

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC</b>	<b>PR – 06</b>
<b>REPROGRAMACION DE LA OPERACION</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>❑ Aprobado en S.D. N°21 del 20 de diciembre de 1995.</li> <li>❑ Modificación aprobada en S.D. N°128 del 25 de agosto de 2000.</li> <li>❑ Aprobado según RM N°143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.</li> <li>❑ Modificado según R.M. N°009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009</li> </ul>		

## 1. OBJETIVO

Reformular el PDO ante desviaciones de oferta y demanda previstas, así como después de fallas o eventos imprevistos.

## 2. BASE LEGAL

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 39°, 40°, 41° inciso b)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91° inciso b y c, 92°, 194° inciso b)
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 2.4. Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 2.5. Decreto Supremo N°037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7°)

## 3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

## 4. RESPONSABILIDADES

### 4.1. La DOCOES

- 4.1.1. A través de la DPP, es el encargado de la Reprogramación de la Operación, tomando como referencia el PDO y el despacho ejecutado hasta ese momento.
- 4.1.2. La DPP, hará llegar al Coordinador y a los integrantes del COES, la Reprogramación vía correo electrónico o similar, o vía fax en caso de desperfecto de los sistemas anteriores.
- 4.1.3. Ordinariamente, la DPP emitirá una reprogramación a las 08:00 horas y otro a las 16:00 horas y extraordinariamente en otras horas por iniciativa propia o a solicitud del Coordinador.

### 4.2. Del Coordinador

- 4.2.1. Requerir a la DPP de la DOCOES la reprogramación de la operación del Sistema.
- 4.2.2. Suministrar la información necesaria a la DPP que permita elaborar la Reprogramación.

4.2.3. El Coordinador en ausencia de la Reprogramación elaborado por la DPP, reformulará el programa de operación, comunicando previamente tal decisión a la DPP.

4.2.4. Atender la solicitud proveniente de un integrante del COES o algún otro Integrante del SINAC que pueda ameritar una Reprogramación.

#### **4.3. De los Integrantes**

4.3.1. Suministrar al Coordinador con copia a la DOCOES, la información necesaria para efectuar la Reprogramación cuando sea requerida.

4.3.2. Cumplir con la Reprogramación a través de las indicaciones del Coordinador.

4.3.3. Verificar inmediatamente que la Reprogramación no vulnere la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros.

4.3.4. De comprobarse en la Reprogramación inminentes vulneraciones, cualquier integrante del COES o algún otro Integrante del SINAC deberá comunicar al coordinador para su corrección, con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en casos excepcionales. Simultáneamente, remitirán copia de la reclamación a los demás integrantes por el mismo medio.

### **5. ETAPAS SECUENCIALES PREVIA A LA ELABORACION DE LA REPROGRAMACION DE LA OPERACION**

Se guiará por las siguientes etapas:

5.1. Luego de una acción correctiva de la operación realizada en tiempo real, el Coordinador observará, comparará y analizará la evolución y el comportamiento del Sistema con respecto al PDO, y ejecutará las acciones inmediatas de reprogramación.

5.2. De persistir la necesidad de la reprogramación, dentro de los treinta (30) minutos siguientes a la acción correctiva, el Coordinador solicitará a la DPP la reprogramación, quien hará una evaluación de la configuración y recolección de datos del Sistema, y de la evaluación de los mismos decidirán el requerimiento de una Reprogramación. La evaluación se hará fundamentalmente sobre la demanda, disponibilidad de la oferta total, eventos más relevantes del SINAC, evaluación de la RPF y RSF e información de las restricciones operativas del sistema.

5.3. Antes de los ciento veinte (120) minutos siguientes la DPP, elaborará la Reprogramación de la Operación cuando menos para el resto de las horas del día y comunicará al Coordinador y a los integrantes del COES la nueva formulación de la Operación del Sistema. Cualquier observación y corrección a la Reprogramación se coordinará con la DPP, para que a la brevedad posible emita una nueva Reprogramación.

