

1999-11-29.-R.D. N° 049-99-EM/DGE.- Aprueban Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. (1999-12-05). Incluye modificación según R.D. N° 006-2000-EM/DGE (2000-04-15)

Nota: La R.D. N° 025-2001-EM/DGE (2001-12-06) establece lo siguiente :

Artículo 1°.- Ampliase el plazo establecido en la Primera Disposición Transitoria de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real hasta el 31 de diciembre de 2002.

Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

**RESOLUCION DIRECTORAL
N° 049-99-EM/DGE**

Lima, 29 de noviembre de 1999

CONSIDERANDO:

Que, el Artículo 32° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, señala que los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema –COES-, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité;

Que, el inciso c) del Artículo 40° de la Ley de Concesiones Eléctricas, dispone que el funcionamiento del COES se regirá por las disposiciones que para tal efecto señale el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, contemplando para ello, entre otros, los procedimientos para la optimización de la operación;

Que, el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM, dispone que la operación en tiempo real de las unidades generadoras y los sistemas de transmisión de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares;

Que, el tercer párrafo del artículo antes citado dispone, que la operación del sistema será coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el estatuto del COES y a las normas que la Dirección General de Electricidad establezca para la coordinación de la operación en tiempo real;

Que, en cumplimiento de lo señalado en el considerando que antecede es necesario emitir la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a fin de permitir la coordinación de las operaciones del COES en tiempo real;

Estando a lo dispuesto por el Artículo 92° y 239° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, Decreto Ley N°25962 – Ley Orgánica del Ministerio de Energía y Minas y el Decreto Legislativo N° 560 – Ley del Poder Ejecutivo;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la misma que forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- La presente Resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

LUIS NICHÓ DIAZ
Director General (e)
Dirección General de Electricidad

NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

I. OBJETIVOS

II. BASE LEGAL

III. ALCANCES

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

TÍTULO PRIMERO

1.0 DISPOSICIONES GENERALES

- 1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES
- 1.2 DEL COORDINADOR DEL SISTEMA
- 1.3 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

TÍTULO SEGUNDO

2.0 INFORMACIÓN DE LOS INTEGRANTES

- 2.1 EN TIEMPO DIFERIDO
- 2.2 EN TIEMPO REAL

TÍTULO TERCERO

3.0 INFORMACIÓN DEL COORDINADOR

TÍTULO CUARTO

4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACIÓN

- 4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO
- 4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO
- 4.3 REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

TÍTULO QUINTO

5.0 DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

- 5.1 RESERVA ROTANTE
- 5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS
- 5.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN
- 5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA
- 5.5 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS
- 5.6 REPROGRAMACIÓN O COORDINACIÓN DEFECTUOSAS
- 5.7 SALIDA INTIMPESTIVA DE EQUIPOS
- 5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA
- 5.9 INCREMENTO O DISMINUCIÓN DE CAUDALES

TÍTULO SEXTO

6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

- 6.1 RACIONAMIENTO
- 6.2 RECHAZOS AUTOMÁTICOS DE CARGA

TÍTULO SÉTIMO

7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACIÓN

- 7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA
- 7.2 RECUPERACIÓN DEL SISTEMA

TÍTULO OCTAVO

8.0 DEL ANÁLISIS POSTERIOR DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

DISPOSICIONES FINALES

ANEXO N° 1

A1. DEFINICIONES

NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

I. OBJETIVOS

La presente norma tiene como objetivo establecer obligaciones para los integrantes de un sistema interconectado y para el Coordinador de la Operación del Sistema, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real del sistema.

II. BASE LEGAL

- Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 2°, 9°, 31°, 32°, 39°, 40°, 41° y 102° y aquéllos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y aquellos que lo modifican (Artículos 58°, 80° al 83°, 91° al 99°, 196°, 201°, 202°, 239° y aquéllos que resulten aplicables).
- Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

III. ALCANCES

Son alcances de la presente norma:

- a) Establecer los criterios y procedimientos que se deben seguir para la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos interconectados;
- b) Establecer las obligaciones de los integrantes de un sistema interconectado relacionadas con la operación de sus instalaciones, y con la información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control del sistema, la que debe ser transferida al Coordinador de la Operación del Sistema, a la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) y/o a otros integrantes; incluyendo su forma y oportunidad de entrega;
- c) Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación del Sistema relacionadas con la operación del sistema y con la información que debe transferir a los integrantes y a los organismos normativos, fiscalizadores y reguladores del sector; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

TÍTULO PRIMERO

1.0 DISPOSICIONES GENERALES

Cuando en el texto de esta norma se empleen los términos “Ley”, “Reglamento”, “Norma”, “Dirección”, “OSINERG”, y “Coordinador” se debe entender que se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas, a su Reglamento, a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, a la Dirección General de Electricidad, al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, y al Coordinador de la Operación del Sistema, respectivamente.

