

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA</b>	<b>PR- 37</b>
<b>PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO DE LA OPERACIÓN DEL SEIN</b>		
<input type="checkbox"/> Aprobado según Resolución OSINERGMIN N° 215-2010-OS/CD del 29 de agosto de 2010.		

## 1. OBJETIVO

Establecer los criterios, metodología y demás aspectos relacionados con la elaboración del Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN (PMPO).

## 2. BASE LEGAL

- 2.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas
- 2.2 Decreto Supremo 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- 2.3 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.5 Decreto Supremo N° 009-99-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 2.6 Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 2.7 Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.8 Decreto Supremo N° 050-2008-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 2.9 Estatutos del COES.

## 3. DEFINICIONES Y NOMENCLATURA

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y sus modificatorias, así como en la normativa citada en la Base Legal de este Procedimiento.

## 4. RESPONSABILIDADES

### 4.1 Del COES

- 4.1.1 Elaborar el PMPO acompañado con la sustentación técnica del caso, la misma que deberá considerar como mínimo lo siguiente:
  - a) Breve descripción de la metodología utilizada.
  - b) Pronóstico de la evaluación de la demanda y del comportamiento hidrológico.
  - c) Oferta de generación y transmisión.
  - d) Programas de mantenimiento considerados.

- e) Escenarios más probables y críticos.
  - f) Resultados, incluyendo principalmente los costos marginales esperados promedio mensual por bloques de demanda, despacho esperado, trayectoria óptima para el uso de los principales embalses, volúmenes óptimos de descarga.
- 4.1.2 Poner a disposición de los Agentes del SEIN, conjuntamente con la publicación de los resultados del PMPO, todos los datos y elementos necesarios para la ejecución de los modelos y *software* correspondiente. Cada uno de los Agentes a su criterio obtendrá las licencias del software que sean necesarias a efectos de elaborar sus propias simulaciones y verificaciones.
- 4.1.3 Informar, junto con los resultados del PMPO, los resultados de las simulaciones orientadas a identificar y analizar situaciones que pudiesen resultar críticas para el abastecimiento de la demanda del SEIN.
- 4.1.4 Utilizar los resultados del PMPO como información de entrada para la Programación de Corto Plazo del COES, de acuerdo a los criterios definidos por la Dirección Ejecutiva.
- 4.1.5 Emitir notas técnicas que sustenten la elección de los parámetros del modelo de optimización, los parámetros y restricciones de los equipos a utilizar y la modelación de configuraciones especiales de centrales térmicas.
- 4.1.6 Solicitar precisiones o información complementaria destinada a corroborar la información recibida de los Agentes del SEIN. Asimismo, el COES deberá evaluar y analizar dicha información, a fin de que la misma resulte suficiente para el PMPO.
- 4.1.7 Modelar adecuadamente el SEIN proveyendo los recursos humanos necesarios y los medios para una implementación solvente de los modelos y las tareas periódicas necesarias para su actualización y mantenimiento.
- 4.1.8 Verificar la consistencia de los datos aportados, utilizando métodos estadísticos aplicados sobre la serie histórica consolidada.
- 4.1.9 Contar con un modelo de pronóstico de caudales medios semanales con horizonte anual para cada punto de interés, a fin de validar los pronósticos suministrados, y eventualmente reemplazarlos. Este modelo deberá considerar, al menos, el comportamiento de auto correlación de la serie y el residuo aleatorio de la misma.

## **4.2 De los Agentes**

- 4.2.1 Proporcionar al COES la información necesaria, conforme se detalla en el numeral 7 siguiente, con los datos estadísticos de la operación de sus instalaciones, requeridos por el COES para la elaboración del PMPO.
- 4.2.2 Cada Agente es responsable de la veracidad y exactitud de la información proporcionada para la obtención del PMPO. Asimismo, cada Agente es responsable de verificar el modelamiento de sus instalaciones en el PMPO.
- 4.2.3 Adecuar su sistema de captación de datos de caudales o escurrimientos hídricos superficiales en los puntos de interés que determine el COES, para proporcionar al menos caudales naturales históricos (promedios diarios) y con al menos una medición diaria.
- 4.2.4 Al menos una vez al mes, proporcionarán un pronóstico de caudales medios semanales para las próximas 52 semanas.

