2001-03-26.- R.M. N° 143-2001-EM/VME.- Aprueban procedimientos N°s 01 al 19 para la optimización de la operación y la valorización de las transferencias de energia del COES-SINAC. ***(2001-03-31)***

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 143-2001-EM/VME

Lima, 26 de marzo de 2001

CONSIDERANDO :

Que, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 40º incisos c) y d) del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, así como por el artículo 86º inciso d) y demás normas complementarias y concordantes del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 009-93-EM, corresponde al Comité de Operación Económica del Sistema- COES, proponer al Ministerio de Energía y Minas, los procedimientos para la optimización de la operación, transferencias de potencia y energía, procedimiento de cálculo para determinar la indisponibilidad de las unidades de generación y demás procedimientos necesarios para la operación y valorización de transferencias de energía y potencia en un Sistema Interconectado;

Que, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, ha propuesto al Ministerio de Energía y Minas diversos procedimientos que han sido materia de estudio, conformidad y en algunos casos de observación, por parte del Ministerio de Energía y Minas;

Que, según lo previsto en el artículo 121º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio de Energía y Minas, corresponde a éste aprobarlos, y a falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en el Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento;

Que, para facilitar la comprensión de los términos y abreviaturas utilizados en los procedimientos técnicos del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC, es necesario establecer un glosario de abreviaturas y definiciones utilizados en los referidos procedimientos;

Que, habiéndose culminado el proceso de propuesta, revisión, observación, subsanación y estructuración de diecinueve (19) de los procedimientos referidos a la optimización de la operación y valorización de las transferencias de energía;

De conformidad con los dispositivos legales que anteceden y estando a lo dispuesto por el Decreto Ley Nº 25962 -Ley Orgánica del Sector Energía y Minas y el Decreto Legislativo Nº 560, Ley del Poder Ejecutivo;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Vice Ministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1º.- Aprobar los procedimientos Nº 01 al 19 para la optimización de la operación y la valorización de las transferencias de energía, del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC; así como el glosario de abreviaturas y definiciones, que forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2º.- La presente Resolución Ministerial, entrará en vigencia el día de su publicación.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Única.- Los temas vinculados con procedimientos pendientes de aprobación por el Ministerio de Energía y Minas, seguirán rigiéndose por los procedimientos provisionales que el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional - COES-SINAC viene aplicando, sin perjuicio de los recálculos a que hubiere lugar.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

CARLOS HERRERA DESCALZI
Ministro de Energía y Minas

GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC

Cuando en los procedimientos técnicos del COES-SINAC se utilicen las definiciones y abreviaturas del presente Glosario, sea en letras mayúsculas o minúsculas, deberá atribuírsele el significado que se describe a continuación.

1. DEFINICIONES

Año extremadamente húmedo: Año hidrológico con excesiva aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 0% y 20%.

Año extremadamente seco: Año crítico con poca aportación de agua muy inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 80% y 100%.

Año hidrológico: Período de un año que se inicia con un período de avenida y culmina con un período de estiaje.

Año húmedo: Año hidrológico con aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 20% y 40%.

Año normal o año promedio: Año hidrológico cuya excedencia es el promedio anual de toda la muestra. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 40% y 60%.

Año seco: Año hidrológico con aportación de agua inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 60% y 80%.

Area: Sección del Sistema Interconectado compuesto por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del Sistema y operar aisladamente en situación de emergencia, por mantenimiento, por copamiento o por fallas de líneas de transmisión.

Arranque independiente: Arranque de las unidades térmicas cuando existe ausencia del suministro eléctrico en la red del sistema que alimenta a sus servicios auxiliares (black start).

Banda muerta del regulador*:* Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

Barra de transferencia: Barra del Sistema Principal de Transmisión y además aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes.

Bloques horarios: Períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.

Capacidad de potencia máxima disponible: Se refiere a la potencia máxima continua con que se puede despachar una unidad como máximo, sin considerar las limitaciones por RPF y/o RSF.

Capacidad de regulación*:* Potencia que una máquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación primaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación secundaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos.

Caudal de descarga: Es el caudal que fluye de los reservorios naturales (lagunas) o artificiales (embalses o presas).

Caudal natural: Caudal que fluye en forma natural por los ríos o hidroductos y que provienen de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Es una variable de naturaleza estacional.

