

## Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados

### RESOLUCION DIRECTORAL Nº 014-2005-EM-DGE

(SEPARATA ESPECIAL)

(\*) De conformidad con la [Única Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo Nº 040-2017-EM](#), publicado el 13 diciembre 2017, se dispone que en un plazo de quince días calendarios contados a partir de la entrada en vigencia de la citada norma, la Dirección General de Electricidad aprueba las modificaciones necesarias a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada mediante la presente Resolución.

#### CONCORDANCIAS

Lima, 22 de febrero de 2005

#### CONSIDERANDO:

Que, mediante los Decretos Supremos Nº 039-2001-EM, publicado el 18 de julio de 2001 y Nº 003-2005-EM, publicado el 3 de febrero de 2005, se efectuaron diversas modificaciones al Artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, referidos a criterios, procedimientos y responsabilidades para la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema;

Que, las modificaciones mencionadas en el considerando que antecede, así como la experiencia adquirida de la coordinación de la operación en tiempo real durante los dos (2) últimos años, han dado lugar a la revisión de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral Nº 049-99-EM/DGE, publicada el 5 de diciembre de 1999, resultando necesario actualizarla e introducir precisiones sobre aspectos tales como las responsabilidades del Coordinador y los Integrantes del Sistema, los medios y oportunidad de entrega de información para la coordinación de la operación, la infraestructura requerida y los servicios complementarios;

De conformidad con el Artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y el Artículo 37 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo Nº 025-2003-EM;

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Sustitúyase la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por la Resolución Directoral Nº 049-99-EM/DGE, por el texto que forma parte integrante de la presente Resolución Directoral, y que consta de nueve (9)

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

Títulos, dos (2) Disposiciones Complementarias, cinco (5) Disposiciones Transitorias, y un (1) Anexo de Definiciones.

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

Regístrese, comuníquese y publíquese.

JORGE AGUINAGA DÍAZ

Director General

Dirección General de Electricidad

<b>NORMA TÉCNICA PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS</b>
--

<b>CONTENIDO</b>
------------------

I. OBJETIVO

II. BASE LEGAL

III. ALCANCES

IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

**TÍTULO PRIMERO**

**DISPOSICIONES GENERALES**

1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES

1.2 DEL COORDINADOR

1.3 DE LA DELEGACIÓN DE FUNCIONES

1.4 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

1.5 DE LA INFRAESTRUCTURA PARA LA COORDINACIÓN

**TÍTULO SEGUNDO**

**DE LA INFORMACIÓN DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA**

2.1 EN TIEMPO DIFERIDO

2.2 EN TIEMPO REAL

## **TÍTULO TERCERO**

### **DE LA INFORMACIÓN DEL COORDINADOR**

3.1 INFORMACIÓN QUE PONDRÁ A DISPOSICIÓN DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA

## **TÍTULO CUARTO**

### **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**

### **DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

5.1 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS

5.3 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS

5.4 DISPOSICIONES OPERATIVAS Y REPROGRAMACIÓN

## **TÍTULO SEXTO**

### **DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

6.1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

6.2 RESERVA ROTANTE

6.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

6.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN Y/O SUMINISTROS LOCALES DE REACTIVOS

6.5 GRUPOS DE ARRANQUE RÁPIDO POR EMERGENCIA

6.6 MECANISMOS DE PERMUTA DE RECHAZO DE CARGA

## **TÍTULO SÉPTIMO**

### **DE LAS ACCIONES Y ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

7.1 RACIONAMIENTO

7.2 RECHAZOS Y RECONEXIONES AUTOMÁTICOS DE CARGA

7.3 DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN

7.4 ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SEIN

7.5 COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

## **TÍTULO OCTAVO**

### **DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RESTABLECIMIENTO**

8.1 ESTADOS DE ALERTA Y EMERGENCIA

8.2 RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA

## **TÍTULO NOVENO**

### **DEL ANÁLISIS POSTERIOR DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

9.1 FISCALIZACIÓN Y SANCIONES

## **"TÍTULO DÉCIMO**

### **SITUACIÓN EXCEPCIONAL**

10.1 PERÍODO DE SITUACIÓN EXCEPCIONAL" (\*)

(\*) Título agregado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 032-2011-EM-DGE](#), publicada el 31 marzo 2011.

### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

### **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

### **ANEXO Nº 1, DEFINICIONES**

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

### **I. OBJETIVO**

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

La presente norma tiene como objetivo establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados y de los Integrantes del mismo, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real de dichos Sistemas.

## **II. BASE LEGAL**

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM.

## **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 Interconectados;

b) Establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema, relacionadas con la coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema; así como con la información que debe transferir a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG; incluyendo su forma y oportunidad de entrega.

c) Establecer las obligaciones de los Integrantes del Sistema, relacionadas con la operación de sus instalaciones; así como con la forma y oportunidad de entrega de la información necesaria para el cumplimiento de las funciones del Coordinador.

## **IV. NORMAS REGLAMENTARIAS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL**

### **TÍTULO PRIMERO**

#### **DISPOSICIONES GENERALES**

##### **1.1 OBLIGACIONES Y RESPONSABILIDADES**

**1.1.1** Los Integrantes del Sistema están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del Sistema, conforme lo señala la presente Norma.

**1.1.2** Las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio, mala operación y/o el incumplimiento por parte del Coordinador y de los Integrantes del Sistema, de la Ley, su Reglamento, las Normas, los Procedimientos Técnicos del COES y de la presente Norma, son competencia del OSINERG conforme al numeral 9.1 de la presente Norma.

##### **1.2 DEL COORDINADOR**

**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 interactuará permanentemente con los Integrantes del Sistema, y pondrá a disposición del público la información de la operación, a través de la respectiva página WEB en un tiempo de entrega conveniente que permita su emisión en forma confiable (no debe ser mayor de 24 horas después de haberse efectuado la operación diaria). La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas del día de todos los días del año.

**1.2.2** El Coordinador contará necesariamente con un centro de control con los recursos humanos necesarios, de probada experiencia en la operación de sistemas eléctricos de potencia y a dedicación exclusiva; deberá tener un jefe de coordinación y dispondrá de ingenieros coordinadores de turno, ingenieros analistas y personal de apoyo.

El Coordinador debe mantener informados a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG de la relación actualizada del personal con que cuenta, especificando la identidad y función de cada uno de ellos.

**1.2.3** Son funciones del Coordinador:

a) Coordinar, supervisar y controlar la ejecución de la operación en tiempo real del Sistema siguiendo el Programa de Operación Diario o su reprogramación;

b) Reprogramar la operación del Sistema cuando corresponda, según lo establecido en el numeral 4.3 en coordinación con los Integrantes del Sistema;

c) Determinar y disponer la aplicación de la configuración más apropiada del Sistema para permitir su adecuada operación, considerando criterios de seguridad, calidad y economía, siguiendo en lo posible lo establecido en el Programa de Operación Diario o su reprogramación;

d) Coordinar y supervisar la ejecución de las actividades que conlleven a un cambio del estado operativo de los equipos y dispositivos de los Integrantes del Sistema en instalaciones de niveles de tensión igual o superior a 100 kV. Los Integrantes del Sistema están autorizados a coordinar directamente las maniobras en instalaciones de niveles de tensión inferior a 100 kV. En casos excepcionales, el Coordinador puede ampliar los alcances de sus funciones a otras instalaciones de menores niveles de tensión que a su criterio afecten la calidad o seguridad del Sistema;

e) Coordinar, disponer y autorizar a los Integrantes del Sistema la ejecución de maniobras y órdenes operativas para garantizar la seguridad del Sistema y la calidad del servicio, siguiendo en lo posible el Programa Diario de Operación o su reprogramación;

f) Intercambiar información en tiempo real con los Integrantes del Sistema;

g) Supervisar en tiempo real las variables eléctricas y el estado operativo del Sistema, así como disponer las acciones necesarias para mantener o restablecer su estado operativo normal;

h) Supervisar las variables hidráulicas de las centrales hidroeléctricas, y la disponibilidad de combustible almacenado en las centrales termoeléctricas;

i) Controlar la calidad y seguridad del Sistema conforme a la normatividad vigente.

j) Dirigir el restablecimiento del Sistema luego de producida una perturbación. En Estado de Emergencia, determinará el estado del Sistema y dispondrá las acciones para su restablecimiento. En particular, coordinará con los Integrantes del Sistema las condiciones de calidad de la frecuencia para la interconexión de las Áreas Operativas que se hayan restablecido;

k) Registrar, evaluar y difundir la información de la Operación en Tiempo Real del Sistema, para lo cual establecerá un sistema mecanizado adecuado;

l) Informar a los Integrantes del Sistema, por el medio más adecuado e inmediato, la operación ejecutada y por ejecutar sobre la base del Programa de Operación Diario.