## 5. APROBACIÓN

El PMPO será aprobado y emitido por el COES ordinariamente antes de las 17:00 horas del séptimo día de cada mes o del día hábil siguiente, si este fuera un día no laborable. El PMPO será publicado en la página Web del COES y será remitido vía correo electrónico a los Integrantes Registrados del COES.

## 6. VIGENCIA

El PMPO tendrá validez mensual y se mantendrá vigente en tanto no se haya emitido su actualización.

## 7. INFORMACIÓN REQUERIDA

La información requerida para la aplicación del presente Procedimiento, será remitida y sustentada por los Agentes del SEIN, en los formatos que el COES establezca y vía correo electrónico, a más tardar hasta las 17:00 horas del segundo (2) día de cada mes. El COES, dentro de un plazo de tres (3) días hábiles de recibida, podrá solicitar precisiones o información complementaria destinadas a corroborar dicha información. En los casos que la misma no resulte suficiente podrá aplicar su mejor criterio técnico con la información disponible, con el sustento técnico del caso. El COES publicará en su Portal de Internet los formatos e información relacionada.

A continuación se detalla los datos a ser requeridos por el COES y la periodicidad en el flujo de información a aportar por parte de los Agentes del SEIN:

- a) Aporte de caudales históricos naturalizados (promedios mensuales) del año calendario hasta el mes anterior a la elaboración del PMPO. Asimismo los caudales naturales proyectados para 12 meses en adelante. A cada cuenca de interés le corresponderá una modelación específica, pudiendo utilizarse como base el último Estudio para la Fijación de Precios en Barra.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN con generación hidroeléctrica.

- b) Previsión de demanda de los Grandes Usuarios. Los usuarios de más de 10 MW informarán su demanda histórica por barra, correspondiente a los meses transcurridos del año en curso y prevista para los siguientes 12 meses, en energía y por bloques horarios.

Reporte: Mensual.

Emisor: Grandes usuarios

- c) Previsión de demanda de los Distribuidores. Los Distribuidores informarán su demanda histórica por barra, correspondiente a los meses transcurridos del año en curso y prevista para los siguientes 12 meses, en energía y por bloques horarios.

Reporte: Mensual.

Emisor: Distribuidores.

- d) Los Agentes no integrantes del COES, a solicitud del COES, deberán suministrar, sus previsiones de producción en energía y por bloques horarios, para los siguientes 12 meses.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes no integrantes.

- e) Volumen final y descargado en el mes, de los embalses de las centrales hidroeléctricas, incluyendo el volumen máximo y mínimo. Los datos corresponderán a los meses transcurridos del año en curso.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN con generación hidroeléctrica.

- f) Programa de generación de los cogeneradores: Los titulares de centrales de cogeneración deberán presentar, para los próximos 12 meses, su programa de generación de energía por bloque horario asociado y no asociado a su producción de calor útil.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN titulares de Centrales de Cogeneración Calificadas.

- g) Programa de generación de las unidades que utilizan RER: Los titulares de centrales de generación con RER, deberán presentar, para los próximos 12 meses, su programa de generación de energía por bloque horario.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN titulares de unidades de generación que utilizan RER.

- h) Plan de obras de generación y equipos de transmisión, retiro de grupos y/o incremento de la capacidad de las obras de generación en una central hidroeléctrica prevista para los siguientes 12 meses. Se incluirá como sustento la última actualización del correspondiente cronograma de actividades y datos técnicos.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN.

- i) Aporte de caudales naturales históricos (promedios semanales) del año calendario hasta el mes anterior a la elaboración del PMPO. Asimismo, los caudales proyectados para 52 semanas en adelante.

Reporte: Mensual.

Emisor: Agentes del SEIN con generación hidroeléctrica.