Caudal natural afluente: Caudal originado en forma natural, en el cual no se considera ninguna obra hidráulica de embalse o regulación.

Caudal regulado: Suma del caudal natural más el caudal de descarga, que fluye a través de los ríos o hidroductos cuyas aguas ingresan hacia los reservorios de regulación o tazas del sistema de generación hidráulica.

Central de pasada: Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño, carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación.

Central de regulación: Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal.

Central hidráulica de pasada: Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua afluente que no se almacena en reservorios para generación de energía eléctrica.

Central hidráulica de regulación: Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

Condición de potencia efectiva: Es la condición imperante cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría, y que se designan como presión ambiente de potencia

efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Condición de vertimiento: Condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadores asociadas a éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste no tengan capacidad de generación disponible.

Configuración: Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

Consumo específico: Consumo de calor en el proceso de generación de una unidad de energía (cal/kWh).

Coordinación de la Operación en Tiempo Real: Actividades de coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Interconectado Nacional, las cuales incluyen entre otras:

a. Ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación, la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la seguridad y la calidad del servicio del sistema, que conlleven a minimizar los costos de operación y racionamiento;
b. Operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados, y;
c. Ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Coordinador de la Operación del Sistema (Coordinador): Ente encargado de la coordinación de la operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Costo de arranque – parada y de baja eficiencia rampa de carga – descarga (Ccbef): Consumo de combustible de una unidad térmica, incurrido durante el arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como los de parada después de salir del paralelo.

Costo de combustible: Costo total de aquel combustible puesto en toberas o inyectores, es decir, disponible y listo para ser quemado, cada unidad de combustible puede incluir los costos de compra, transporte, tratamiento mecánico, químico y financiero.

Costo de racionamiento: Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

Costo marginal de corto plazo: Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

Costo medio: Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

Costos variables (CV): Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.

Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de reservorios naturales o artificiales cuyas aguas fluyen hacia los ríos o hidroductos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Demanda insatisfecha: Diferencia entre la demanda programada en la operación diaria y la demanda realmente abastecida.

Demanda máxima anual del sistema: Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Desconexión automática de generación: Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.

Despacho : Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Energía de pasada: Energía obtenida por diferencia de la energía garantizada y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria.

Energía garantizada: Energía determinada mediante simulación de la operación óptima, con los caudales naturales afluentes para la probabilidad de excedencia dada de la cuenca en donde se encuentra(n) ubicada(s) la(s) central(es) hidráulica(s).

Energía generable de las centrales hidroeléctricas*:* Es la energía producible por la centrales hidroeléctricas de acuerdo a la hidrología histórica.

Energía regulada con el reservorio de regulación horario: Energía almacenable en el reservorio de regulación para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijadas.

Ensayo de medición de la potencia efectiva y rendimiento de una unidad generadora: Conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de pruebas de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo. Los ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Entrega: Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia.

Equipo principal de transmisión: Incluye las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de alerta: Estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control, saldrían de los márgenes de tolerancia.

Estación meteorológica: Instalación equipada, donde se realizan mediciones pluviométricas, presión atmosférica, evaporación, temperatura, caudales, volúmenes y otros con fines estadísticos útiles para la operación de los sistemas hidráulicos.

Estado de emergencia: Condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensión se apartan de valores en estado de operación normal y la dinámica que ha adquirido el mismo, amenaza su integridad, siendo necesario tomar medidas

de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

Estados de operación: Cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.

Estado de recuperación: Situación en que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas del suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexiones de generación y de carga para restablecer el estado normal del sistema.

Estado normal: Es el estado en condición estacionario del sistema en el que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Evaluación: Acción de evaluar la Operación en Tiempo Real, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante. La ejecutan la DOCOES y el Coordinador, para tomar acciones de despacho y/o la reprogramación de la operación del Sistema según corresponda.

Factor de indisponibilidad: Probabilidad de que, en cierto momento, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre lista para operar. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible para el servicio.

Factor de pérdidas marginales: Valor que refleja las variaciones de pérdidas de potencia activa que se producen en el Sistema de Transmisión, por el retiro de una unidad de potencia en una determinada barra del Sistema. Este valor deberá reflejar en lo posible, la operación real del sistema eléctrico.

Flujo de carga óptimo: Simulación del flujo de potencia en un sistema eléctrico utilizando un modelo de despacho económico óptimo que tiene en cuenta los costos variables de los generadores, así como las pérdidas y restricciones en la red de transmisión eléctrica.