1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES

1.1.1 En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres y el Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador), están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la Norma.

1.1.2 La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento, por parte del Coordinador, de la Ley, su Reglamento, la Norma, y los Procedimientos Operativos aprobados por el COES. Las sanciones pecuniarias por cada ocurrencia serán definidas de acuerdo al numeral 8.0.1 y solo podrán llegar hasta el límite de los ingresos mensuales que el Coordinador perciba por el servicio que brinda.

1.2 DEL COORDINADOR DEL SISTEMA

1.2.1 El Coordinador es responsable de la coordinación de la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92° del Reglamento, e informará permanentemente al Directorio del COES. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas del día, de todos los días del año.

1.2.2 El Coordinador contará entre su personal con un jefe de coordinación, ingenieros coordinadores de turno, ingenieros analistas, personal de apoyo idóneo a dedicación exclusiva y las instalaciones y equipos necesarios para realizar sus funciones.

1.2.3 El jefe de coordinación es responsable por la marcha de dicho organismo. Es designado por el representante de los titulares del sistema principal de transmisión.

1.2.4 El Coordinador contará en todo momento con, por lo menos, un ingeniero coordinador de turno, encargado de coordinar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los integrantes. El ingeniero coordinador de turno reporta al jefe de coordinación.

1.2.5 Las funciones del Coordinador son, entre otras:

- a) Supervisar y coordinar con los integrantes la operación en tiempo real del sistema, siguiendo el Programa de Operación Diario o su reprogramación;
- b) Requerir a la DOCOES la reprogramación de la operación del sistema;
- c) Adecuar la configuración del sistema para permitir su operación económica y segura que, en lo posible, debe ser la recomendada por la DOCOES en el Programa de Operación Diario o su reprogramación;
- d) Coordinar acciones para garantizar la seguridad del sistema y la calidad del servicio;
- e) Supervisar, en tiempo real: La reserva rotante, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones o equipos vinculados al sistema. Asimismo, recabar información, en tiempo diferido, de los caudales y niveles de los embalses para las centrales hidráulicas, y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas.
- f) Coordinar y supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio del estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico;
- g) Dirigir el restablecimiento del sistema luego de producida una perturbación;

- h) Delegar en un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área por un período definido. La delegación debe quedar claramente registrada por el emiteente y receptor;
- i) Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real del sistema;
- j) Informar a la DOCOES la ejecución del programa de operación diario.

1.3 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

1.3.1 Los integrantes del sistema contarán necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones, quienes están obligados a cumplir las disposiciones del Coordinador y contarán con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir información del sistema automáticamente y para coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador.

1.3.2 Los Centros de Control deben contar en todo momento con, por lo menos, un supervisor de turno encargado de operar las instalaciones del integrante siguiendo las disposiciones del Coordinador. Así mismo, deben contar con un responsable único de la operación del Centro, en calidad de jefe del Centro de Control, nombrado ante el Coordinador.

1.3.3 Los integrantes del sistema, a través de sus respectivos Centros de Control, son responsables de la seguridad de las personas y la de sus instalaciones.

TÍTULO SEGUNDO

2.0 INFORMACIÓN DE LOS INTEGRANTES

2.1 EN TIEMPO DIFERIDO

2.1.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema presentarán al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central;
- b) Las características técnicas de centrales, unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición;
- c) Las características de los sistemas de protección y maniobra;
- d) El tiempo de arranque desde la parada fría hasta el sincronismo; el tiempo desde el sincronismo hasta la plena carga; y el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re-arranque, para cada unidad en condiciones normales y en condiciones de emergencia;
- e) En caso de centrales térmicas, las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles; los consumos específicos medios, y los consumos específicos para distintos niveles de carga por cada unidad;
- f) En caso de centrales hidráulicas, las características de los sistemas de embalse; los tiempos de desplazamiento del agua en su cauce o en canales de conducción; la relación de conversión m^3/kWh en función del nivel de las presas; niveles mínimo y máximo de sus embalses, caudales mínimo y máximo turbinables; series históricas de caudales, etc;
- g) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- h) Los despachos de carga previstos;
- i) Las curvas de capacidad de los generadores;

