los informes a presentar que aquí se mencionan, deben considerar como mínimo, lo establecido en el numeral 1.5 del Anexo RD-1.

La compensación anterior no limita el derecho de los Usuarios de reclamar ante el OR la indemnización de daños y perjuicios, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

Si en un año determinado, los valores a compensar por el OR superan el veinte por ciento (20%) de sus ingresos por Cargos por Uso correspondientes al año inmediatamente anterior, la SSPD lo tendrá como una causal de intervención, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 y demás normas aplicables.

6.3.5 CONDICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Para el cálculo de los Indicadores DES y FES por Circuito, los tiempos de duración y el número de interrupciones de cada Circuito, comenzarán a acumularse a partir del 1o de Enero del año 1999. Así mismo, deberán reportar trimestralmente los valores acumulados a la SSPD y conservar registros en medio magnético por un período no inferior a tres (3) años.

Antes de finalizar el primer año de la entrada en vigencia de la presente Resolución, la CREG establecerá los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para los años 1 y 2 del Período de Transición, para cada OR, con base en un estudio que se realizará para

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

tales efectos. Así mismo, como resultado de dicho estudio, se podrán establecer, para los años 1, 2 y 3, esquemas de Indicadores DES y FES por empresas y niveles de tensión, valores a compensar por niveles de tensión, metodologías de estimación de las compensaciones y reducir los Valores Máximos Admisibles que se aplicarán para el tercer año, entre otros.

Una vez definidos los valores DES y FES por parte de la CREG, para el Período de Transición, los OR deberán compensar a los Usuarios por el incumplimiento de los Valores Máximos Admisibles, a partir del 1o de Enero del año 2000, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 137 de la Ley 142 de 1994.

6.4 REGISTRO DE INTERRUPCIONES

Todas las interrupciones de Circuitos en niveles II, III y IV deberán ser registradas en las subestaciones del OR. Las interrupciones de transformadores de distribución y de Circuitos de nivel I se contabilizarán a partir del momento en que sea detectada por el OR, o que un Usuario afectado de aviso al OR respectivo. En caso de controversia entre el OR y los Usuarios, la carga de la prueba será a cargo del OR.

6.5 VIGILANCIA DE LA CALIDAD

La vigilancia de la calidad la realizarán los propios Usuarios y la SSPD, cuando los Usuarios soliciten su intervención, o de oficio.

7. MEDIDA

7.1 OBJETIVO

Establecer las condiciones generales relacionadas con la medida entre los Usuarios y las empresas Comercializadoras y/o OR's.

7.2. FRONTERAS COMERCIALES

El equipo de medida para un punto de conexión debe colocarse de tal forma que el punto de medición esté lo más cerca posible del punto de conexión, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación.

Para efectos tarifarios, un Usuario pertenece al nivel de tensión al cual está conectado el equipo de medida. Cuando un Usuario se conecte al Sistema del OR mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medida en el nivel de alta tensión del transformador

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

y ser considerado Usuario del nivel correspondiente. En este caso el Usuario debe cumplir con las normas aplicables y es, además, responsable del mantenimiento del transformador y de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado de baja tensión.

7.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

7.3.1 REQUISITOS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores podrán ser monofásicos, bifásicos o trifásicos de acuerdo con la conexión a la red.

Los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se ajustarán a las siguientes normas técnicas colombianas vigentes, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, o las normas internacionales correspondientes:

- **Medidores de Energía Activa:** Los medidores de energía activa, tipo inducción y clase 0.5, 1.0 y 2.0, deben cumplir con la norma NTC 2288. Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 0.2S y 0.5S deben cumplir con la norma NTC 2147. Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 1.0 y 2.0 deben cumplir con la norma NTC 4052.
- **Medidores de Energía Reactiva:** Los medidores de energía reactiva, tipo inducción y clase 3.0, deben cumplir con la norma NTC 2148. Los medidores de energía reactiva de estado sólido deben cumplir con la norma IEC correspondiente.
- **Indicadores de Demanda Máxima:** Los indicadores de demanda máxima, clase 1.0, previstos para operar como accesorios de medidores de energía activa o reactiva, se regirán por la norma NTC 2233.
- **Transformadores de Medida:** Los transformadores de corriente y tensión para usarlos con instrumentos de medida deberán ser especificados para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior), ambiente (limpio o contaminado). Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión y deberán cumplir con las normas NTC 2205 y NTC 2207 respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales conforme a las mismas normas.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