Generación en mínimo técnico: Potencia mínima que puede generar una unidad sin comprometer la degradación de su vida útil.

Indice de riesgo: Probabilidad de no satisfacer la demanda del sistema en un período determinado; por lo que, en porcentaje es fijado por la DOCOES en la programación de corto plazo, para garantizar la operación del Sistema con reserva suficiente de RPF y RSF.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

Indisponibilidad fortuita o intempestiva: Aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

a) Inmediatamente

b) Automáticamente

c) Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita.

Indisponibilidad programada: Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:

a) Construcción

b) Mantenimiento preventivo o

c) Reparación

Integrante: De acuerdo al Art. 81 del Reglamento, el COES-SINAC está integrado por:

a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.

b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplen individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

Integrante del Sistema (Integrante): Para efectos del Procedimiento N° 09 se refiere a los titulares de generación que operan conectados eléctricamente al Sistema (tenga o no tenga representación en el Directorio del COES-SINAC), a los titulares de redes de transmisión, a los titulares de redes de distribución y a los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, de distribución y/o de clientes libres.

Mantenimiento correctivo: Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

Mantenimiento correctivo de emergencia: Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

Mantenimiento correctivo programado: Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

Mantenimiento diario programado: Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento mayor: Actividad cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión durante un período superior a 24 horas.

Mantenimiento no programado: Actividad que no está indicada en el programa de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo: Consiste en realizar actividades que son ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo elaborado por los integrantes para cada uno de los equipos y que normalmente involucran las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

Mantenimiento programado: Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Se refiere al mantenimiento de un determinado equipo aprobado por el COES-SINAC y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento que requiere que el equipo sea retirado del servicio por un tiempo prefijado, el cual es realizado para fines de construcción, mantenimiento preventivo (propuesto por los Integrantes del Sistema o sus representantes y aprobado en el COES-SINAC para su programación), reparación, entre otros.

También se refiere a los mantenimientos que no involucra salida de servicio de equipos, pero que implican riesgos para el Sistema, como por ejemplo lavados en caliente, inspección en caliente de sistemas de protección, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, entre otros.

Manual de operación del sistema: Compendio de procedimientos y manuales de instrucción de operaciones del conjunto de instalaciones del sistema, su actualización será efectuada por las empresas integrantes e informada a la DOCOES para su respectiva aprobación, toda vez que se produzca alguna modificación dentro del sistema.

Máxima carga: La que determina el operador de la planta, para evitar incurrir en sobrecarga.

Máxima demanda mensual: Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

Máxima demanda mensual a nivel de generación: Potencia media de la energía integrada del Sistema Eléctrico a Nivel de Generación en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes. Este intervalo es el Intervalo de Punta del mes.

Miembro: Para efectos del Procedimiento N° 09, es la empresa integrante del COES-SINAC.

Mínima carga: Potencia que puede mantener un generador por determinadas horas, de modo que se encuentre en capacidad de poder elevarla, cuando así lo disponga el Coordinador por requerimiento del Sistema.

Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución en Tiempo Real, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a mínima carga, por un determinado período en lugar de detenerla y volverla a arrancar.

Operación en tiempo real: Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Período de punta para la operación del sistema: Es el lapso dentro del cual se presenta la máxima demanda del sistema.

Perturbación: Cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del Sistema, originada por la salida forzada de uno o más de sus componentes.

Potencia bruta: Total de la potencia, sin deducción de los servicios auxiliares entregada por la unidad, correspondiente a bornes del generador, cuando opera en condiciones ambientales de temperatura máxima media mensual y humedad relativa media mensual de una data histórica de 20 años.

Potencia efectiva: Máxima potencia continua entregada por dicha central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario y la potencia garantizada como central de pasada.

Potencia garantizada con el reservorio de regulación horario: Cociente de la energía regulada con el reservorio de regulación horario y las horas de regulación prefijadas para el período de evaluación.

Probabilidad de excedencia hidrológica de caudales: Medida probabilística basada en datos de una serie histórica, que permite distinguir las características hidrológicas de una(s) cuenca(s) del sistema de generación, y su rango de operación está comprendido entre 0 % y 100 %. Es decir, es el valor que indica en qué porcentaje los datos históricos registrados son iguales o mayores al que corresponde a dicho valor.