- j) Características de regulación de frecuencia (estadísticos, banda muerta, parámetros del modelo y su función de transferencia);
- k) Los sistemas de desconexión automática de generación (DAG);
- l) Sobrecargas admisibles de sus equipos;
- m) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La configuración de las subestaciones;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean;
- c) Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.);
- d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- e) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres deben presentar al Coordinador, con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, la siguiente información:

- a) La configuración de las subestaciones y redes que posean;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
- c) Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo de carga;
- d) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;
- e) Los pronósticos de demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
- f) La información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

2.1.4 Todo cambio de la información a que se refiere esta sección, debe ser comunicada al Coordinador, con copia a la DOCOES, con dos (2) semanas de anticipación y ratificada en el momento del cambio.

2.2 EN TIEMPO REAL

2.2.1 Los titulares de generación que operen conectados al sistema deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- b) La posición de los interruptores;
- c) En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
- d) En caso de centrales hidráulicas, los caudales y los niveles de las presas;
- e) Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
- f) Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
- g) Las señales de alarma de centrales, subestaciones, generadores y transformadores con el detalle que el Coordinador establezca;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

2.2.2 Los titulares de redes de transmisión deben presentar al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

- a) La posición de los seccionadores de las subestaciones;
- b) La posición de los interruptores;
- c) La posición de los taps de los transformadores;
- d) Los niveles de tensión de barra;

- e) Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores;
- f) La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva;
- g) Las señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva, con el detalle que el Coordinador establezca;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

2.2.3 Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real, y en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.

2.2.4 Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta sección, los integrantes del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

TÍTULO TERCERO

3.0 INFORMACIÓN DEL COORDINADOR

3.0.1 El Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real del sistema utilizando información de tipo satelital. Los integrantes del sistema y la DOCOES están obligados a usar esta referencia.

3.0.2 El Coordinador está obligado a suministrar oportunamente, a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Así mismo, el Coordinador está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que ésta requiera. Para la transferencia de información en tiempo real, la DOCOES es responsable de enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, el sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

3.0.3 El Coordinador dará acceso a la DOCOES y a los integrantes del sistema, a la siguiente información:

- a) El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva;
- b) Los costos marginales, costos diarios de operación/raционamiento del sistema;
- c) Las perturbaciones ocurridas;
- d) Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla;
- e) Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades;
- f) Las disposiciones de reprogramación de la operación del sistema;
- g) Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc;
- h) El registro de la frecuencia;
- i) Otra información técnica adicional que sea requerida por el COES.

3.0.4 Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro a más del cinco por ciento (5%) de la demanda del sistema, el Coordinador elevará un informe preliminar, sobre su ocurrencia, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por el COES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

TÍTULO CUARTO

4.0 DE LOS PROGRAMAS DE OPERACIÓN

4.1 PROGRAMAS DE MEDIANO PLAZO

4.1.1 El Programa de Operación Anual y el Programa de Operación Mensual elaborados por la DOCOES, serán remitidos a los integrantes del sistema y al Coordinador, por vía electrónica, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Anual: Será entregado antes de finalizar la primera quincena de octubre de cada año. Este programa comprende el período enero-diciembre del siguiente año;
- b) El Programa de Operación Mensual con un horizonte de programación anual: Será entregado con una anticipación mínima de 32 horas a la entrada en vigencia del programa. Este programa comprende el programa anual de operación a partir del mes calendario siguiente.

4.2 PROGRAMAS DE CORTO PLAZO

4.2.1 El Programa de Operación Semanal y el Programa de Operación Diario elaborados por la DOCOES serán remitidos por vía electrónica a los integrantes del sistema y al Coordinador, pudiendo utilizarse fax solamente en caso de desperfecto:

- a) El Programa de Operación Semanal (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Mensual): Será entregado antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana. Este programa comprende el período sábado-viernes siguiente.
- b) El Programa de Operación Diario (y de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Semanal): Será entregado antes de las 14:00 horas de cada día; y, de ser necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas del mismo día, que incluirá el resultado de la operación de ese día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período 00:00-24:00 horas del día siguiente.