### **1.3 DE LA DELEGACIÓN DE FUNCIONES**

**1.3.1** El Coordinador podrá delegar temporalmente parte de sus funciones, a uno o más Integrantes del Sistema con el objeto de dar cumplimiento a las mismas;

**1.3.2** La delegación de funciones está orientada a facilitar la subsanación de situaciones en Estados de Alerta, Emergencia y Recuperación, relacionadas con la coordinación, supervisión y control de la Operación en Tiempo Real del Área Operativa de influencia que asigne el Coordinador a un Integrante del Sistema por el tiempo que estime necesario, quien está obligado a aceptar la delegación dispuesta por el Coordinador;

**1.3.3** La delegación de funciones debe ser previamente establecida mediante un convenio, en el cual se establecerán las responsabilidades y el monto que el Coordinador abonará a los delegados;

**1.3.4** La delegación de funciones será registrada por el Coordinador y por el Integrante del Sistema delegado y debe efectuarse en los términos y condiciones que contribuyan a garantizar la seguridad, confiabilidad y libre acceso a las redes durante el período que el Coordinador determine.

**1.3.5** El Delegado debe contar con los recursos y la infraestructura necesaria y estar formalmente calificado por la DOCOES para realizar la función. El Delegado contará con las mismas facultades y prerrogativas del Coordinador en su área operativa de influencia y siempre bajo las directivas de éste.

### **1.4 DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA**

**1.4.1** Cada Integrante del Sistema contará necesariamente con un Centro de Control para la operación en tiempo real de sus instalaciones; así como, estará obligado a cumplir las disposiciones del Coordinador y contará con los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones, adquirir automáticamente información de su Sistema, coordinar e intercambiar información en tiempo real con el Coordinador. Los distribuidores y clientes libres con una demanda total menor o igual a 30 MW y titulares de generación con centrales cuya suma total de potencias efectivas sea menor o igual a 10 MW no están obligados a contar con un Centro de Control, pero deben contar durante las 24 horas del día con un supervisor responsable de la operación de sus instalaciones.

**1.4.2** Los Centros de Control deben contar permanentemente con un supervisor de turno encargado de supervisar y controlar la operación de sus instalaciones. Asimismo, deben contar con un responsable de la operación, en calidad de jefe del Centro de Control. Estas designaciones deberán ser comunicadas al Coordinador.

**1.4.3** Los Integrantes del Sistema son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.

**1.4.4** Los Integrantes del Sistema que deben contar con un Centro de Control, tienen las siguientes obligaciones operativas:

a) Supervisar y controlar la operación, así como obtener datos de sus instalaciones; estableciendo con el Coordinador las acciones conducentes a mantener el Estado Normal de la misma;

b) Llevar el control de la ejecución de los trabajos de mantenimiento, ampliación y pruebas de sus instalaciones, informando de los mismos al Coordinador, conforme a sus requerimientos;

c) Ejecutar las órdenes operativas dispuestas por el Coordinador e informar a éste sobre su ejecución, en concordancia con lo establecido en el numeral 1.2.3;

d) Informar al Coordinador, en el plazo que éste establezca, sobre la ejecución de maniobras de instalaciones de los sistemas de transmisión hasta un nivel mínimo de 60 kV y en el caso de sistemas de generación hasta una capacidad mínima de 10 MW;

e) En caso ocurra un estado de emergencia en sus instalaciones, informar inmediatamente al Coordinador y bajo la dirección de éste, determinar el estado operativo e iniciar las acciones de restablecimiento de sus instalaciones, siguiendo las secuencias de maniobras elaboradas por el COES. De ser necesario, con conocimiento del Coordinador y utilizando los procedimientos pre-establecidos, puede optar por rechazos manuales de carga y/o desconexión de unidades de generación u otros equipos para preservar la estabilidad del Sistema;

f) Enviar al Coordinador, en la forma que éste establezca, los informes preliminares de perturbaciones en un plazo de 60 minutos después de haberse recuperado las condiciones normales de operación;

g) Reportar diariamente al Coordinador los eventos registrados en sus instalaciones y la información operativa adicional que éste requiera;

h) Asumir la delegación de coordinación.

**1.4.5** Los Integrantes del Sistema están obligados a entregar al Coordinador con copia a la DOCOES, en los plazos que éste establezca, las características técnicas y los modelos matemáticos de sus equipos e instalaciones de acuerdo a los formatos que el Coordinador o la DOCOES señale. De ser el caso dicha información será sustentada con los ensayos pertinentes, y cada cuatro (4) años o cuando se realice alguna modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones se realizarán ensayos para actualizar las características técnicas y los modelos matemáticos mencionados.

## **1.5 DE LA INFRAESTRUCTURA PARA LA COORDINACIÓN**

**1.5.1** El Coordinador contará con sistemas y equipos adecuados que permitan y faciliten la transmisión y recepción en tiempo real de todo tipo de información durante las 24 horas de todos los días del año con los Integrantes del Sistema. Para tal fin, cada uno de los Integrantes del Sistema se mantendrá enlazado con el Coordinador a través de un sistema de comunicación confiable y compatible.

**1.5.2** El Coordinador determinará el protocolo de comunicaciones entre el Centro de Control del Coordinador y los Centros de Control de los Integrantes del Sistema, basado en normas internacionales, e indicará las especificaciones técnicas mínimas de este protocolo para todos los Centros de Control. Asimismo, establecerá los requisitos mínimos de calidad y condiciones para el intercambio de información en tiempo real que requiera, especialmente en cuanto a calidad de las medidas y estados, sincronización horaria de las mismas, señalización horaria de los cambios de estado, entre otros, que considere necesarios por su importancia, lo cual será de cumplimiento obligatorio.

**1.5.3** El Coordinador dispondrá las topologías de comunicación técnicamente más adecuadas, bajo criterios uniformes para todos los integrantes.

**1.5.4** El Coordinador del Sistema contará con programas de aplicación en línea para evaluar la seguridad operativa del Sistema, tales como Estimador de Estado, Flujo de Carga en Línea, Análisis de Contingencias, Pronóstico de Demanda, Control Automático de generación y otros que considere necesarios.

## **TÍTULO SEGUNDO**

### **DE LA INFORMACIÓN DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA**

#### **2.1 EN TIEMPO DIFERIDO**

**2.1.1** Los titulares de generación presentarán al Coordinador, en la forma y plazos que éste determine, la siguiente información, con copia a la DOCOES:

a) La potencia efectiva de cada central hidroeléctrica y de cada unidad termoeléctrica, así como el consumo propio por cada central;

b) Las características técnicas de centrales, unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición;

c) Las características de los equipos de maniobra y sistemas de protección;

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, características de toma y reducción de carga, carga mínima y el tiempo mínimo de operación, para cada unidad en condiciones normales y en condiciones de emergencia;

e) En el caso de centrales térmicas, las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles, así como los volúmenes almacenados, los consumos específicos medios, los consumos específicos para distintos niveles de carga por cada unidad y otros que el Coordinador establezca;

f) En el caso de centrales hidroeléctricas, 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 del embalse, así como los niveles mínimo y máximo de sus embalses, caudales mínimo y máximo turbinables, series históricas de caudales y otros que sean requeridos por el Coordinador;

g) La programación del mantenimiento de equipos e instalaciones;

h) Los despachos de carga previstos;

i) Las curvas de capacidad (P-Q) de los generadores;

j) Las características de regulación de frecuencia, estadísticos, banda muerta, diagramas de bloques con sus parámetros, y la función de transferencia;

k) Los sistemas de desconexión automática de generación;

l) Sobrecargas admisibles de sus equipos;

m) La información de los sistemas de protección y sus calibraciones;

n) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.1.2** Los titulares de transmisión presentarán al Coordinador, en la forma y plazos que éste establezca, la siguiente información, con copia a la DOCOES:

a) La configuración de las subestaciones;

b) Las características técnicas de las líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, entre otros;

c) Límites de carga de cada componente de sus instalaciones;

d) Las características de los sistemas de protección, control y maniobra lógica local, enclavamientos, sincronización y otros;

e) La programación de mantenimiento de equipos e instalaciones;

f) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.1.3** Los titulares de distribución y clientes libres presentarán al Coordinador, en la forma y plazos que éste establezca, la siguiente información, con copia a la DOCOES:

- a) La configuración de las subestaciones y redes;
- b) Las características técnicas de líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición;
- c) Límites de carga de cada componente de sus instalaciones;
- d) Las características de los sistemas de protección y maniobra, incluidos los sistemas de rechazo y reconexión automática de carga;
- e) La programación del mantenimiento de equipos e instalaciones;
- f) Los pronósticos de demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra para los próximos doce meses;
- g) Los registros históricos de mediciones de consumo de potencia activa y reactiva de usuarios finales; así como las proyecciones de demanda que el Coordinador requiera en subestaciones con niveles de 60 kV o menos, en valores promedio para períodos de media hora o menos;
- h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.1.4** Cualquier modificación en la información a que se refiere el numeral 2.1, debe ser comunicada al Coordinador, con copia a la DOCOES, con dos (2) semanas de anticipación y ratificada en el momento en que la modificación se haga efectiva.

## **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 interruptores;
- b) La posición de los seccionadores;
- c) En caso de centrales hidroeléctricas, los caudales, el nivel y volumen de los embalses;
- d) En caso de centrales térmicas, el combustible almacenado;
- e) Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras;
- f) La frecuencia en las barras de generación;
- g) Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador;
- h) Las señales con niveles de alarma grave de centrales, subestaciones, generadores y transformadores de manera centralizada por equipo, así como las señales con niveles de alarma leve que defina el Coordinador;

i) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.2.2** La presentación de la información contenida en el numeral 2.2.1 no es obligatoria para los titulares de generación que no superen los diez (10) MW de potencia efectiva; sin embargo, aquellos que sean requeridos por el Coordinador están obligados a:

a) Disponer de un medio de comunicación principal, como mínimo el de la red de telefonía pública, y un medio de respaldo compatible con el del Coordinador;

b) Informar periódicamente a requerimiento del Coordinador las magnitudes de potencia activa, potencia reactiva y tensión de cada unidad de generación de la central, por medio magnético en el formato que el Coordinador defina;

c) Transmitir información inmediatamente después de la ocurrencia de algún evento de cualquier unidad de generación o equipo de la central;

d) Entregar la información técnica adicional que el Coordinador requiera.

**2.2.3** Los titulares de transmisión con niveles de tensión iguales o superiores a 100 kV deben presentar al Coordinador, en tiempo real y en la forma que éste establezca, la siguiente información:

a) La posición de los interruptores;

b) La posición de los seccionadores;

c) La posición de los gradines de los transformadores con conmutadores de toma bajo carga;

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 de manera centralizada por equipo;

h) La información técnica adicional que el Coordinador requiera.

Tratándose de redes de transmisión con niveles de tensión inferiores a 100 kV, el Coordinador solicitará la correspondiente información que le permita efectuar adecuadamente la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema.

**2.2.4** Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real y en la forma que éste establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que, a criterio del Coordinador, pueda afectar la calidad del servicio o la seguridad del Sistema.

**2.2.5** Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere el numeral 2.2, los Integrantes del Sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el Centro de Control del Coordinador.

## **TÍTULO TERCERO**

### **DE LA INFORMACIÓN DEL COORDINADOR**

#### **3.1 INFORMACIÓN QUE PONDRÁ A DISPOSICIÓN DE LOS INTEGRANTES DEL SISTEMA**

**3.1.1** El Coordinador establece 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 están obligados a usar esta referencia.

**3.1.2** 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, 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 la 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.

**3.1.3** Periódicamente el Coordinador pondrá a disposición de los Integrantes del Sistema la siguiente información:

- a) El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva;
- b) Los costos marginales, costos diarios de operación/raconamiento 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 y otros;
- h) Los registros de frecuencia y tensión;
- i) La información técnica adicional que los Integrantes del Sistema requieran para evaluar la operación del Sistema.

**3.1.4** El Coordinador está obligado a retransmitir información operativa en tiempo diferido a los Integrantes del Sistema que así lo requieran, a través de un medio adecuado.

**3.1.5** Cuando se produzca un hecho que origine interrupciones de suministro mayor del cinco por ciento (5%) de la máxima demanda anual del Sistema registrada hasta el mes anterior, el Coordinador elevará un informe preliminar sobre su ocurrencia a la Dirección y al OSINERG, dentro de las cuatro (4) horas de ocurrido el evento. Este informe será ampliado y sustentado documentadamente por el Coordinador ante dichos organismos, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

**3.1.6** El Coordinador retransmitirá en tiempo real a los integrantes del Sistema que lo soliciten, la información de la operación en tiempo real que cada uno considere necesaria, y sólo a aquellos Integrantes que hayan cumplido con enviar el total de sus señales requerida por el Coordinador. La retransmisión de data a los Integrantes del Sistema se realizará utilizando el mismo protocolo de comunicaciones definido en el numeral 1.5.2.

## **TÍTULO CUARTO**

### **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 al Coordinador y a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado, considerando lo siguiente:

a) El Programa de Operación Anual será entregado antes del 6 de diciembre de cada año para el período enero-diciembre del siguiente año. Este programa al menos debe comprender el pronóstico mensual de la demanda, caudales naturales para las cuencas donde operan las centrales hidroeléctricas, costo de combustibles, la previsión de volúmenes mensuales almacenados y descargas de los embalses, el programa de mantenimiento mayor de centrales eléctricas y líneas de transmisión, los requerimientos de mantenimiento que no son calificados como mantenimiento mayor pero que afectan la producción de las unidades de generación, los caudales para la atención de riego y otros servicios, el mantenimiento de instalaciones conexas a las centrales hidroeléctricas como embalses, canales y otros, la generación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas incluyendo las posibles restricciones; así como, los estudios correspondientes que los sustentan;

b) El Programa de Operación Mensual será entregado con una anticipación mínima de 36 horas a su entrada en vigencia, formará parte del Programa de Operación Anual y debe considerar la actualización de este programa a partir del mes correspondiente con un horizonte de programación de doce (12) meses.

#### **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 o el medio más adecuado al Coordinador y a los Integrantes del Sistema, considerando lo siguiente:

a) El Programa de Operación Semanal, debe considerar de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Mensual y será entregado antes de las 17:00 horas del día jueves de cada semana. Este programa será aplicado durante el período sábado - viernes siguiente;

b) El Programa de Operación Diario, debe considerar de ser el caso, la actualización del Programa de Operación Semanal y será entregado antes de las 14:00 horas de cada día; y, de ser necesario, se efectuará un ajuste a dicho programa el cual será entregado 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 tendrá vigencia durante el período 00:00 - 24:00 horas del día siguiente y se realizará tomando en cuenta un horizonte de siete (7) días.

### **4.3 REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN**

**4.3.1** El Sistema 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 conforme a los procedimientos técnicos mencionados en el numeral 4.3.2. La Reprogramación de la Operación Diaria será efectuada por la DOCOES o por el Coordinador. En 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 el numeral 4.3.3.

**4.3.2** El COES elabora los procedimientos técnicos donde se fijan los criterios y condiciones bajo los cuales se debe reformular el Programa de Operación Diario. Estos procedimientos serán aprobados por el Ministerio.