Procedimientos de operación de un integrante: Conjunto de instrucciones de operación elaborados por los CC de cada integrante, con el objetivo de facilitar el proceso de desconexión y/o reposición de los circuitos en estado normal o después de ocurrida una contingencia en el sistema. Su función es la de disponer y orientar para actuar y coordinar en estos casos, además contiene el detalle de la secuencia de actividades y la selectividad de las maniobras y cargas que deben de mantenerse durante la desconexión y/o reposición del sistema.

Procedimientos de operación interempresas: Conjunto de instrucciones acordados entre las partes, que deben manejar las empresas con instalaciones donde intervengan más de dos integrantes del sistema y que son empleados durante la conexión o desconexión de equipos en estado normal o de emergencia para preservar la seguridad y calidad del sistema.

Programa anual de mantenimiento (PAM): Indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales de sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los integrantes del SINAC o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte anual se actualiza trimestralmente.

Programa de mantenimiento mayor (PMMA): Indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, durante un período superior a 24 horas. Cubre un horizonte anual que se actualiza trimestralmente.

Programa de mantenimiento mensual (PMM): Está basado en el PMMA y el PAM. Considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte mensual.

Programa de pruebas de recepción: Protocolo de pruebas de acuerdo a los términos de referencia y especificaciones técnicas conforme a los casos que se indica a continuación para la recepción de unidades de generación.

El programa de pruebas de recepción consta de dos etapas:

a. Pruebas que se realizan en forma aislada sin conexión con el SINAC, las que son de exclusiva responsabilidad de la empresa generadora, según términos de referencia aceptados por la empresa generadora.

b. Pruebas que se realizan en forma interconectada con el SINAC, las cuales implican coordinación para el despacho, por lo que requiere una previa aceptación de parte de la DOCOES siguiendo los términos de referencia vigentes establecidos para tal propósito.

Programa diario de mantenimiento (PDM): Basado en el programa semanal y la confirmación diaria de la ejecución de los mantenimientos considerados. Este programa forma parte del Programa Diario de Operación (PDO).

Programa semanal de mantenimiento (PSM): Basado en el Programa Mensual de Mantenimiento, y considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o sus asociados, cualquiera que sea su duración. Cubre un horizonte semanal.

Programa semanal de operación (PSO): Es aquel que está constituido por el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM) y el Programa de Despacho Semanal.

Racionamiento de carga: El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Area Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

Reconexión automática de carga: Conexión automática de suministros interrumpidos por fallas, de acuerdo a la capacidad de respuesta del sistema, con el objeto de reducir el tiempo de interrupción. Su ejecución deberá ser objeto de un estudio elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo automático de carga (RAC): Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son pre-establecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES-SINAC.

Rechazo automático por mínima frecuencia: Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico.

La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga.

El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo manual de carga (RMC): Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será pre-establecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

Regulación de tensión: Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los Centros de Control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel

corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

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 participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Reprogramación de la operación del sistema (Reprogramación): Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DOCOES a iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador.

Reserva multianual: Cantidad total de reserva almacenada en una cuenca hidrográfica durante el período de avenida, para uso de agricultura, agua potable o generación de energía eléctrica, durante el período de estiaje (mayo-noviembre) y en función a un programa preestablecido por el integrante o la DOCOES.

Reserva no sincronizada de emergencia (RNSE): Unidad que entra en operación en un tiempo menor a 10 minutos y que su sistema de puesta en operación le permite arrancar de modo independiente del suministro eléctrico del Sistema.

Reserva no sincronizada o reserva fría (RNS): Sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listos para ingresar en servicio a solicitud del Coordinador.

Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Reserva rotante del SINAC (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el SINAC usualmente se la clasifica en dos tipos:

a. Reserva de Regulación Primaria: Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

b. Reserva de Regulación Secundaria*:* Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Restricciones de capacidad de transmisión: Son las limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia de los equipos conformantes de la red de transmisión del sistema

eléctrico, resultantes de los análisis estáticos y dinámicos del sistema que consideran los riesgos de causar daño o perjuicio a los equipos o al sistema, y el cumplimiento de las condiciones exigidas por la NTCSE.

Restricción de mínimo caudal: Es el caudal promedio del día necesario para atender los compromisos de uso del agua por la agricultura o el agua potable. Puede tener dos componentes, siendo el primero el agua turbinada y, el segundo, agua vertida.