4.3 REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

4.3.1 El sistema interconectado opera, en tiempo real, bajo las disposiciones del Coordinador, siguiendo el Programa de Operación Diario. Sin embargo, este programa podrá ser reformulado bajo las condiciones y criterios que se definen en el numeral 4.3.3. La Reprogramación será efectuada por la DOCOES o por el Coordinador. En el caso que, respondiendo a una misma circunstancia, ambos realicen la reprogramación, tendrá prioridad la que emitió la DOCOES de acuerdo a los plazos que se establece en 4.3.2.

4.3.2 Cuando la reprogramación es efectuada por la DOCOES, ésta tiene la obligación de enviarla al Coordinador y a los integrantes del sistema en un plazo máximo de dos (2) horas. La reprogramación, en todos los casos, entra en vigor en un plazo máximo de una (1) hora luego de haber sido recibida por el Coordinador.

4.3.3 El COES elabora los Procedimientos Operativos donde se fijan los criterios y condiciones bajo los cuales se debe reformular el Programa de Operación Diario. Estos procedimientos deben ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

4.3.4 En todos los casos, la reprogramación será remitida a todos los integrantes del sistema por vía electrónica o por fax solo en caso de desperfecto. La reprogramación reemplaza, para todos los efectos, al Programa de Operación Diario desde su puesta en vigencia por el Coordinador, hasta las 24:00 horas del mismo día. Los integrantes del sistema están obligados a cumplir con la reprogramación.

TÍTULO QUINTO

5.0 DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

5.0.1 El Coordinador es el responsable de coordinar la operación en tiempo real del sistema interconectado. La operación en tiempo real del sistema incluye:

- a) Las tareas de ejecución de la programación de corto plazo del sistema interconectado o su reprogramación;
- b) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, resguardando de la calidad del servicio y seguridad del sistema;
- c) La operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y
- d) La ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5.0.2 Luego de haber transcurrido los estados de alerta y emergencia, y mientras no se disponga de programas de operación actualizados, el Coordinador dirigirá la operación del sistema considerando, en lo posible, criterios de operación a mínimo costo y observando los procedimientos operativos del COES.

5.1 RESERVA ROTANTE

5.1.1 El COES establecerá la reserva rotante, fijando el valor máximo de riesgo de falla para la operación del sistema.

5.1.2 El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del sistema, en todo momento, sea inferior al valor máximo fijado de acuerdo al párrafo anterior.

5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS

5.2.1 En tiempo real, los integrantes del sistema supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.

5.2.2 En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste la comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará, en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las condiciones existentes en ese momento.

5.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN

5.3.1 Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

5.3.2 Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.

5.3.3 Los integrantes del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles adecuados de tensión.

5.3.4 El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del $\pm 2.5\%$ de su tensión de operación.

5.3.5 El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal.

5.3.6 El COES, mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra.

5.3.7 El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no-sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión de operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.

5.3.8 Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

5.4.1 Los titulares de generación son responsables por la regulación de frecuencia del sistema bajo las directivas del Coordinador.

5.4.2 Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria de frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

5.4.3 De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectúa la regulación secundaria de frecuencia.

5.4.4 La frecuencia del sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los indicadores:

- a) Variaciones Sostenidas de Frecuencia
- b) Variaciones Súbitas de Frecuencia
- c) Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia

5.4.5 Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden tolerancias en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de tolerancias.

5.4.6 Si el error acumulado de frecuencia, en un momento determinado del día, excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.

5.4.7 El Coordinador registrará, adicionalmente, la Integral de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anuales.

5.5 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

5.5.1 El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión; así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.

5.5.2 Las maniobras requeridas por los integrantes del sistema, por mantenimiento o pruebas, se sujetarán a aquellas incluidas en el Programa de Operación Diario. Se exceptúan las maniobras necesarias para efectuar mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

5.5.3 El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones de los integrantes del sistema en coordinación con éstos y la DOCOES. Los integrantes del sistema, son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador, en coordinación con éste. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y equipos.

5.5.4 La comunicación entre el Coordinador y los integrantes del sistema, o viceversa, debe contener, en forma explícita, lo siguiente:

- a) El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
- b) La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
- c) La disposición correspondiente;
- d) La hora en que debe ejecutarse;
- e) La hora en que se imparte.