**4.3.3** En todos los casos, la Reprogramación de la Operación Diaria será remitida a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado, en un plazo máximo de sesenta (60) minutos. Esta reprogramación entra en vigencia inmediatamente con conocimiento de los Integrantes del Sistema y reemplaza para todos los efectos al Programa de Operación Diario, hasta las 24:00 horas del mismo día. Los Integrantes del Sistema están obligados a cumplir con la Reprogramación de la Operación obligados

## **TÍTULO QUINTO**

### **DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

#### **5.1 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

**5.1.1** El Coordinador es el responsable de coordinar la Operación en Tiempo Real del Sistema considerando los procedimientos técnicos del COES. La Operación en Tiempo Real del Sistema incluye:

a) La supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres conforme al numeral 1.2.3 d, resguardando la calidad del servicio y seguridad del Sistema;

b) La operación del Sistema fuera de la programación en los estados de Alerta y Emergencia, y/o mientras no se disponga de programas actualizados;

c) 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;

d) La permanente evaluación de la seguridad del sistema;

e) De ser necesario, la Reprogramación Diaria según lo establecido en el numeral 4.3.

**5.1.2** 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 de seguridad, tomando en cuenta los procedimientos operativos del COES.

## **5.2 SOBRECARGA DE EQUIPOS**

**5.2.1** Los Integrantes del Sistema supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES; o aquellos límites establecidos por la DOCOES por seguridad del Sistema.

**5.2.2** En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un Integrante, éste comunicará dicho evento 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 COORDINACIÓN DE MANIOBRAS**

**5.3.1** 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 conforme al numeral 1.2.3 d.

**5.3.2** 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 emergencia y las maniobras autorizadas para el autorestablecimiento de su área operativa, las cuales deberán ser comunicadas inmediatamente al Coordinador. A solicitud del Coordinador, el Integrante presentará un informe técnico sustentatorio de las maniobras ejecutadas, en un plazo no mayor de dos (2) horas.

**5.3.3** El Coordinador dispone y autoriza la ejecución de las maniobras de las instalaciones de los Integrantes del Sistema en coordinación con éstos. Los Integrantes del Sistema son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador, considerando lo mencionado en el numeral 1.4.3.

**5.3.4** La comunicación entre el Coordinador y los Integrantes del Sistema, y la que se efectúa con el Delegado, 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.

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

**5.3.6** 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. En caso sea requerido y tratándose de códigos, siglas, u otras construcciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el Código Fonético que establezca el Coordinador.

**5.3.7** Mediante un estudio efectuado, con participación del Integrante correspondiente y el Coordinador, la DOCOES establecerá las instrucciones de maniobras que comprendan las secuencias para la conexión y desconexión de componentes del Sistema y los correspondientes procedimientos de coordinación. Este estudio deberá considerar la posibilidad de establecer esquemas de desconexión automática de líneas de transmisión por pérdida de estabilidad, entre otros. Asimismo, será actualizado por la DOCOES e informado a los Integrantes del Sistema el 31 de julio, cada dos (2) años.

#### **5.4 DISPOSICIONES OPERATIVAS Y REPROGRAMACIÓN**

**5.4.1** La reprogramación de la operación del Sistema y las disposiciones operativas del Coordinador deben considerar la seguridad de las personas y del Sistema, las limitaciones de equipos e instalaciones, y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros, por lo que los Integrantes del Sistema deben verificar permanentemente que la reprogramación o las disposiciones operativas no vulneren dichas consideraciones.

**5.4.2** De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier Integrante las deberá comunicar inmediatamente al Coordinador y a los demás integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado.

**5.4.3** El Coordinador, aceptará o rechazará solicitudes de los Integrantes, con el correspondiente sustento técnico; y comunicará su decisión a todos los Integrantes por vía electrónica o por el medio más adecuado.

**5.4.4** Cuando una unidad o central de generación salga intempestivamente de servicio, el Coordinador evaluará el déficit producido y dispondrá incrementar, preferentemente en igual magnitud, la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable.

**5.4.5** Cuando salga de servicio intempestivamente un equipo de transmisión que enlaza centros de generación, el Coordinador evaluará el déficit o exceso de generación en cada Área Operativa y procederá del siguiente modo:

a) Para el Área Operativa con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable;

b) Para el Area Operativa con exceso, dispondrá preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuadas las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización de la operación, permite con ventajas económicas aumentar los niveles de los embalses de centrales hidráulicas.

**5.4.6** El Integrante del Sistema cuyo equipo salga de servicio 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 evaluará el estado del Sistema y tomará las medidas correctivas que el caso amerite; y, de ser necesario, realizará la reprogramación de la operación del Sistema para las horas restantes del día, en concordancia con el numeral 4.3.1.

**5.4.7** Cuando la demanda real sea diferente a la programada, el Coordinador dispondrá la variación del despacho de generación considerando criterios de seguridad y los procedimientos técnicos del COES sobre operación a mínimo costo. En ambos casos, y dependiendo de la diferencia entre la demanda real y la programada, el Coordinador evaluará la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del Sistema para las horas restantes del día, considerando un horizonte semanal.

**5.4.8** 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 hidroeléctricas y termoeléctricas, el Coordinador dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir la generación de las unidades termoeléctricas, considerando la operación del Sistema a mínimo costo;

b) Si sólo operan centrales hidroeléctricas, el Coordinador dispondrá incrementar la generación de las centrales de pasada y disminuir aquellas que cuentan 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 llegado a esta condición y las de pasada aguas abajo de éstas, en proporción a la potencia que podría generarse por los caudales que serían vertidos y de los caudales de las de pasada, para cada una de ellas respectivamente;

c) En condiciones de sobre oferta de generación hidroeléctrica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidroeléctricas conforme a los procedimientos técnicos del COES.

En todos los casos, el Coordinador evaluará la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del Sistema para las horas restantes del día, considerando para ello por lo menos un horizonte semanal.

**5.4.9** Cuando disminuyan significativamente los caudales en las centrales hidroeléctricas, el Coordinador evaluará la necesidad de efectuar una reprogramación de la operación del Sistema.

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

**“5.4.10** Cuando se active el mecanismo de emergencia a que se refiere el Decreto Supremo N° 050-2012-EM, el Coordinador considerará en la reprogramación de la operación el correspondiente volumen del Gas Natural disponible para los Generadores, aplicando el criterio de eficiencia que permita el máximo aprovechamiento de dicho combustible para la generación eléctrica. Asimismo, de ser insuficiente para abastecer a toda la demanda eléctrica, el abastecimiento de ésta se efectuará aplicando los criterios previstos en el numeral 7.1.3.” (\*)

(\*) Numeral incluido por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 014-2013-EM-DGE](#), publicada el 09 febrero 2013.

## **TÍTULO SEXTO**

### **DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

#### **6.1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS**

**6.1.1** Los Servicios Complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad. Los Servicios Complementarios podrán ser suministrados por cualquier Integrante del Sistema, en lo que le corresponda como tal. Los Servicios Complementarios a considerar son los siguientes:

- a) Reserva rotante;
- b) Regulación de frecuencia;
- c) Regulación de tensión y/o suministro locales de reactivos;
- d) Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría);

**6.1.2** El COES propondrá los Procedimientos Técnicos correspondientes a la prestación de los Servicios Complementarios, incluyendo el reconocimiento de los costos eficientes en que se incurra al suministrarlos y el mecanismo de compensación correspondiente. Dichos Procedimientos serán aprobados por el Ministerio.

**6.1.3** Los Servicios Complementarios pueden ser prestados por cualquier Integrante del Sistema cuando sean requeridos por el Coordinador o por la DOCOES en la operación de corto plazo correspondiente, siempre que cumplan con los criterios técnicos establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.

**6.1.4** Todo Integrante del Sistema que brinde los Servicios Complementarios señalados en el numeral 6.1.1, deberá contar con sistemas confiables de registro, equipos de medición y sistemas de control que puedan ser supervisados desde el Centro de Control del Coordinador que posibiliten verificar y cuantificar el suministro de los Servicios Complementarios, los mismos que serán auditados por la DOCOES y el OSINERG, en caso lo requieran las partes interesadas.

#### **6.2 RESERVA ROTANTE**

**6.2.1** El COES establecerá la Reserva Rotante como criterio de seguridad, y servirá para atender las necesidades de Regulación Primaria y Regulación Secundaria de Frecuencia, teniendo en cuenta el valor máximo de Riesgo de Falla permisible para la operación del Sistema. Este riesgo de falla debe considerar el parque generador y los sistemas de transmisión.