5.4. En los sesenta (60) minutos restantes, el Coordinador dispondrá la aplicación de la Reprogramación. En caso contrario comunicará a la DPP su decisión con la respectiva sustentación.

### **6. REPROGRAMACION DE LA OPERACION**

La Reprogramación de la Operación se hará con la finalidad de solucionar las causas que la han originado, además de cumplir con los criterios de seguridad, calidad y economía.

La Reprogramación se puede realizar a criterio de la DPP o a pedido del Coordinador en coordinación con los otros integrantes, cuando se prevé variaciones sostenidas al PDO o después de superar situaciones de contingencia.

La Reprogramación y las disposiciones operativas del Coordinador, deben considerar: la seguridad de las personas, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como de la propiedad de terceros.

Las principales razones para elaborar una Reprogramación son:

- La desviación de la demanda del SINAC, que origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada en el despacho económico del sistema de un equipo de generación o transmisión que altere la ejecución del PDO.
- Las variaciones de los caudales naturales de los ríos y el estado de los embalses, que afecten la capacidad de generación de las centrales hidráulicas.
- La variación de los niveles de tensión cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la NTCSE y /o NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de sus componentes principales.
- Indisponibilidad o restricción parcial o total del suministro de combustible para las plantas térmicas.
- Variaciones de la frecuencia.
- Otros eventos imprevistos.

#### **6.1. Por desviación de la demanda**

La demanda debe ser registrada en tiempo real o cuando menos cada media hora y comparada con la demanda programada en el PDO. Esto permitirá verificar, cuantificar y determinar en lo posible la(s) causa(s) de la(s) desviación(es) de la demanda, de manera que se pueda estimar la tendencia de la carga en las siguientes horas del día.

Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada, y como consecuencia se prevé que afectará los límites establecidos como reserva rotante (RPF, RSF), el Coordinador dispondrá variar el despacho de la operación en tiempo real considerando criterios de seguridad y calidad, teniendo en cuenta en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre la operación al mínimo costo total del SINAC.

##### **6.1.1. Por presencia de mayor demanda que la prevista**

Se incrementará la generación del sistema de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Centrales hidráulicas con capacidad de regulación. Se aumentará proporcionalmente en función a su potencia efectiva, tomando en cuenta lo establecido en el Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional. El valor límite de generación adicional estará dado por los máximos y mínimos niveles permisibles de los embalses, considerando las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.

- b Con centrales térmicas, en función al menor costo operativo total para el Sistema.

#### **6.1.2. Por presencia de menor demanda a la prevista**

Se disminuirá la generación de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Las centrales térmicas, empezando por la de mayor costo operativo total, excepto las que estén programadas por necesidad de energía, o por restricciones operativas (tensión, seguridad, calidad; etc.).
- b Centrales hidráulicas con capacidad de regulación: Se disminuirá en lo posible la generación, proporcionalmente a su potencia efectiva y tomando en cuenta lo establecido en el Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional. El valor límite de la menor generación estará dado por los niveles máximos y mínimos permisibles en los embalses, considerando las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.
- c Centrales hidráulicas sin capacidad de regulación: Todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas y del sistema.
- d Centrales de Cogeneración Calificadas operando para producir calor útil.

#### **6.2. Por indisponibilidad forzada de equipos.**

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

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

- a Para el área con déficit, dispondrá preferentemente incrementar la generación de las unidades de la reserva rotante de menor costo variable.
- b Para el área con exceso, dispone preferentemente disminuir la generación de las unidades de mayor costo variable. Quedan exceptuadas las unidades de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil, y las unidades térmicas que operan por despacho de energía. Una unidad térmica opera por despacho de energía cuando, por optimización del despacho, permite aumentar los niveles de los embalses de las centrales hidráulicas.