5.5.5 Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfonos siempre con grabación permanente. De ser requerida, se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.

5.5.6 El supervisor de turno del integrante del sistema que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara de la disposición. Tratándose de códigos, siglas, u otras construcciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.

5.5.7 Mediante un estudio, el COES establecerá las secuencias para conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los integrantes.

5.6 REPROGRAMACIÓN O COORDINACIÓN DEFECTUOSAS

5.6.1 La reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador, deben considerar: la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros, por lo que los integrantes del sistema deben verificar

inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.

5.6.2 De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier integrante las deberá comunicar inmediatamente al Coordinador para su corrección, con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en casos excepcionales. Simultáneamente, remitirán copia de la reclamación a los demás integrantes por el mismo medio.

5.6.3 El Coordinador evaluará inmediatamente la reclamación; aceptándola o rechazándola, sustentando su decisión; luego comunicará su decisión a todos los integrantes por vía electrónica o excepcionalmente por fax. De aceptarla, corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

5.7 SALIDA INTIMPESTIVA DE EQUIPOS

5.7.1 Cuando una unidad sale intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, en esa magnitud, la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable, preferentemente.

5.7.2 Cuando un equipo de transmisión que enlaza centros de generación, sale de operación intempestivamente, el Coordinador evaluará el déficit o exceso de generación en cada área y procederá del siguiente modo:

- a) Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable;
- b) Para el área con exceso, dispondrá preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuados las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de centrales hidráulicas.

5.7.3 En ambos casos, el integrante del sistema cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerita, informando sobre el hecho inmediatamente a la DOCOES quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día.

5.8 DIFERENCIA ENTRE LA DEMANDA REAL Y PROGRAMADA

5.8.1 Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada, el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y observando, en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre operación a mínimo costo. En ambos casos, y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando por lo menos un alcance semanal.

5.9 INCREMENTO O DISMINUCIÓN DE CAUDALES

5.9.1 Cuando los caudales de las centrales de pasada aumentan, el Coordinador puede variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y de operación a mínimo costo, del modo siguiente:

- a) Si operan centrales hidráulicas y térmicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de las unidades térmicas considerando la operación del sistema a mínimo costo;
- b) Si sólo operan centrales hidráulicas, dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la de aquéllas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento. Alcanzado el vertimiento por una central, dispondrá el incremento de la generación de todas las que han alcanzado esta condición y las de pasada, en proporción a la potencia que podría generarse por los caudales que se verterían y de los caudales de las de pasada, para cada central respectivamente;
- c) En condiciones de sobre oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a su potencia efectiva considerando sus restricciones operativas.

En todos los casos, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema para las horas restantes del día considerando para ello, por lo menos, un alcance semanal.

5.9.2 Cuando disminuyan significativamente los caudales de centrales hidráulicas, el Coordinador comunicará inmediatamente a la DOCOES la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del sistema.

TÍTULO SEXTO

6.0 DEL RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

6.1 RACIONAMIENTO

6.1.1 El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos, escasez de combustibles, etc.

6.1.2 Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficits de oferta. El cumplimiento de los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diario.

6.1.3 El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los integrantes, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, éstos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

6.1.4 Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.

6.1.5 Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince (15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.

6.1.6 El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, elaborará los programas de racionamiento de los Programas de Operación Diario siguientes.

6.2 RECHAZOS AUTOMÁTICOS DE CARGA

6.2.1 El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga para hacer frente a situaciones de inestabilidad en el sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los integrantes del sistema antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

6.2.2 El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:

- a) Niveles máximo y mínimo de frecuencia;
- b) Valores máximos y mínimos de tensión;
- c) Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
- d) Priorización de desconexión de cargas;
- e) Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
- f) Segmentación del Sistema en áreas de operación aislada;
- g) Características del equipamiento a ser utilizado;

Los titulares de generación y distribución priorizarán la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria.

TÍTULO SÉTIMO

7.0 DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RECUPERACIÓN

7.1 SITUACIONES DE ALERTA Y EMERGENCIA

7.1.1 Inmediatamente después de producida una perturbación, el Coordinador, en comunicación con los integrantes del sistema, determinará la configuración y estado del

sistema y dispondrá las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal.