## **8. METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO DE LA OPERACIÓN**

La metodología a utilizar para la elaboración del PMPO considera lo siguiente:

### **8.1 Función Objetivo**

El modelo de programación a utilizar deberá tener como objetivo minimizar la suma de los costos operativos inmediatos, dados por los costos de generación termoeléctrica más los costos por racionamiento tanto por déficit de generación como por restricciones de transporte, y el costo esperado futuro por el uso de agua embalsada.

El periodo de optimización será de un año, discretizado en 12 meses o en 52 semanas. Para lo cual cada mes o semana, según sea el caso, será representado al menos por cuatro (4) bloques horarios.

Los resultados del PMPO serán utilizados como información de entrada para el Procedimiento de Corto Plazo del COES

## **8.2 Restricciones a considerar**

### **8.2.1 Límites técnicos operativos de la generación hidroeléctrica**

#### **a. Límites de almacenamiento**

Debe contemplar los límites mínimo y máximo almacenables en cada embalse que han sido considerados en el estudio hidrológico descrito en el procedimiento N° 26. Eventualmente, para fines operativos, estos límites pueden cambiar dentro del horizonte de optimización con el sustento correspondiente.

#### **b. Mínimo caudal turbinable**

Dado que puede ser infactible imponer una restricción de caudal turbinado, el modelo debe prever variables de holgura con penalización por incumplimiento en la función objetivo.

#### **c. Máximo caudal turbinable**

Determinado como el menor caudal entre el correspondiente a la potencia máxima de la turbina y la máxima potencia del alternador.

### **8.2.2 Límites técnicos operativos de la generación térmica**

a. Máximo técnico: Los despachos deben respetar los límites de potencia máxima de la unidad.

b. Unidades obligadas al mínimo: El modelo debe permitir que se obligue unidades a operar al mínimo técnico, por restricciones operativas relacionadas con el control de tensión u otras variables.

### **8.2.3 Restricciones de la Red de Transmisión**

a. Límites máximos de potencia activa para una línea o conjunto de líneas de interconexión seleccionadas y para equipos de transformación.

b. Flujos de potencia, que permitan la determinación como mínimo de flujos de potencia activa en sistemas enmallados (flujos de potencia en corriente continua - DC).

c. Pérdidas de transmisión: Cuadráticas o linealizadas.

### **8.2.4 Otras Restricciones**

a. Restricciones en centrales de pasada.

b. Condiciones económicas del intercambio, en ambos sentidos, para el caso de interconexiones internacionales.

c. La posibilidad de empuntamiento de las centrales con pequeña capacidad de regulación debe poder ser modeladas, diferenciándolas de las centrales de pasada.

d. Riego, Agua Potable y otros usos.

- e. Las restricciones aguas abajo para uso destinado a riego, agua potable u otros usos deben contemplar al menos las siguientes posibilidades:
  - i. Caudal mínimo erogado en cada etapa.
  - ii. Volumen mínimo del embalse al inicio de cada etapa, variable.
  - iii. Volumen total erogado (máximo y/o mínimo) en una etapa o conjunto de etapas.
- f. Restricciones de seguridad en los embalses.
- g. Restricciones de erogación total.
- h. Debe permitirse ingresar unidades térmicas obligadas.
- i. Debe permitirse ingresar unidades de generación forzadas a su capacidad máxima, independientemente de la economía del sistema.
- j. Disponibilidad máxima de combustibles.

Se considerará la disponibilidad máxima en volumen de cualquier tipo de combustible. El modelo debe ser capaz de distribuir óptimamente dicha disponibilidad por etapa, entre las unidades habilitadas para utilizarlo.

- k. Múltiples combustibles

El modelo debe permitir el uso de múltiples combustibles, para aquellas unidades o centrales que permitan utilizar más de un combustible.

- l. Costos de arranque y parada de unidades térmicas.

Para unidades térmicas con costos de arranque considerables, el modelo deberá permitir evaluar económicamente el arranque, en la etapa.

- m. Disponibilidad y transporte de gas natural.