En ambos casos, el integrante del COES o algún otro Integrante del SINAC cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerita, informando sobre el hecho inmediatamente a la DOCOES, quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, elaborará una reprogramación tomando en consideración los efectos del evento, para las horas restantes del día.

### **6.3. Por variación de los caudales naturales**

#### **6.3.1. Incremento de caudales**

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

##### **a Si operan centrales hidráulicas y térmicas**

En caso de producirse el incremento de los caudales naturales, el Coordinador decidirá incrementar la generación de las centrales hidráulicas de pasada, en cuyas cuencas se presentaron los incrementos de caudales naturales y por otro lado la disminución y/o reducción de tiempo de operación y/o salida de servicio de la generación térmica, minimizando el costo operativo total, sin afectar el despacho de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.

##### **b Si solo operan centrales hidráulicas**

El Coordinador dispondrá incrementar la generación de Centrales de pasada y disminuir de aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento. Alcanzado el vertimiento por una central, se dispondrá el incremento de la generación de dicha central para reducir en lo posible dicha condición. Este criterio se adopta en cada central que va alcanzando la condición de vertimiento.

##### **c En caso de sobre oferta hidráulica del SINAC**

En caso de sobre oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a sus potencias efectivas considerando sus restricciones operativas, sin afectar el despacho de las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.

Luego de tomar las acciones correctivas descritas, la DOCOES procederá a elaborar la Reprogramación de ser necesario con un horizonte semanal, tomando en cuenta el estado actual del sistema.

#### **6.3.2. Disminución de caudales naturales del SINAC**

Con la información inmediata que el Coordinador comunique a la DOCOES, quien tomará las siguientes acciones correctivas:

- a Evaluar si resulta óptimo para la operación económica del sistema, incrementar la generación con centrales hidráulicas con regulación semanal y diaria y de ser necesario disponer la operación de unidades térmicas de menor costo operativo.
- b Dependiendo de la magnitud y la persistencia de la disminución de los caudales, se procederá a reprogramar el PSO.

Luego de tomar las medidas correctivas, la DOCOES procederá a elaborar la Reprogramación de ser necesario con un horizonte semanal, tomando en cuenta el estado actual del sistema.

### **6.4. Por variación de la tensión en barras del SINAC**

Luego de disponer la operación de una unidad o unidades térmicas por tensión por parte del Coordinador cuando la tensión de una barra de carga sea inferior al 97.5% de la tensión de operación, o en caso de severa emergencia luego de la desconexión manual de cargas preestablecidas para evitar colapso por tensión, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores a 95% de su tensión de operación; la DOCOES procederá a elaborar la Reprogramación, tomando en cuenta:

- a) La potencia activa adicional de las unidades despachadas por tensión.
- b) Características técnicas como tiempo mínimo de operación y carga mínima.
- c) Una posible identificación de la causa de la disminución de tensión para que ésta se considere en la Reprogramación.
- d) Disminución del despacho de las unidades hidráulicas.
- e) De ser posible, solicitar la suspensión de trabajos de mantenimiento si con ello se supera el problema de tensión.

#### **6.5. Por límite de capacidad de transporte de las líneas de transmisión y equipos de transformación**

Luego de adoptadas las medidas correctivas por parte del Coordinador y comunicado oportunamente a la DPP, quien tomará en cuenta para la Reprogramación lo siguiente:

- a La generación y la demanda locales, para mantener las condiciones normales de operación.
- b Indicar los periodos de operación en los que se prevé sobrecarga

#### **6.6. Por variación de frecuencia del sistema**

En todo momento la DPP asignará una reserva rotante mediante una Reprogramación de acuerdo al Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

### **7. VIGENCIA DE LA REPROGRAMACION**

La Reprogramación reemplaza, para todos los efectos, al PDO desde su puesta en vigencia por el Coordinador, y los integrantes del COES están obligados a cumplirla.

El Coordinador deberá señalar en el IDCOS las causas de la Reprogramación y, en los casos que lo ameriten, la justificación de las directivas impartidas.