Restricciones eléctricas: Valores máximos o mínimos de potencia o corriente que pueden ser: conducidas por las líneas de transmisión del sistema operado por el COES-SINAC, ocasionadas por las unidades generadoras por sus límites de calentamiento térmico, por estabilidad de frecuencia o tensión, por los límites de tensiones en las barras del sistema eléctrico cuyo control corresponde a los integrantes del COES-SINAC, entre otras.

Restricciones hidráulicas: Comprende las restricciones de mínimo caudal, las restricciones de tiempos de viaje del agua, niveles máximos y mínimos de los embalses, capacidad de conducción de los túneles y ductos de conducción de agua, y de turbidez del agua.

Retiro: Energía activa que es comercializada y/o consumo físico en una barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión. Cuando se trata de consumos físicos, su legalidad quedará demostrada con el reconocimiento de dicho consumo físico en el modelamiento que se efectúa para reflejarlo en otro lugar según contrato de comercialización y/o transporte.

Salida forzada: Desconexión intempestiva de un equipo por falla, por defecto o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

Servicios auxiliares: Aquellos que asisten al funcionamiento de la Central. La energía que demandan proviene de las unidades de la central sea directamente de los generadores o indirectamente de la energía eléctrica generada, o de otras fuentes.

Sistema de distribución: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de clientes libres: Es el sistema eléctrico por cuya configuración fluyen potencias mayores a 10 MW, éstas serán consideradas en el PDO. Cualquier modificación imprevista de su configuración o maniobra de sus sistema eléctrico será acordado con el Coordinador.

Sistema interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre si, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema principal de transmisión: Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema secundario de transmisión: Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.

Sistemas de generación: Conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad.

Sistemas de generación de no integrantes del COES: Sistemas de generación mayores a 10 MW conectados al sistema de las empresas no integrantes del COES, incluyendo los auto-productores.

Sobrecarga: Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.

Tensión de operación: Tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda 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 NTCSE.

Tiempo de salida forzada: Tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad forzada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad programada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por mantenimiento programado aprobado por la DOCOES.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda la máquina desde la orden de la variación de la potencia hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia. Es el efecto de la respuesta de tiempo de la columna de agua, la constante de tiempo de respuesta del introductor, la constante de tiempo de vencimiento de la masa inercial turbina-generador y la respuesta del regulador.

Unidad generadora: Conjunto formado por una máquina generadora (turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador) y equipos asociados a ella (de regulación y maniobras). En caso de centrales termoeléctricas, es el arreglo motor primo-generador y transformador asociado.

Unidad nueva: Aquella unidad que es procedente de fábrica y que iniciará su vida útil.

Unidad repotenciada: Unidad que ha cumplido parte de su vida útil y que ha sido sometida a un proceso de mantenimiento para recuperar o superar las características del inicio de su vida útil.

Unidad regulante: Aquella calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria. Si no se hace explícito el tipo de regulación se entenderá que está referida a la regulación primaria.

Valor del agua semanal: Variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor de agua semanal cuyas unidades son S/./m3, puede ser expresado en S/./kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

Vertimiento: Caudal o volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

Vertimiento de central: Condición en la que el caudal del río que alimenta a una central es mayor al caudal turbinable por dicha central, no existiendo ninguna capacidad de embalse adicional.

El caudal turbinable es el requerido por la oferta de generación hidroeléctrica de la central.

Volumen disponible: Diferencia entre los volúmenes máximos y mínimos de cada uno de los reservorios del sistema de generación.

Volumen máximo: Volumen almacenado en un reservorio (natural o artificial) al finalizar el período de avenida (abril o mayo), y es una variable que depende del tipo de año hidrológico considerado.

Volumen mínimo: Volumen remanente que queda en un reservorio al finalizar el período de descarga programada. Puede ser igual o mayor que el volumen muerto de dicho reservorio.

Volumen muerto: Volumen remanente no utilizable que queda después de producida la descarga total del reservorio durante el período de desembalse.

2. ABREVIATURAS

CC: Centro de Control, generalmente para designar al correspondiente a las empresas integrantes del Sistema.

Ccbef: Costo de arranque –parada y de baja eficiencia- rampa de carga- descarga

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Coordinador: Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real.

CPP: Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación.

CSO: Centro Supervisor de la Operación.

CTED: Comité de Trabajo de Estudios y Desarrollo.