El valor máximo de Riesgo de Falla será definido por la Dirección, a más tardar el 10 de diciembre de cada año; para tal efecto, anualmente la DOCOES presentará una propuesta sustentada a más tardar el 31 de octubre de cada año, debiendo ser aprobado a más tardar el 10 de diciembre, y entrar en vigencia el 1 de enero del siguiente año. (\*)

**(\*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, cuyo texto es el siguiente:**

“**6.2.1** El COES programará la operación del SEIN considerando la Reserva Rotante requerida para atender las necesidades de regulación de frecuencia. Para tal efecto el COES propondrá anualmente al OSINERGMIN la magnitud total de reserva requerida a más tardar el 31 de octubre, para su aprobación a más tardar el 10 de diciembre, para entrar en vigencia el 01 de enero del siguiente año. Esta magnitud será sustentada mediante un estudio elaborado por el COES conforme a la metodología establecida para tal fin.”

**6.2.2** El Coordinador dispondrá la operación de las unidades generadoras considerando en todo momento la Reserva Rotante distribuida y calculada por la DOCOES.(\*)

**(\*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, cuyo texto es el siguiente:**

“**6.2.2** La Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW. Quedarán exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

La magnitud total de la reserva requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia, se determinará como aquella que permita alcanzar el valor mínimo de la sumatoria de: (a) el incremento en el costo de operación del SEIN por reserva y, (b) el costo de la energía no suministrada (ENS) por eventos intempestivos que originen desequilibrios relevantes entre la generación y demanda eléctrica.”

**6.2.3** El Riesgo de Falla del Sistema considerado en la programación de la operación de la DOCOES será inferior al valor máximo fijado, y la Reserva Rotante ejecutada en todo momento será la establecida por el COES, los niveles de Riesgo de Falla y Reserva Rotante serán fiscalizados por el OSINERG.(\*)

(\*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, cuyo texto es el siguiente:

“6.2.3 La Regulación Secundaria de Frecuencia constituye un servicio voluntario y será compensado conforme a lo que establezca el procedimiento técnico del COES sobre reserva rotante en el SEIN. En el caso que la magnitud de reserva ofertada voluntariamente para la Regulación Secundaria de Frecuencia sea insuficiente, el COES asignará con carácter obligatorio dicha reserva a las unidades generadoras que reúnan las condiciones para tal fin, de acuerdo al referido procedimiento.”

“6.2.4 El COES elaborará el procedimiento técnico que establece la metodología, los criterios y condiciones bajo las cuales se determine la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia y para la Regulación Secundaria de Frecuencia. Este procedimiento será aprobado por OSINERGMIN.” (\*)

(\*) Numeral incluido por el [Artículo 2 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

### 6.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA

6.3.1 Los titulares de generación son responsables de la Regulación de Frecuencia del Sistema bajo las directivas del Coordinador y las disposiciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

6.3.2 Las unidades asignadas a la Regulación Primaria y Regulación Secundaria de Frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos técnicos del COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

6.3.3 De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectuará la Regulación Secundaria de Frecuencia.

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

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

6.3.5 Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden las tolerancias establecidas, el Coordinador dispondrá las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de dichas tolerancias.

**6.3.6** 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. Las frecuencias de recuperación establecidas como parte de esta estrategia, en ningún caso ocasionarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. Asimismo, la estrategia implementada deberá considerar el criterio de operación a mínimo costo.

**6.3.7** Adicionalmente, el Coordinador registrará las Integrales de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anual.

#### **6.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN Y/O SUMINISTROS LOCALES DE REACTIVOS**

**6.4.1** Todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.

**6.4.2** Considerando las orientaciones dadas por el Coordinador, los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución y de clientes libres serán regulados directamente por sus titulares, para lo cual deberán instalar los equipos necesarios.

**6.4.3** Para mantener los niveles adecuados de tensión, 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.

**6.4.4** 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 de  $\pm 2,5\%$  de su tensión de operación.

**6.4.5** El COES, en coordinación con los Integrantes del Sistema, 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. Los estudios serán actualizados por el COES cada cuatro (4) años o cuando el caso lo amerite, considerando las situaciones operativas para dicho Estado, y deberán ser entregados al Coordinador para su aplicación.

**6.4.6** El COES establecerá mediante un estudio, las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra. Dicho estudio será actualizado por el COES cada cuatro (4) años o cuando el caso lo amerite.

**6.4.7** El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de generación para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta sea inferior al 97,5% de su tensión de operación. También puede disponer el rechazo manual de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operen con tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.

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

#### **6.5 GRUPOS DE ARRANQUE RAPIDO POR EMERGENCIA**

**6.5.1** Los grupos de arranque rápido por emergencia constituyen parte de la Reserva Fría del Sistema. Permite disponer de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos cuando el Coordinador lo disponga, con el objeto de compensar las reducciones súbitas de generación o atender los incrementos súbitos de la demanda, a fin de prevenir estados de emergencia en el Sistema. El COES establecerá las características técnicas mínimas de las unidades que puedan ser consideradas como unidades de arranque rápido por emergencia.

**6.5.2** El Coordinador dispondrá la puesta en servicio de los grupos de arranque rápido, de acuerdo a los criterios establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.

**6.5.3** Durante el período que dure la emergencia, los grupos de arranque rápido no son considerados en la determinación del costo marginal de energía en barras de generación.

## **6.6 MECANISMOS DE PERMUTA DE RECHAZO DE CARGA**

**6.6.1** Los Integrantes del Sistema pueden permutar entre sí el porcentaje de participación en el rechazo de carga pre-establecido por el COES conforme al numeral 7.2, contando con la autorización del COES.

## **TITULO SEPTIMO**

### **DE LAS ACCIONES Y ESTUDIOS DE SEGURIDAD Y SU APLICACIÓN EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

#### **7.1 RACIONAMIENTO**

**7.1.1** El servicio eléctrico se raciona cuando la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipos, caudales bajos o escasez de combustibles, entre otros.

**7.1.2** De preverse déficit de oferta en el Sistema, los Programas de Operación que elabora la DOCOES, Anual, Mensual, Semanal y Diario deberán incluir programas de racionamiento. El cumplimiento de dichos programas es obligatorio para todos los Integrantes del Sistema. 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.

**7.1.3** *El racionamiento se efectuará en proporción a la demanda de potencia de cada Integrante del Sistema, determinándose el porcentaje de racionamiento que le corresponde a la magnitud de potencia suministrada por cada titular de generación; quienes 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 Area Operativa del mismo, la DOCOES pronosticará la demanda de los titulares de distribución y clientes libres en cada barra del Sistema de Transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, los titulares de distribución pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución. (\*)*

(\*) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 025-2008-EM-DGE](#), publicada el 10 agosto 2008, cuyo texto es el siguiente:

“7.1.3 El racionamiento se efectuará privilegiando el abastecimiento del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad, determinándose el porcentaje de racionamiento que le corresponde a los demás Agentes del SEIN. Para evaluar la demanda a ser racionada en el Sistema o en un Área Operativa del mismo, el COES pronosticará la demanda de los titulares de distribución y clientes libres en cada barra del Sistema de Transmisión, tomando en cuenta sus consumos históricos. Asimismo, los titulares de distribución pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.”

**7.1.4** Las Cargas Esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. El OSINERG calificará cuáles son las Cargas Esenciales, sobre la base de la propuesta de cada suministrador.

**7.1.5** Si un titular de distribución o un cliente libre no cumpliera con acatar el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que en un plazo máximo de quince (15) minutos se sujete al programa. De persistir con el incumplimiento y transcurrido dicho plazo, el Coordinador podrá disponer la desconexión de las cargas involucradas en coordinación con los suministradores correspondientes, e informar al OSINERG.

**7.1.6** El Coordinador informará diariamente a los Integrantes del Sistema y a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará el cumplimiento de estos y, en función de los resultados, elaborará los programas de racionamiento a ser incluidos en los siguientes Programas de Operación Diaria.