7.1.2 El Coordinador puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema. Estas medidas deben derivar de estudios especializados a cargo del COES, quien las preestablece.

7.2 RECUPERACIÓN DEL SISTEMA

7.2.1 Luego de producida una perturbación, y transcurridos los estados de alerta y emergencia, el Coordinador, en comunicación con los integrantes, determinará la configuración y el estado de la red y el sistema; definirá el plan de restablecimiento; y lo implementará en coordinación con los integrantes, quienes ejecutarán sus disposiciones y lo informarán, hasta conseguirlo. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los integrantes del sistema para ejecutar maniobras obligándolos a informar.

7.2.2 El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará estrechamente con los integrantes la regulación secundaria de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación total o parcial del servicio, los integrantes del sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

7.2.3 Los integrantes del sistema, involucrados con la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador, en un plazo máximo de sesenta (60) minutos de ocurrida. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de sesenta (60) minutos, y lo remitirá a los integrantes del sistema por vía electrónica o excepcionalmente por fax. En un plazo máximo de sesenta (60) minutos, los integrantes del sistema presentarán sus observaciones a dicho informe por el mismo medio, las que serán examinadas por el Coordinador. En un plazo no mayor de dos (2) horas de ocurrida la perturbación, y considerando las observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los integrantes del sistema y a la DOCOES.

TÍTULO OCTAVO

8.0 DEL ANÁLISIS POSTERIOR DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

8.0.1 El OSINERG tiene la función de supervisar la operación en tiempo real, promoviendo la seguridad del sistema y la calidad del servicio, verificando que la operación se realice al mínimo costo, garantizando la transparencia de toda información relacionada con el despacho y operación del sistema y proponiendo las sanciones que se aplican por los incumplimientos. Con dicho fin OSINERG podrá conformar, si fuera necesario, un Comité Técnico Consultivo.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Primera. Las instalaciones nuevas que se integren al sistema deben estar provistas de los sistemas de comunicación y control requeridas por la Norma.

Segunda. Los titulares de los sistemas principales de transmisión, de común acuerdo, designarán a su representante para efectuar la coordinación de la operación en tiempo

real del sistema. Mientras no exista acuerdo, el titular con mayores activos patrimoniales en el Sistema de Transmisión Principal asumirá esta función.

Tercera. El Coordinador, el COES y/o los integrantes del sistema deben informar los casos de incumplimiento de la Norma al OSINERG para que se apliquen, a quienes corresponda, las sanciones correspondientes.

Cuarta. Los representantes de los integrantes del sistema a los que se refiere el numeral 8, se elegirán de común acuerdo dentro de cada segmento del sistema. En caso de no haber acuerdo, el segmento será representado por el integrante cuya potencia máxima comprada, vendida, distribuida o transmitida sea mayor.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera. Los integrantes del sistema y la DOCOES adecuarán sus sistemas de comunicación y control a lo establecido por la Norma, en un plazo de veinticuatro (24) meses de su publicación. Durante este plazo, aquella información requerida por el Coordinador deberá ser reportada por vía electrónica o teléfono.

Segunda. Los integrantes del sistema nombrarán a los jefes de sus respectivos Centros de Control, ante el Coordinador, en un plazo de cuarenta y cinco (45) días de publicada la Norma.

Tercera. Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los siguientes:

- a) Durante los periodos de inestabilidad se evitará, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz;
- b) El nivel mínimo de frecuencia para el sistema lo determina la capacidad y características técnicas de las unidades térmicas y se fija por debajo de los 58 Hz;
- c) El nivel máximo de frecuencia para el sistema es de 63 Hz;
- d) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias inferiores al nivel mínimo fijado de acuerdo al inciso b) y para frecuencias superiores al nivel máximo fijado en el inciso c);
- e) La desconexión de unidades es automática pero temporizada si la frecuencia permanece, por un período superior a los quince (15) segundos, entre el nivel mínimo fijado en el inciso b) y los 58.5 Hz o entre los 62 Hz y el nivel máximo fijado en el inciso c);
- f) Se evitará en lo posible que los rechazos automáticos de carga originen sobre frecuencias;
- g) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia, se incluirá hasta el 60% de las cargas de un titular de generación, en orden descendente de prioridad. El titular establecerá la prioridad de sus cargas, de no hacerlo, la DOCOES lo hará;
- h) El sistema puede segmentarse y conformarse en diferentes áreas que operen aisladamente;
- i) Se puede considerar la utilización de relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia, mínima tensión, máxima tensión, e inversión de potencia, con temporización.
- j) Los titulares de generación priorizarán la demanda de sus clientes;
- k) Se comunicará a los clientes y a la DOCOES la prioridad asignada por circuito;