7.3.2 PRECISIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de medida deben cumplir, como mínimo, con la precisión que se presenta en la siguiente Tabla:

Energía Anual (MWh) por punto de medida	Clase Mínima Aceptada para los Componentes
$E \geq 2,000$	0.5 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$300 \leq E < 2,000$	1.0 CT/PT 1.0 Medidor Wh 3.0 Medidor VARh
$E < 300$	2.0 Medidor Wh

donde:

- E = Energía Activa
- CT = Transformador de Corriente
- PT = Transformador de Tensión

Los errores permitidos para los medidores de energía activa y reactiva, y para los transformadores de corriente y de tensión, deben cumplir con las normas NTC correspondientes.

7.3.3 APLICACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Sin perjuicio de lo dispuesto en la Resolución CREG 199 de 1997, las Características Técnicas aquí adoptadas serán exigibles para todo equipo de medida que se instale a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, así como para toda reposición o reemplazo que se efectúe de los equipos de medida existentes.

7.4 ACCESO A LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Para efectos de la lectura de los medidores, tienen acceso a los equipos de medida el Usuario, el o los Comercializadores que lo atienden y el OR del STR y/o SDL respectivo.

El OR tiene derecho a acceder a la información, ya sea por lectura directa o por consulta directa a la base de datos de registros del Comercializador, para poder facturar los Cargos por Uso de su STR y/o SDL.

[Handwritten signature]

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

7.5 REGISTRO, PRUEBAS Y SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

7.5.1 PROCEDIMIENTO DE REGISTRO

El Usuario es libre de adquirir el equipo de medida en el mercado, siempre y cuando el equipo cumpla con las Características Técnicas establecidas en el presente Capítulo.

El equipo de medida debe ser registrado ante el Comercializador correspondiente, indicando: fabricante, características técnicas, números de serie, modelo y tipo de los diversos componentes.

7.5.2 PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Antes de su instalación en el punto de medición, el equipo de medida deberá ser revisado, calibrado y programado por el Comercializador o un tercero debidamente acreditado ante la autoridad nacional competente. El OR tiene derecho a estar presente en esta calibración o exigir el protocolo de pruebas correspondiente.

7.5.3 SELLADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los equipos de medida deberán instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que el equipo de medida esté protegido contra interferencias.

Adicionalmente, los Comercializadores deben proteger el equipo de una interferencia no autorizada, tanto intencional como inadvertida, para lo cual deberá:

- Suministrar e instalar sellos o sistemas similares y mantener el registro correspondiente, para detectar las interferencias sobre el equipo.
- Proveer la señalización adecuada para evitar interferencias inadvertidas.

Los sellos sólo pueden ser rotos por el Comercializador con quien tenga el contrato el Usuario y en presencia del OR si éste último lo considera necesario. En este caso el Usuario afectado o su representante tiene el derecho a estar presente, observar las operaciones y firmar el acta correspondiente.

El Usuario que rompa los sellos o permita que ello ocurra, es responsable por todos los costos que esto conlleve.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

7.6 REVISIONES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

El Comercializador puede hacer pruebas rutinarias al equipo de medida, por iniciativa propia, o por petición del OR o del Usuario, para verificar su estado y funcionamiento.

En el evento en que el equipo de medida no esté dando las medidas correctas, el Comercializador notificará al Usuario afectado y establecerá un plazo para la calibración, reparación o reposición del equipo defectuoso. El plazo establecido no podrá ser inferior a siete (7) días hábiles, ni superior a treinta (30) días hábiles. Si el Usuario no calibra, repara, o reemplaza el equipo en el plazo estipulado, el Comercializador procederá a realizar la acción correspondiente a costa del Usuario.

Cuando la revisión del equipo de medida haya sido solicitada por el OR o el Usuario y se encuentre que el equipo está funcionando correctamente, el solicitante deberá cancelar al comercializador los costos eficientes correspondientes.

8. ALUMBRADO PÚBLICO

8.1 OBJETIVO

Establecer las características técnicas de la prestación del servicio de Alumbrado Público.

8.2 NORMAS APLICABLES

El Alumbrado Público deberá cumplir con la norma NTC 900 o aquella que la reemplace o modifique, o en su defecto con una cualquiera de las siguientes normas internacionales: CIE 115, CIE 30-2 (TC-42); IES RP-8; IES LM-50.

En túneles deberá cumplir con una cualquiera de las siguientes normas: CIE-88, British Standard Code of Practice CP-1004 Part 7/71.