CTEE: Comité de Trabajo de Evaluación y Estadística.

CTPP: Comité de Trabajo de Planeamiento y Programación.

CV: Costos variables

CVC: Costo variable combustible

CVNC: Costo variable no combustible

DED: División de Estudios y Desarrollo del COES-SINAC.

DEE: División de Evaluación y Estadística del COES-SINAC.

DOCOES: Dirección de Operación del COES-SINAC.

DPP: División de Planeamiento y Programación.

IDCC: Informe Diario de evaluación de la operación del Centro de Control.

IDCOS: Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la Operación del Sistema.

IEOD: Informe de la Evaluación de la Operación Diaria, elaborado por la DPP.

MCP: Modelo de Corto Plazo.

MIEMBROS: Son los titulares de transmisión y generación acreditados como tales ante el COES.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTOTR: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

PAM: Programa Anual de Mantenimiento.

PDM: Programa Diario de Mantenimiento.

PDO: Programa Diario de Operación.

PMM: Programa Mensual de Mantenimiento.

PMMA: Programa de Mantenimiento Mayor.

PR-N°: Procedimiento Operativo del COES-SINAC.

PSM: Programa Semanal de Mantenimiento.

PSO: Programa Semanal de Operación.

RF: Reserva fría.

RMC: Rechazo Manual de Carga

RNS: Reserva No Sincronizada.

RNSE: Reserva no sincronizada de emergencia.

RPF: Reserva Primaria de Frecuencia.

RR: Reserva Rotante del SINAC.

RRPF: Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

RRSF: Reserva para Regulación SecundarIa de Frecuencia.

RSF: Reserva Secundaria de Frecuencia.

SINAC: Sistema Interconectado Nacional.

SPT: Sistema Principal de Transmisión.

SST: Sistema Secundario de Transmisión.

VAS: Valor del agua semanal.

PROCEDIMIENTO N° 01

PROGRAMACION DE LA OPERACION DE CORTO PLAZO PROGRAMACION DE LA OPERACION SEMANAL DEL SINAC

1. OBJETIVO

Determinar los criterios generales para efectuar la programación de la Operación Semanal del SINAC, minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de generación, transmisión y distribución, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. Inciso a).

2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. Inciso a, 93°, 95°, 96°, 97°, 98°, 99°)

2.3 Decreto Supremo Nº 009-99–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4 Resolución Directoral Nº 049–99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1 De la DOCOES

4.1.1. La DPP, elaborará el PSO del SINAC, acompañando a la misma la sustentación técnica del caso.

4.1.2. Revisar y consolidar el PSO para su aprobación por el Director de Operaciones.

4.1.3. La DPP, proporcionará y distribuirá a los integrantes del COES y al Coordinador el PSO aprobado por el Director de Operaciones para su cumplimiento.

Atender, la(s) solicitud(es) de reconsideración a la aprobación del PSO, planteada por cualquier integrante del COES.

4.1.4. La DPP, calculará la reserva rotante y reserva fría del SINAC, sobre la base de un valor máximo de riesgo de falla para la operación del SINAC, el cual será establecido por el COES.

4.1.5. Evaluar y programar la reserva rotante considerando el impacto económico del valor máximo de riesgo de falla para la operación del SINAC.

4.1.6. Recopilar y consolidar los programas semanales de mantenimiento del SINAC.

4.1.7. Verificar la adecuada seguridad, calidad y economía considerados en el PSO del SINAC

4.1.8. Elaborar la lista de méritos de los costos variables de las centrales térmicas del SINAC.

4.2 Del Coordinador

4.2.1. Proporcionar en tiempo real o diferido la información necesaria a la DPP para la elaboración del PSO.

4.2.2. Supervisar, coordinar y realizar el seguimiento de los programas de corto plazo.

4.3 De Los Integrantes del COES

4.3.1. Los CC, proporcionarán a la DPP y al Coordinador, la información necesaria en tiempo real o diferido de los datos estadísticos o históricos de la operación para la elaboración del PSO.

4.3.2. Adquirir automáticamente la información de sus instalaciones, para coordinar e intercambiar información en tiempo real o diferido con la DOCOES y el Coordinador en la forma y plazos establecidos.

4.3.3. Los titulares de generación y redes de transmisión deben presentar al coordinador, con copia a la DOCOES las características, configuración, disponibilidad y el programa de mantenimiento semanal de sus instalaciones, de acuerdo a la forma y plazos establecidos.