## **7.2 RECHAZOS Y RECONEXIONES AUTOMATICOS DE CARGA**

**7.2.1** La DOCOES elaborará anualmente el estudio para establecer los esquemas de rechazo automático de carga y reconexión automática de carga para prever situaciones de inestabilidad. Estos esquemas son de cumplimiento obligatorio y son comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año, quienes los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

**7.2.2** La DOCOES, en coordinación con los Integrantes del Sistema, elaborará el estudio indicado en el numeral 7.2.1 tomando en cuenta, por lo menos, los siguientes criterios:

- a) Mantener la integridad del SEIN;
- b) Niveles máximo y mínimo de frecuencia requeridos para mantener la integridad de los equipos, la estabilidad del SEIN y un mínimo de carga por rechazar;
- c) Valores máximos y mínimos de tensión;
- d) Considerar iguales porcentajes de carga (criterio de equidad) para todos los Integrantes de distribución y clientes libres, en la participación de los esquemas de rechazo o reconexión automática de carga definidos por la DOCOES;

e) Número de etapas de desconexión o reconexión automática, ajustes y temporizaciones;

f) Considerar la ubicación geográfica y los conceptos de exportación e importación en la segmentación del Sistema en Áreas Operativas;

**7.2.3** Los titulares de generación incluirán en el esquema de rechazo automático de carga hasta un máximo de 60% de la demanda promedio anual de sus clientes, en orden descendente de prioridad de rechazo.

**7.2.4** Luego de la comunicación de la DOCOES referida en el numeral 7.2.1, los titulares de generación y distribución, en coordinación con sus clientes, priorizarán la demanda a rechazar según el porcentaje de participación que les corresponda, y dentro de los quince (15) días siguientes, deberán informar al COES, lo siguiente:

a) Priorización de desconexión de cargas;

b) Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;

c) Características del equipamiento a ser utilizado;

d) Relación de usuarios que solicitaron acogerse al mecanismo de permuta.

**7.2.5** El OSINERG fiscalizará el cumplimiento de la implementación de los esquemas de rechazo y reconexión automática de carga, así como los plazos establecidos. La DOCOES informará al OSINERG semestralmente, la actuación del esquema de rechazo y reconexión automática de carga de cada Integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES.

### **7.3 DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACION**

**7.3.1** La DOCOES elaborará anualmente los estudios necesarios para establecer los esquemas de desconexión automática de unidades de generación para evitar inestabilidad en el Sistema. Estos esquemas de desconexión automática de generación son de cumplimiento obligatorio y deben ser comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 30 de septiembre de cada año, quienes los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

**7.3.2** Los estudios referidos en el numeral 7.3.1, serán elaborados en coordinación con los Integrantes del Sistema, a fin de que la implantación de los esquemas de desconexión automática no cause daños en sus equipos e instalaciones. Dichos estudios tomarán en cuenta, por lo menos, los siguientes criterios:

a) Mantener la integridad del SEIN;

b) Niveles máximos de frecuencia requeridos para mantener la integridad de los equipos, la estabilidad del SEIN y desconectar un número mínimo de grupos;

c) Valores máximos mínimos de tensión;

d) Número de grupos a desconectar en forma automática, ajustes y temporizaciones;

e) Considerar la ubicación geográfica y los conceptos de exportación/importación en la segmentación del sistema en Áreas Operativas.

**7.3.3** Luego de la comunicación de la DOCOES referida en el numeral 7.3.1, con los esquemas de desconexión de generación obtenidos, los titulares de generación deberán informar al COES, dentro de los quince (15) días siguientes, lo siguiente:

a) Cronograma de implementación;

b) Características del equipamiento a ser utilizado

**7.3.4** El OSINERG fiscalizará el cumplimiento de la implementación de los esquemas de desconexión automática de generación, así como los plazos establecidos. El Coordinador verificará la operación del esquema de desconexión automática de carga de cada integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES, y reportará al OSINERG los resultados al final del primer y tercer trimestre de cada año.

#### **7.4 ESTUDIO DE ESTABILIDAD DEL SEIN**

**7.4.1** El estudio de Estabilidad del SEIN comprenderá lo siguiente:

a) Estabilidad angular: permanente y transitoria;

b) Estabilidad de tensión;

c) Larga duración cuando la DOCOES lo considere necesario.

**7.4.2** La DOCOES elaborará cada cuatro (4) años, los estudios de estabilidad necesarios para definir lo siguiente:

a) Los límites de operación de los principales enlaces del SEIN;

b) Confirmar y/o determinar nuevas calibraciones de los estatismos permanentes y transitorios de los reguladores de velocidad, así como ganancias de los reguladores de tensión de las unidades de generación de las centrales;

c) Confirmar el tipo y ajustes, y/o determinar la necesidad de nuevos ajustes y/o el reemplazo de los estabilizadores de algunas centrales, para mejorar el amortiguamiento del SEIN.

Los resultados de estos estudios son de cumplimiento obligatorio y serán comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 31 de julio del año en que se culmine el estudio, quienes los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

**7.4.3** Los estudios mencionados en el numeral 7.4.1 serán elaborados en coordinación con los Integrantes del Sistema, quienes deben proporcionar toda la información actualizada de las

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

características técnicas y los modelos de sus equipos e instalaciones, con parámetros obtenidos en pruebas especializadas, de acuerdo a los formatos mencionados en el numeral 1.4.5.

**7.4.4** Cuando una nueva instalación solicite su incorporación al SEIN, presentará como parte del estudio de operatividad un estudio de estabilidad con los alcances definidos por la DOCOES.

**7.4.5** Cuando una instalación sea modificada (repotenciación, rehabilitación u otra modificación que cambie su comportamiento dinámico) será de aplicación lo indicado en el numeral 7.4.4. Si como resultado de los estudios se requiere un nuevo ajuste en alguno de los parámetros de los reguladores o estabilizadores, la DOCOES dispondrá su implementación a las instalaciones que lo requieran.

**7.4.6** El Coordinador verificará la operación de las recalibraciones y sintonía de las tarjetas de señales estabilizadoras en las centrales de generación de cada Integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES, y reportará al OSINERG los resultados dentro de los treinta (30) días siguientes al vencimiento del plazo para su implantación.

## **7.5 COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

**7.5.1** La DOCOES elaborará cada cuatro (4) años, los estudios necesarios para revisar la coordinación de los sistemas de protección de las instalaciones del Sistema para garantizar la selectividad de los mismos en salvaguarda de la calidad y seguridad del Sistema. Los resultados de estos estudios son de cumplimiento obligatorio y serán comunicados por la DOCOES a todos los Integrantes del Sistema antes del 31 de julio del año en que se culmine el estudio, quienes los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.

**7.5.2** Los estudios de la DOCOES mencionados en el numeral 7.5.1, serán elaborados en coordinación con los Integrantes del Sistema, quienes deben proporcionar toda la información actualizada de sus modelos según lo indicado en el numeral 1.4.5.

**7.5.3** Cuando una nueva instalación solicite su incorporación al SEIN, en el estudio de operatividad se deberá incluir el estudio de coordinación de protecciones de acuerdo a lo exigido en los procedimientos técnicos del COES.

**7.5.4** Los titulares que ingresen con nuevas instalaciones están obligados a adecuar sus sistemas de protección a los resultados del estudio indicado en el numeral 7.5.1. En el caso que tal adecuación sea considerada inaplicable por dicho titular, éste deberá proponer a la DOCOES los cambios necesarios a dicho estudio mediante un informe sustentatorio para su aprobación.

**7.5.5** El Coordinador evaluará la operación y selectividad de la nueva coordinación del sistema de protección de las instalaciones de cada Integrante del Sistema definido por el estudio de la DOCOES, y reportará al OSINERG los resultados dentro de los treinta (30) días siguientes al vencimiento del plazo para su implementación.

## **TÍTULO OCTAVO**

### **DE LOS ESTADOS DE ALERTA, EMERGENCIA Y RESTABLECIMIENTO**

## **8.1 ESTADOS DE ALERTA Y EMERGENCIA**

**8.1.1** Inmediatamente después de producida una perturbación, los Integrantes del Sistema involucrados informarán el estado de sus instalaciones al Coordinador, quien en coordinación con dichos integrantes, determinará la configuración y estado del mismo y dispondrá las acciones necesarias para su restablecimiento al Estado Normal.