Las instalaciones eléctricas y sus accesorios deben ser a prueba de agua y polvo, como mínimo una protección IP-655.

Las bombillas utilizadas en Alumbrado Público deberán reponerse cuando la emisión del flujo luminoso haya descendido al setenta por ciento (70%) de su valor inicial.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

9. PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN REGIONAL Y/O DISTRIBUCIÓN LOCAL

9.1 PROPIEDAD DE ACTIVOS DE LOS STR Y/O SDL

Cuando una persona sea propietaria de Redes de Uso General dentro de un STR y/o SDL tendrá las siguientes opciones:

- Convertirse en un OR.
- Conservar su propiedad y ser remunerado por el OR que los use.
- Venderlos.

9.2 NUEVOS OR's

9.2.1 SOLICITUD DE CARGOS POR USO

Todo nuevo OR, deberá presentar un estudio a la CREG en el cual se justifiquen los Cargos por Uso que pretende cobrar por la utilización de sus activos en el STR y/o SDL respectivo. Este estudio debe seguir la metodología establecida en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

9.2.2 APROBACION DE LOS CARGOS POR USO

Analizado el estudio, la CREG aprobará los cargos del nuevo OR. Para el caso especial de OR's que tengan activos en varios STR's y/o SDL's localizados en diversas zonas geográficas no colindantes entre sí, deberán solicitar Cargos por Uso separados para cada uno de ellos.

9.2.3 DERECHO AL COBRO DE CARGOS POR USO DE LOS STR's Y/O SDL's.

Sin perjuicio de las facultades de imposición de servidumbres en cabeza de la CREG, un OR no podrá remunerarse mediante Cargos por Uso hasta tanto la CREG no le haya aprobado los cargos correspondientes. En todo caso, los Cargos por Uso siempre serán recaudados por los Comercializadores y pagados a los OR's respectivos de acuerdo con lo que haya aprobado la CREG.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

9.2.4 CARGOS POR USO QUE SE DEBEN COBRAR A LOS USUARIOS DE UN STR Y/O SDL.

Los Cargos por Uso que se deben cobrar a los Usuarios conectados a un STR y/o SDL corresponden a los que apruebe o haya aprobado la CREG para el respectivo Sistema, independientemente del número de OR's que presten servicio en ese Sistema.

9.2.5 VIGENCIA DE LOS CARGOS POR USO.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997, los Cargos por Uso que apruebe la CREG a los nuevos OR's empezarán a regir desde la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG correspondiente y hasta el 31 de diciembre del año 2002. Vencido el período de vigencia de los Cargos por Uso que apruebe la CREG, continuarán rigiendo hasta tanto la CREG apruebe los nuevos.

9.3 DERECHO A LA PROPIEDAD DE ACTIVOS EN UN STR Y/O SDL

De acuerdo con el Artículo 28 de la Ley 142 de 1994, cualquier persona, tiene el derecho a construir redes para prestar servicios públicos. Esta persona tiene el derecho a conservar la propiedad de estos activos sin que para ello tenga que constituirse en una Empresa de Servicios Públicos.

Quien construya redes con el fin de prestar servicios públicos debe cumplir con lo establecido en la presente Resolución y en las leyes 142 y 143 de 1994.

Cuando estos activos sean usados por un tercero para prestar el servicio de energía eléctrica, el propietario tiene derecho a que le sean remunerados por quien haga uso de ellos.

Igualmente, cuando una persona posea Activos de Conexión, los cuales, por cualquier razón se conviertan en Redes de Uso General de un STR y/o SDL, tiene derecho a recibir una remuneración por parte de quien los utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

9.3.1 REMUNERACIÓN DE ACTIVOS DE TERCEROS.

Cuando un OR utiliza activos de terceros, está en la obligación de remunerar a los propietarios de dichos activos.

El OR que utilice los activos de terceros que sean Redes de Uso General es el responsable por la administración, operación y mantenimiento.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

La remuneración consiste en el pago de una anualidad equivalente, calculada como el menor valor entre el costo medio reconocido para el STR y/o SDL respectivo en el nivel de tensión correspondiente y el costo medio de la instalación utilizada a su máxima capacidad. La anualidad se calcula con la siguiente expresión:

$$A_{eq} = \text{minimo}(CMR, CMMC) * d$$

donde:

- A_{eq} = Anualidad Equivalente (\$).
- CMR = Costo Medio Reconocido (\$/kWh) en un nivel de tensión para un STR y/o SDL, actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997.¹
- CMMC = Costo medio de la red o de un activo (\$/ kWh) calculado con su máxima utilización y actualizado de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 099 de 1997. Por máxima utilización se entiende la potencia máxima que puede soportar la instalación.
- d = Consumo o flujo de energía que pasa a través del activo, registrado en el ultimo año o fracción de año (KWh).