El modelo debe permitir modelar las restricciones de disponibilidad y capacidad de transporte de gas natural por redes u otros medios, de acuerdo con la reglamentación vigente y las obligaciones del COES de distribuir óptimamente las cuotas asignadas a generación eléctrica.

- n. Reserva Rotante (RPF y RSF).

La reserva rotante requerida por el sistema es un dato por etapa y bloque horario, ya sea en valores absolutos o ya sea como porcentaje de la demanda. El modelo debe permitir la asignación óptima de esa reserva requerida entre las unidades habilitadas a tal fin y adecuarlas al margen operativo disponible en cada unidad, ya sean estas térmicas o hidroeléctricas.

- o. Interconexiones Internacionales

El modelo debe permitir representar sistemas interconectados, cada uno con su propia demanda y capacidad de intercambio con los sistemas vecinos. Cada sistema puede estar compuesto por uno o varios nodos del sistema de transmisión del SEIN o bien representar una interconexión internacional.

La modelación de las restricciones con cada país deberá contemplar lo establecido en los Acuerdos Operativos y a lo establecido en el Procedimiento relativo a la Programación de las Interconexiones Internacionales, que se apruebe.

### 8.3 Representación de los diferentes componentes del SEIN

#### 8.3.1 Representación de las centrales hidroeléctricas

El modelo debe ser capaz de representar la topología compleja de los aprovechamientos hidroeléctricos del SEIN.

Para el PMPO implicarán variables de control del problema de optimización las erogaciones de embalses controlables, esto es que no tengan sus erogaciones impuestas por otros usos no eléctricos y con capacidad de regulación mensual o estacional.

En todos los casos el modelo será capaz de determinar adecuadamente la generación de centrales hidroeléctricas que reciben tanto aportes naturales como erogaciones controladas de embalses aguas arriba de ellas.

Asimismo, las centrales hidroeléctricas serán representadas en la función objetivo mediante sus costos variables calculados como la suma de:

- i. La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas, de acuerdo con el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
- ii. El costo variable (S/./kWh) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.
- iii. Otros costos reconocidos por la normativa vigente.

#### 8.3.2 Representación de las centrales termoeléctricas

La representación de las centrales termoeléctricas se basa en la función de costos variables con la potencia producida. Los costos variables de la unidad estarán compuestos por los "COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES" y "COSTOS VARIABLES NO COMBUSTIBLES", de acuerdo con las definiciones y especificaciones dadas en el Procedimiento Técnico del COES N° 32.

#### 8.3.3 Representación de las centrales de cogeneración

La representación de las centrales térmicas de cogeneración dependerá de su condición de operación "sin producción de calor útil" y "con producción de calor útil":

Sin producción de calor útil: será representada de la misma manera que una central termoeléctrica convencional.

Con producción de calor útil: será considerada como una central con generación predefinida, cuya potencia de generación no constituye una variable de control del problema de optimización.

#### 8.3.4 Representación de la generación utilizando RER

Las centrales de generación que utilizan RER que no puedan ser modeladas, serán consideradas como centrales con generación predefinida, cuya potencia de generación no constituye una variable de control del problema de optimización.

#### 8.3.5 Representación de la red eléctrica

La representación de la red eléctrica será explícita y podrá simplificarse con respecto a las cantidades de nodos y líneas, en la medida que no se obvien

restricciones que puedan impactar de manera significativa sobre los resultados del PMPO, ya sea desde el punto de vista operacional como económico.

El sistema de transmisión representado debe incluir todos aquellos nodos del sistema que permitan considerar la posible activación de restricciones, ante diferentes escenarios de generación y demanda.

La simulación de la operación del SEIN se realizará al menos considerando un flujo de potencia activa en corriente continua (flujo "DC"), teniendo en cuenta la capacidad de los distintos elementos que componen la red y las pérdidas de transmisión. Se tendrá especial cuidado de incluir aquellos elementos del sistema de transmisión que se conozca podrían implicar restricciones al despacho económico de generación.

En el modelo se consideran las siguientes restricciones: Balance de potencia en cada barra por bloque horario, la potencia de racionamiento que permita evitar la infactibilidad de las soluciones y el límite de la capacidad de las líneas de transmisión.