**8.1.2** El Coordinador puede disponer rechazos de carga manuales y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. En caso que el Coordinador disponga rechazos de carga manuales, los Integrantes del Sistema ejecutarán los rechazos manuales en la magnitud y en los puntos de carga que el Coordinador disponga. Similarmente, si el Coordinador dispone la desconexión de generadores u otros equipos, los Integrantes titulares de tales equipos deben proceder a desconectarlos. Estas medidas deben derivarse de estudios especializados, actualizados con la periodicidad que establezcan los procedimientos técnicos del COES. Dichos estudios serán difundidos entre los Integrantes del Sistema, a fin de establecer las magnitudes de carga y/o generación, así como los puntos de ubicación.

## **8.2 RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA**

**8.2.1** Luego de producida una perturbación, y transcurridos los Estados de Alerta y Emergencia, el Coordinador, en comunicación con los Delegados y demás Integrantes del Sistema, determinará la configuración y el estado del Sistema; definirá el plan de restablecimiento y lo implementará en coordinación con ellos. Cuando las circunstancias lo justifiquen, el Coordinador puede otorgar autonomía a los Integrantes del Sistema para ejecutar maniobras. En ambos casos los Integrantes del Sistema mantendrán informado permanentemente al Coordinador de sus acciones hasta conseguir el total restablecimiento del Sistema.

**8.2.2** El Coordinador es responsable de autorizar en el menor tiempo técnicamente posible, la ejecución de las maniobras de reposición de los equipos fallados, luego que el Integrante titular de los equipos, bajo responsabilidad, declara que están disponibles operativamente.

**8.2.3** El Coordinador es responsable de disponer el arranque de la generación térmica local, en el menor tiempo técnicamente posible, cuando ésta permita reponer el servicio interrumpido debido a falla de un equipo y el Integrante del Sistema declara la indisponibilidad del mismo.

**8.2.4** Los Integrantes del Sistema que no cuenten con equipos de reconexión automática de carga, bajo su responsabilidad, ejecutarán las maniobras de restablecimiento que pre-establezca el COES en sus instrucciones de operación, los que deben derivarse de estudios específicos, el esquema de funcionamiento integral de los equipos de reconexión automática de carga debe resultar del estudio mencionado en 7.2.1.

**8.2.5** El Coordinador dispondrá o autorizará la reconexión de cargas y coordinará con los Integrantes del Sistema la regulación secundaria de frecuencia en el rango 59.7-60.3 Hz. Concluida la recuperación del estado de operación normal del Sistema, los Integrantes del Sistema informarán al Coordinador su carga efectivamente reconectada.

**8.2.6** Los Integrantes del Sistema involucrados en la perturbación, deben elaborar su diagnóstico inicial y lo remitirán al Coordinador por vía electrónica o por el medio más adecuado, en un plazo máximo de noventa (90) minutos después de haberse recuperado las condiciones normales de operación o dentro de un máximo de ciento cincuenta (150) minutos de ocurrido el evento. Tomando como base estos diagnósticos, y con los elementos de juicio que tenga a disposición, el Coordinador elaborará el informe preliminar inicial sobre la perturbación en un plazo máximo de noventa (90) minutos, y lo remitirá a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado. 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 cinco (5) horas después de haberse recuperado las condiciones normales de operación del Sistema o dentro de un máximo de seis (6) horas de ocurrido el evento, y considerando las observaciones recibidas, el Coordinador completará su informe y lo remitirá a los Integrantes del Sistema, la DOCOES, la Dirección y al OSINERG.

**8.2.7** Los Integrantes del Sistema involucrados en la perturbación, deben elaborar un informe ampliado y sustentado mediante información de los registros oscilográficos y de su SCADA, el cual lo remitirá al Coordinador por vía electrónica o por el medio más adecuado, en un plazo máximo de sesenta (60) horas de producido el evento. El Coordinador elaborará un informe final sobre la perturbación en un plazo máximo de setenta y dos (72) horas, y lo remitirá a los Integrantes del Sistema por vía electrónica o por el medio más adecuado.

## **TÍTULO NOVENO**

### **DEL ANÁLISIS POSTERIOR DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA**

#### **9.1 FISCALIZACIÓN Y SANCIONES**

**9.1.1** El OSINERG tiene la función de fiscalizar que la operación del Sistema se realice al mínimo costo, bajo criterios de seguridad y de calidad del servicio, y con transparencia de toda la información relacionada con el despacho y operación del Sistema.

**9.1.2** El OSINERG establecerá las sanciones que aplicará por los incumplimientos a la Norma en que incurran los Integrantes del Sistema, el COES y el Coordinador. Con dicho fin OSINERG podrá conformar, si fuera necesario, un Comité Técnico Consultivo.

**9.1.3** Las compensaciones y sanciones pecuniarias vinculadas a la función de coordinación de la operación en tiempo real tendrán como tope máximo el equivalente al costo eficiente que se reconoce mensualmente al Coordinador.

## **“TÍTULO DÉCIMO**

### **SITUACIÓN EXCEPCIONAL (\*)**

(\*) **DEROGADO** por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 0008-2018-MEM-DGE](#), publicada el 22 enero 2018.

#### **10.1 PERÍODO DE SITUACIÓN EXCEPCIONAL**

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

**10.1.1** *Durante el período de Situación Excepcional, el COES podrá programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que excedan a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha situación excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.*

*Las decisiones para la operación en tiempo real en Situación Excepcional deberá considerar el riesgo que significa para la seguridad operativa del SEIN, parte de él o de las instalaciones afectadas, para lo cual el COES elaborará un procedimiento con el fin de evaluar dicho riesgo.” (1)(2)*

**(1) Título agregado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 032-2011-EM-DGE](#), publicada el 31 marzo 2011.**

**(2) Numeral modificado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 023-2013-EM-DGE](#), publicada el 19 febrero 2013, cuyo texto es el siguiente:**

*“10.1.1 Durante el periodo de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que excedan a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha situación excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.*

*Las decisiones para la operación en tiempo real en Situación Excepcional deberá considerar el riesgo que significa para la seguridad operativa del SEIN, parte de él o de las instalaciones afectadas, para lo cual el COES elaborará un procedimiento con el fin de evaluar dicho riesgo.” (1)(2)*

**(1) De conformidad con el [Artículo 2 del Decreto Supremo Nº 007-2017-EM](#), publicado el 18 marzo 2017, se declara por un plazo de treinta (30) días calendario el periodo de Situación Excepcional previsto en el numeral 10.1 de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real, aprobada por la presente Resolución.**

**(2) Título décimo derogado por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 0008-2018-MEM-DGE](#), publicada el 22 enero 2018.**

#### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

**Primera.** Las instalaciones nuevas que se integren al Sistema deben estar provistas de los sistemas de control y comunicación que la Norma requiere.

**Segunda.** El COES, el Coordinador o cualquier Integrante del Sistema informará al OSINERG los casos de incumplimiento de la Norma, la misma que OSINERG notificará al Integrante del Sistema involucrado para que efectúe sus descargos. El OSINERG conforme a sus funciones conferidas verificará estos incumplimientos para la aplicación de las sanciones correspondientes.

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

## **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**Primera.** Dentro del plazo de treinta (30) días de publicada la Norma, cada Integrante del Sistema nombrará al jefe de su respectivo Centro de Control y lo comunicará al Coordinador.

**Segunda.** La DOCOES solicitará a los Integrantes del Sistema la información descrita en el numeral 1.4.5, en un plazo de noventa (90) días de publicada la Norma, luego del cual coordinará la programación de los ensayos respectivos que se ejecutarán indefectiblemente a partir de enero de 2006.

**Tercera.** La propuesta para la adecuación de los centros de control de los Integrantes del Sistema a las exigencias referidas en el numeral 1.5.2, será presentada por la DOCOES en un plazo de noventa (90) días de publicada la Norma, para su aprobación por la Dirección. (\*)

**(\*) De conformidad con el Artículo Único de la Resolución Directoral N° 040-2005-EM-DGE, publicada el 06 Junio 2005, se amplía en sesenta (60) días calendario adicionales el plazo señalado en la presente Disposición Transitoria de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR), aprobada por la presente Resolución.**

**Cuarta.** En un plazo de 150 días de publicada la Norma, el COES propondrá al Ministerio para su aprobación los procedimientos técnicos que se aplicarán para el suministro de los servicios complementarios que se mencionan en el numeral 6.1.