Cuarta. El COES concluirá con los estudios a que hace referencia el numeral 6.2.1, correspondientes al año 2000, antes del 31 de mayo de tal año. A la conclusión de estos estudios, el COES hará conocer los esquemas de rechazo de carga resultantes a todos los integrantes del sistema, quienes los implantarán antes del 31 de julio del año 2000. Estos esquemas serán de cumplimiento obligatorio. (*)

(*) Disposición Transitoria adicionada por el artículo 1° de la Resolución Directoral N° 006-2000-EM/DGE, publicada el 15 de abril de 2000.

DISPOSICIONES FINALES

Primera. En un plazo de ciento veinte (120) días de publicada la Norma, el COES transferirá la coordinación de la operación en tiempo real del sistema al Coordinador.

ANEXO N° 1

A1. DEFINICIONES

1. **Área.** Se refiere a una sección del sistema interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del sistema y operar aisladamente;
2. **Configuración.** Se refiere a la forma en la que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema, y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema;
3. **Dirección de Operaciones del COES (DOCOES).** Se refiere a la Dirección de Operaciones del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
4. **Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador).** Se refiere al Coordinador de la Operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
5. **Estado de Operación.** Se refiere a cualquiera de cuatro condiciones en las que, para efectos de esta Norma, puede clasificarse la operación de un sistema en un momento determinado: normal, alerta, emergencia y recuperación;
6. **Estado Normal.** Se refiere a la condición estacionaria del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva; los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga; y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión;
7. **Estado de Alerta.** Se refiere al estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al estado de alerta, el Coordinador y los integrantes del sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su estado normal, de manera urgente;
8. **Estado de Emergencia.** Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo;
9. **Estado de Recuperación.** Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del sistema;
10. **Integrante del Sistema (Integrante).** Para efectos de esta norma, se refiere al titular de generación que opera conectado eléctricamente al sistema (tenga o no representación en el Directorio del COES), titular de redes de transmisión, titular de redes de distribución y los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, transmisión, distribución y/o de clientes libres;
11. **Generación Mínima Técnica.** Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal;
12. **Mantenimiento Programado.** Se refiere al mantenimiento de un equipo determinado aprobado por el COES y considerado en los programas de operación del sistema;
13. **Operación en Tiempo Real.** Se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado e incluye entre otras tareas: la ejecución del programa de operación de corto plazo o de su reprogramación; la

- supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; la operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;
14. **Perturbación.** Se refiere a cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del sistema;
 15. **Placa de Aviso.** Se refiere a una señal gráfica usada para indicar impedimento o peligro, la que se coloca en equipos o instalaciones de alta tensión;
 16. **Regulación Primaria de Frecuencia.** Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del sistema para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado;
 17. **Regulación Secundaria de Frecuencia.** Se refiere a la acción automática o manual sobre el regulador de velocidad de un grupo generador, que complementa la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participan de la regulación primaria de frecuencia, mientras se recupera carga, y/o mientras se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda;
 18. **Reprogramación de la Operación del Sistema.** Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DCOES de iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador;
 19. **Reserva Rotante.** Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema, ambas en un momento dado;
 20. **Reserva No-Sincronizada.** Se refiere a la capacidad de las unidades disponibles para entrar en servicio a requerimiento del Coordinador;
 21. **Salida Forzada.** Se refiere a la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema;
 22. **Sistema Interconectado.** Se refiere a los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada;
 23. **Sistema de Generación.** Se refiere al conjunto de instalaciones civiles y eléctricas destinadas a la producción de electricidad;
 24. **Sistema de Transmisión.** Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica;
 25. **Sistema de Distribución.** Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica;
 26. **Tensión de Operación.** Se refiere a la tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerdan operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega, la tensión de operación es compatible con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;
 27. **Tiempo de Salida Forzada.** Se refiere al tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa;
 28. **Tiempo de Salida Programada.** Se refiere al tiempo que un equipo permanece fuera de servicio por mantenimiento programado, aprobado por el COES.