Para el cálculo de los CMR y CMMC no se considerarán los gastos de administración, operación y mantenimiento.

La periodicidad de los pagos que efectúe el OR a un tercero podrá ser acordada entre las partes sin que tal periodicidad exceda a un año calendario. Los pagos se realizarán en proporción al tiempo en que estos activos han estado en operación.

Los activos de suplencia a un Usuario, se consideran como Activos de Conexión del respectivo Usuario.

9.3.2 REPOSICIÓN DE ACTIVOS DE TERCEROS

Cuando sea necesario realizar la reposición de Redes de terceros que sean de Uso General, la obligación en primera instancia es del propietario correspondiente. Si éste no hace la reposición oportunamente, el OR que está remunerando dicho activo deberá realizarla. En este caso, el OR

¹ Como los cargos o costos medios reconocidos son aprobados por la CREG en forma acumulada, el costo medio reconocido para un nivel de tensión particular se calcula como la diferencia entre el costo acumulado del nivel de tensión correspondiente y el inmediatamente superior.

[Handwritten marks and signatures at the bottom of the page]

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ajustará la remuneración al tercero, de acuerdo con la reposición efectuada.

9.4 VENTA DE ACTIVOS

La entrega de las obras de infraestructura construidas por un tercero dentro de un STR y/o SDL en ningún caso podrá ser a título gratuito.

Un OR no podrá adquirir las obras de infraestructura construidas por un tercero a un precio inferior al valor presente de los pagos anuales a los que hubiera estado obligado a realizar si el tercero hubiera conservado la propiedad, de conformidad con lo establecido en el numeral 9.3.1 de esta Resolución.

Para efectos de calcular el valor presente deben tenerse en cuenta las siguientes variables:

- **Horizonte de Proyección.** Es la vida útil remanente del activo calculado como la diferencia entre la vida útil establecida en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la sustituyan o modifiquen y el tiempo de servicio del activo contado desde la fecha en que entró en operación.
- **Tasa de Descuento.** Es la tasa reconocida por la CREG en la Resolución CREG 099 de 1997 o aquellas que la sustituyan o modifiquen.
- **Proyecciones de Demanda o Flujos de Potencia.** Son las proyecciones de demanda de la infraestructura o los flujos proyectados por el activo del tercero, calculadas con la utilización esperada o con la potencia máxima según el caso.

El valor mínimo resultante entre el CMR y el CMMC de conformidad con lo establecido en el numeral 9.3.1 será la cifra a utilizar, por este concepto, para el horizonte de proyección.

Quando los activos no van por vía pública, quien lo venda debe entregarlo con los dominios y servidumbres constituidas a favor del comprador.

28 MAY 1998

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

10. MODIFICACIONES Y ACTUALIZACIONES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

10.1 OBJETIVO

Definir los procedimientos generales para modificar y/o actualizar el Reglamento de Distribución, y para resolver situaciones imprevistas y controversias.


10.2 ACTUALIZACIÓN DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, corresponde al Consejo Nacional de Operación ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación, del cual forma parte la presente Resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, modificará de oficio o por solicitud de terceros, las disposiciones aquí establecidas, en todo caso, previo concepto del Consejo Nacional de Operación.

10.3 SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS Y SITUACIONES NO PREVISTAS

Cuando se presenten controversias sobre las disposiciones aquí establecidas, o situaciones no previstas, se seguirá el procedimiento establecido en el Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995, o demás normas que la modifiquen o sustituyan.


ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE PINTO NOLLA
Director Ejecutivo

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ANEXO RD-1. SISTEMA DE INFORMACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

1.1 INFORMACIÓN SOBRE CARACTERÍSTICAS DE LA RED

Los OR's deben tener información que comprenda un Inventario detallado de los componentes de su red. Este Inventario debe incluir información sobre:

1.1.1 GENERADORES

- Localización.
- Tipo de Generador (hidráulico, térmico).
- Tipo de Combustible.
- Propietario.
- Nivel de Tensión del Punto de Conexión.
- Capacidad Nominal.
- Capacidad Efectiva.
- Energía Firme.
- Fecha de Entrada en Servicio.
- Fecha de Pruebas.