**Quinta.** La DOCOES informará a los Integrantes del Sistema a más tardar el 31 de julio de 2006 los resultados de los estudios referidos en los numerales 5.3.7, 6.4.5, 6.4.6, 7.4 y 7.5 de la presente Norma.

## **ANEXO N° 1**

### **DEFINICIONES**

1. **Area Operativa.** *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; (\*)*

**(\*) Término actualizado por el [Numeral 1 del Artículo 3 de la Resolución N° 244-2016-OS-CD](#), publicada el 04 noviembre 2016.**

**"Área Operativa:** "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. **Capacidad de Operación.** Es el límite de operación de un equipo considerando los efectos en otras instalaciones, tal como un generador, carga, línea, entre otros;

3. **Carga Esencial.** *Hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es imprescindible;(\*)*

(\*) Definición modificada por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 038-2011-EM-DGE](#), publicada el 12 abril 2011, cuyo texto es el siguiente.

*“3. Carga Esencial. Aquellos suministros que requieren del Servicio Eléctrico para prestar servicios básicos a la población, tales como salud, saneamiento, sistema de transporte masivo, seguridad ciudadana, Defensa Nacional y Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú.” (\*)*

(\*) Definición 3) modificada por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral N° 095-2017-MEM-DGE](#), publicada el 06 abril 2017, cuyo texto es el siguiente:

**“3. Carga Esencial.** Aquellos suministros que requieren del Servicio Eléctrico para prestar servicios básicos a la población, tales como salud, saneamiento, sistema de transporte masivo, seguridad ciudadana, Defensa Nacional y Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú. El OSINERGMIN calificará cuáles son las Cargas Esenciales, sobre la base de la propuesta de cada suministrador.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo anterior, en el marco de una Declaración de Estado de Emergencia en zonas del SEIN conforme a la normativa del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastre, constituyen Cargas Esenciales los suministros del servicio eléctrico correspondientes a los centros de producción de bienes necesarios para la atención de la población damnificada o afectada, se encuentren o no en la zona de emergencia, así como para la prestación de los servicios públicos de telecomunicaciones móviles (Base Center Station - BSC o similares) necesarios para la comunicación en la zona de emergencia que resulten priorizados. El MINEM a través de la DGE realiza las coordinaciones que estime pertinentes con el Centro de Operaciones de Emergencia Nacional para identificar las cargas esenciales, califica las cargas esenciales de forma temporal, comunicando su decisión al COES para la priorización de suministro de energía. Asimismo, con posterioridad comunica su decisión al OSINERGMIN para los fines pertinentes.”

4. **COES.** Se refiere al Comité de Operación Económica del Sistema;

5. **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, recursos de control y supervisión disponibles para la operación del Sistema;

6. **Coordinador.** Es el Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema a que hace referencia el Artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

7. **Delegado.** Se refiere al Integrante del Sistema que ha sido calificado y designado por el COES, para dar un apoyo eficiente y organizado cuando se presenten estados de alerta, emergencia y recuperación, relacionados con la coordinación, supervisión y control de la operación en tiempo real del Área Operativa de influencia que le asigne el Coordinador por el tiempo que estime necesario;

8. **Dirección.** Se refiere a la Dirección General de Electricidad;

9. **DOCOES.** Se refiere a la Dirección de Operaciones del COES;

10. **Estado de Operación.** Se refiere a cualquiera de cuatro condiciones que, para efectos de esta Norma, puede clasificarse la operación de un Sistema en un momento determinado: normal, alerta, emergencia y restablecimiento;

11. **Estado Normal.** Se refiere a la condición estacionaria del Sistema en la que existe un equilibrio de potencia activa y equilibrio 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;

12. **Estado de Alerta.** *Se refiere al estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia 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, en el menor tiempo posible; (\*)*

**(\*) Definición actualizada por el [Numeral 9 del Artículo 3 de la Resolución N° 244-2016-OS-CD](#), publicada el 04 noviembre 2016, cuyo texto es el siguiente:**

**Estado de Alerta:** “Estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia 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, en el menor tiempo posible”.

13. **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 tales como rechazo de 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; (\*)*

**(\*) Definición actualizada por el [Numeral 8 del Artículo 3 de la Resolución N° 244-2016-OS-CD](#), publicada el 04 noviembre 2016, cuyo texto es el siguiente:**

**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 tales como rechazo de 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”

14. **Estado de Restablecimiento.** Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el Sistema ha quedado operando 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;

15. **Evento.** Suceso imprevisto en el Sistema;

16. **Generación Mínima Técnica.** Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal;

17. **Grupo de Arranque Rápido por Emergencia.** Constituye parte de la reserva fría del Sistema cuya capacidad de generación puede estar en funcionamiento en un tiempo menor que 10 minutos;

18. **Integrante(s) del Sistema o Integrante(s).** Se refiere a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

19. **Ley.** Se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas;

20. **Mantenimiento Programado.** Se refiere al mantenimiento de un equipo determinado aprobado por el COES y que está considerado en los programas de operación del Sistema;

21. **Norma.** Se refiere a la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Interconectado;

22. **OSINERG.** Se refiere al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía;

23. **Operación en Tiempo Real.** Se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado para el resguardo de la calidad del servicio y seguridad del Sistema; 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, la operación del Sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados. También incluye, la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el Sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;

24. **Perturbación.** *Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema;(\*)*

**(\*) Definición actualizada por el [Numeral 5 del Artículo 3 de la Resolución Nº 244-2016-OS-CD](#), publicada el 04 noviembre 2016, cuyo texto es el siguiente:**

**Perturbación:** “Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema”.

25. **Reglamento.** Se refiere al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

**26. Regulación Primaria de Frecuencia.** Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. 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. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos; (\*)

(\*) Definición modificada por el [Artículo 3 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, cuyo texto es el siguiente:

“**26. Regulación Primaria de Frecuencia.** Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del SEIN para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 segundos.”

**27. 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, en tanto se recupera carga, y/o se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos;(\*)

(\*) Definición modificada por el [Artículo 3 de la Resolución Directoral N° 069-2011-EM-DGE](#), publicada el 20 agosto 2011, la misma que entrará en [vigencia](#), a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, cuyo texto es el siguiente:

“**27. Regulación Secundaria de Frecuencia.** Se refiere a la acción automática o manual sobre el valor de referencia del regulador de velocidad de los grupos generadores, destinada a compensar el error final de frecuencia. Permite reestablecer la frecuencia a su valor nominal y recuperar la reserva rotante asociada a la regulación primaria de frecuencia. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.”

**28. Reprogramación de la Operación del Sistema.** Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario que efectúa la DOCOES;

**29. Reserva Fría.** Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio;

**30. Reserva Rotante.** Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado;

**Publicado: 03 de marzo de 2005**

31. **Sala de Mando.** Se refiere a la infraestructura necesaria con la que deben contar los Integrantes del Sistema para operar físicamente sus instalaciones;

32. **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;

33. **Sistema.** Se refiere a un Sistema Eléctrico Interconectado;

34. **Sistema Eléctrico Interconectado.** Se refiere a los sistemas de generación, transmisión y distribución vinculados eléctricamente, cuya operación debe realizarse en forma coordinada;

35. **Sistema de Generación.** Se refiere al conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad;

36. **Sistema de Transmisión.** Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 30 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica;

37. **Sistema de Distribución.** Se refiere al conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 30 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica;

38. **Tensión de Operación.** Se refiere a la tensión de una barra definida 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;

39. **Tiempo de Salida Forzada.** Se refiere al tiempo que un equipo del Sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa;

40. **Tiempo de Salida Programada.** Se refiere al tiempo que un equipo permanece fuera de servicio por mantenimiento programado, aprobado por el COES.

*"41. **Situación Excepcional.** Se refiere a aquella situación temporal en la cual no sea posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo con los parámetros operativos normales. Dicha situación será declarada por el Ministerio de Energía y Minas, a solicitud del COES debidamente sustentada, en la que se especificará la duración y las zonas del SEIN en Situación Excepcional." (1)(2)*

**(1) Numeral agregado por el [Artículo 2 de la Resolución Directoral Nº 032-2011-EM-DGE](#), publicada el 31 marzo 2011.**

**(2) Definición 41 derogada por el [Artículo 1 de la Resolución Directoral Nº 0008-2018-MEM-DGE](#), publicada el 22 enero 2018.**