#### **8.4 Representación de la reserva rotante**

Para el caso del modelo para determinar el PMPO, se utilizará como dato los requerimientos de reserva rotante calculada utilizando el Procedimiento Técnico del COES N° 22.

#### **8.5 Pronóstico de la demanda de mediano plazo**

El pronóstico de la demanda de mediano plazo se realizará utilizando un modelo autoregresivo, que puede incluir entre sus variables explicativas las siguientes: datos estadísticos, datos económicos y atípicos particulares. Los resultados del modelo serán evaluados mensualmente, comparándolos con valores reales y, de ser necesario, se reformulará su especificación, adjuntando para ello un informe sustentatorio. La información requerida en los literales b) y c) del numeral 7 servirá para mejorar la serie estadística que utiliza el modelo.

#### **8.6 Pronóstico hidrológico**

Para la elaboración del pronóstico hidrológico, se tomará como base la información histórica proporcionada por los Agentes. En el caso de la información pronosticada remitida por los Agentes, el COES efectuará una revisión de la probabilidad de excedencia informada y la validará, tomando como referencia la probabilidad de excedencia de los datos históricos.

#### **8.7 Metodología de cálculo**

Política de Operación: En términos generales, el modelo deberá permitir la programación estocástica de la operación, considerando principalmente el carácter aleatorio de los aportes de agua, de la demanda total del SEIN y del comportamiento operación – falla de las unidades de generación.

Simulación estocástica de la operación: La simulación de la operación requiere las funciones de costo esperado futuro, producidas en la Política de Operación, y se lleva a cabo en modo secuencial mediante simulación estocástica de las ocurrencias hidrológicas y para escenarios probables de demanda. La disponibilidad estocástica del parque de generación y red de transmisión se tendrá en cuenta ya sea por

simulación estocástica, si el modelo lo permite, o mediante reducción promedio de la potencia disponible.

## **9. RESULTADOS PRINCIPALES**

### **9.1 Política de operación**

Para determinar la política de operación se utilizará un modelo de optimización basado en programación dinámica estocástica u otro algoritmo equivalente.

Los principales resultados a obtener serán los siguientes:

- i. Función de costos futuros y valor del agua para cada central con capacidad de regulación estacional o mensual, para cada periodo del horizonte de optimización.
- ii. Valores esperados de erogaciones y trayectoria de embalses, así como de generación hidroeléctrica, por periodo y bloques horarios considerados.
- iii. Valores esperados de generación termoeléctrica y consumo de combustibles por periodo y bloques horarios considerados.
- iv. Flujos por las interconexiones.
- v. Valor esperado del costo operativo total.
- vi. Valor esperado de los costos marginales en cada nodo del sistema de transmisión, teniendo en cuenta pérdidas y otras restricciones activas, por periodo y bloques horarios considerados.
- vii. Valor esperado del déficit de energía, por periodo y bloques horarios considerados.

### **9.2 Simulación estocástica de la operación**

Utilizando las funciones de costo futuro obtenidas con el modelo de optimización referido en el numeral 9.1, se determinará la operación óptima del SEIN para escenarios de hidrología, demanda, disponibilidad de las unidades de generación y configuración de la red de transmisión.

Estas simulaciones permitirán identificar particularmente aquellos escenarios operativos que impliquen un riesgo significativo de incurrir en déficit de abastecimiento.

Para cada simulación se obtendrán los siguientes resultados, para cada etapa y totales del horizonte de análisis:

- i. Generación del sistema: Total del sistema y por centrales.
- ii. Balance demanda – generación y déficit.
- iii. Evolución del almacenamiento de los embalses, aportes, descargas, vertimientos y balance hídrico.
- iv. Costos marginales del sistema y por barra
- v. Consumos de combustible, discriminados por tipo.

Los resultados se presentarán además en gráficos explicativos y de ser el caso, se incluirá el análisis de las condiciones operativas que conducen a situaciones de racionamientos significativos y propuestas de acciones correctivas conducentes a reducir o eliminar el racionamiento.