1.1.2 SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL

En este caso, se tendrá información básica sobre:

1.1.2.1 Líneas de Transmisión Regional y/o Local

- Nivel de Tensión.
- Longitud de la Línea de Transmisión Regional y/o Local.
- Subestaciones que interconecta.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte en Operación Normal.
- Capacidad de Transporte en Emergencia.
- Diagrama Unifilar del Sistema de Transmisión Regional y/o Local.
- Tipo y Calibre de Conductores.
- Tipo de Estructura y Configuración.
- Número y Tipo de Cable de Guarda.
- Líneas con las que comparte estructuras.
- Datos Eléctricos (Resistencia, Capacitancia e Inductancia).
- Fecha de Puesta en Operación.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

1.1.2.2 Subestaciones de Transmisión Regional

- Localización.
- Tipo (Convencional o Encapsulada).
- Capacidad Total.
- Posibilidades de Ampliación.
- Niveles de Tensión.
- Configuración de Barrajes.
- Número de Unidades de Transformación.
- Descripción de Equipos de Patio.
- Descripción de Tableros de Control, Protección y Medida.
- Descripción de los Transformadores de Potencia.
- Descripción de Equipos de Compensación.
- Servicios Auxiliares (Tipo, Capacidad y Consumo).
- Equipo de Comunicación, Tipo y sus Características.
- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- Características del Sistema de Puesta a Tierra.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.3 Subestaciones de Distribución Local

- Localización.
- Tipo (Interior, Exterior, Encapsulada, Móvil)
- Capacidad Total.
- Posibilidades de Ampliación.
- Niveles de Tensión.
- Configuración de Barrajes.
- Número de Unidades de Transformación.
- Descripción de Equipos de Patio.
- Descripción de Tableros de Control, Protección y Medida.
- Descripción de los Transformadores de Potencia.
- Descripción de Equipos de Compensación.
- Servicios Auxiliares (Tipo, Capacidad y Consumo).
- Diagrama Unifilar de la Subestación.
- Características del Sistema de Puesta a Tierra.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.4 Líneas de Distribución Primaria y Secundaria Aéreas

- Nivel de Tensión.
- Longitud.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte.
- Tipo de Estructura.
- Subestación a la cual está conectada.
- Distancia Media entre Estructuras.
- Configuración (No. Hilos, Cable de Guarda, Disposición).

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Tipo, Material y Calibres de Conductor por Tramo.
- Equipo Conectado (Localización y Características).
- Sistema de Neutro (Aterrizado, Flotante).
- Fecha de Puesta en Operación.

1.1.2.5 Líneas de Distribución Primaria y Secundaria Subterráneas

- Nivel de Tensión.
- Longitud.
- Número de Circuitos.
- Capacidad de Transporte.
- Subestación a la cual está conectada.
- Tipo, Material y Calibres de Cables por Tramo.
- Características de la Canalización.
- Distancia entre Cámaras.
- Fecha de Puesta en Operación.

1.2 INFORMACIÓN PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN

1.2.1 Información para proyección de demanda

- Composición de los Usuarios Existentes (Residencial, Comercial, Industrial).
- Plan de Desarrollo Urbano y Rural.
- Consumos Promedios de los Usuarios Existentes.
- Consumos Potenciales Identificados.
- Variables Demográficas.
- Variables Económicas.
- Pérdidas Estimadas de Energía.
- Otras, según la Metodología de Proyección.

1.2.2 INFORMACIÓN ADICIONAL PARA EL PLAN DE EXPANSIÓN

- Indicadores de Calidad.
- Niveles de Cargabilidad de los Componentes del Sistema.
- Costos Unitarios de los Componentes del Sistema.
- Restricciones Operativas.
- Estado de la Red.
- Diagramas Unifilares.
- Otras que se consideren necesarias para un óptimo Plan de Expansión.

1.3 INFORMACIÓN SOBRE CONEXIONES DE CARGA

- a) Información Solicitudes de Conexión

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Localización.
- Tipo de Carga (Industrial, Comercial).
- Nivel de Tensión.
- Carga Total o Carga Adicional a Conectar.
- Cargas Especiales.
- Fecha de Entrada en Operación.

b) Información para Aprobar o Improbar Conexiones

- Diseños, Planos y Memorias de Cálculo de Líneas y Subestaciones.
- Especificaciones y Características Técnicas de Líneas y Subestaciones.
- Especificaciones y Características Técnicas de Equipos Asociados.
- Rutas y Constitución de Servidumbres.
- Licencias y Permisos.

c) Información para Puesta en Servicio

- Certificado de Aprobación del Punto de Conexión.
- Protocolo de Pruebas de los Equipos a Conectar.

1.4 INFORMACIÓN SOBRE CONEXIONES DE GENERADORES

La Solicitud, Aprobación y Puesta en Servicio de una Conexión de Generación a un STR y/o SDL, deberá cumplir con lo dispuesto en la Resolución CREG-025 de 1995 y demás normas que la modifiquen o complementen, en lo que aplique.

Así mismo, deberá cumplir con las normas técnicas y procedimientos del respectivo OR, siempre y cuando no impliquen discriminación o abuso de posición dominante.

1.5 INFORMACIÓN SOBRE CALIDAD DEL SERVICIO

Los OR's deberán tener disponible la siguiente información para: Los Comercializadores que operen en la zona de influencia del STR y/o SDL respectivo, los Usuarios conectados al STR y/o SDL respectivo, los Organismos de Control y Vigilancia y demás autoridades competentes:

a) Período de Transición:


- Codificación de Circuito.
- Fecha y hora en que se inició la interrupción.

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

- Número de transformadores afectados por la interrupción y capacidad instalada de los mismos.
- Fecha y hora en que se restableció el servicio.
- Causa de la interrupción.
- Número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.
- Demanda no atendida.
- Todas las Variables Independientes de los DES, FES y Valores a Compensar.

b) Período Definitivo:

- Codificación de Circuito y Usuario.
- Fecha y hora en que se inició la interrupción.
- Número de transformadores afectados por la interrupción y capacidad instalada de los mismos.
- Fecha y hora en que se restableció el servicio.
- Causa de la interrupción.
- Número de usuarios afectados por la interrupción del servicio.
- Demanda no atendida.
- Todas las Variables Independientes de los DES, FES y Valores a Compensar.


ORLANDO CARRALES MARTÍNEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE PINTO NOLLA
Director Ejecutivo

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ANEXO RD-2. NORMAS OPERATIVAS PARA CONSIGNACIÓN DE CIRCUITOS

La consignación es el trámite mediante el cual la operación de un Circuito se restringe según instrucciones dadas por una persona, quien se denomina consignatario. La consignación sólo tendrá vigencia durante la ejecución de una actividad o por razones de seguridad expresa y dará al consignatario exclusividad en la operación de los Circuitos a su cargo.

2.1 CONSIGNACIÓN UNICA

Se da cuando se ordena la apertura de un Circuito que estará a cargo de un sólo consignatario. La solicitud de la maniobra la realiza el consignatario. La orden de apertura del Circuito se dará desde el Centro de Control respectivo.

2.2 TRASLADO DE CONSIGNACIÓN.

Si el consignatario inicial del Circuito, por cualquier motivo, tiene que ser sustituido o se presenta la consignación agregada, debe llamar por radio al centro de operaciones donde tiene la consignación identificándose plenamente e identificando al nuevo consignatario; quien a su vez confirmará el recibo de ésta.

El operador del Centro de Control respectivo registrará por escrito este cambio y aceptará solicitudes emitidas por este nuevo consignatario únicamente. Todas aquellas que provengan de otras personas o del Centro de Control respectivo o del anterior consignatario serán rechazadas.

2.3 CONSIGNACIÓN ESPECIAL

Si se están efectuando trabajos en un Circuito energizado y por emergencia del sistema se requiere abrir dicho Circuito para deslastrar carga, el permiso para esta maniobra debe ser tomado por el operario del Centro de Control respectivo e informar al personal que esté efectuando dichas labores.


2.4 OTRAS DISPOSICIONES


- El control de las consignaciones se efectuará en el Centro de Control respectivo.
- Cuando algún Circuito se abre al operar sus protecciones y no posee una consignación especial, será consignado exclusivamente al Centro

Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

de Control respectivo quien podrá efectuar el traslado de esta a la cuadrilla de daños que efectúe la reparación o al inspector de zona. Si se tiene una consignación en un Circuito desenergizado, se coordinará con el consignatario antes de proceder a efectuar cualquier maniobra de energización.

- Solamente en casos de emergencia los operadores de las subestaciones tomarán la decisión de abrir Circuitos, e informarán inmediatamente al Centro de Control respectivo.


ORLANDO CABRALES MARTÍNEZ
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE PINTO NOLLA
Director Ejecutivo