4.3.4. Los titulares de redes de distribución y clientes libres con carga mayor a 10 MW, deben presentar al Coordinador con copia a la DOCOES, en la forma y plazos que el Coordinador establezca, las características, configuración, disponibilidad, programa de mantenimiento y restricciones operativas de sus instalaciones.

5. PERIODICIDAD

5.1 El PSO es aprobado y emitido ordinariamente antes de las 17:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana y extraordinariamente la DOCOES definirá la fecha, hora y lugar de la aprobación, pudiendo ser cualquier día útil de la semana.

5.2 El PSO será remitido por vía electrónica a los CC de los integrantes del COES y al Coordinador, pudiendo utilizar vía fax solamente en caso de algún desperfecto de los medios electrónicos

6. VIGENCIA

De sábado a viernes de la siguiente semana.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

7.1 MEDIOS

Correo electrónico u otros medios magnéticos, vía fax o teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

7.2 REQUERIMIENTO

a. Características técnicas y operativas: Fabricante del equipo generador, potencia efectiva, generación máxima, potencia aparente y restricciones operativas, como el tiempo mínimo de operación, mínimos técnicos, rendimiento a plena carga y cargas parciales, capacidad de almacenamiento del combustible, tipo de combustible usado y procedencia, costo de combustible.

Reporte :Conforme a procedimientos vigentes.

Emisores :Integrantes de generación térmica del COES.

Receptores :La DPP(original) y el Coordinador (copia).

b. Demandas históricas de potencia cada media hora y energía diaria del SINAC, áreas operativas y de los transformadores de 220/60 kV (o 60/10 kV de las subestaciones), obtenido de la actualización de base de datos de producción cada media hora de potencia activa de las unidades generadoras, de los flujos de carga en transformadores y energía registrada en los contadores de energía.

Reporte :En tiempo real u medio horario.

Emisor :Coordinador.

Receptor :DPP.

c. La previsión de demanda de los clientes libres mayores de 10 MW.

Reporte :Mensual, de ser posible con ajuste semanal.

Emisores :Clientes libre.

Receptores :Coordinador(original) y la DPP(copia).

d. La previsión de demanda de los distribuidores.

Reporte :Semanal.

Emisores :Distribuidores.

Receptores :Coordinador(original) y la DPP(copia).

e. Programa de mantenimiento semanal basado en el programa mensual de las unidades de generación, líneas de transmisión y equipos principales así como de los equipos de compensación de energía reactiva, celdas y transformadores de alta tensión.

Reporte :Los días Martes de cada semana a las 14:30 horas.

Emisores :Todos los integrantes de generación, transmisión y distribución del SINAC.

Receptor :DPP.

f. Las previsiones de producción de las centrales de los Integrantes del SINAC mayores de 10 MW de potencia instalada que no son integrantes del COES.

Reporte :En tiempo real u medio horario.

Emisores :Generadores no integrantes.

Receptores :Coordinador(original) y la DPP(copia).

g. Los caudales naturales y/o regulados.

Reporte :En tiempo real los caudales de operación, o los caudales promedios diarios a las 07:00 horas de cada día.

Emisores :Integrantes del COES con centrales hidráulicas.

Receptores :Coordinador(original) y la DPP(copia).

h. La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.

Reporte :En tiempo real.

Emisores :Integrantes del COES con centrales hidráulicas.

Receptores :DPP(original) y el Coordinador(copia).

i. Previsiones de caudales naturales y regulados semanal, variación de embalses y despacho de carga semanal.

Reporte :Semanal al nivel horario, cada martes a las 14:30 h.

Emisores :Generadores.

Receptor :DPP.

j. Precio de combustible y eficiencia de las centrales térmicas del SINAC.

Reporte :Anual o según lo indicado en el Procedimiento relativo a la Información de Precios y Calidad de Combustibles.

Emisores :Integrantes del COES con centrales térmicas.

Receptores :DPP (original) y el Coordinador (copia).

k. Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, distribución y reserva de combustible) del SINAC.

Reporte :Los días Martes de cada semana a las 14:30 horas.

Emisores :Todos los integrantes del SINAC y el Coordinador.

Receptor :DPP.

8. METODOLOGIA DE LA PROGRAMACION

La DPP, sobre la base de los datos obtenidos, realizará lo siguiente:

a Pronóstico de la demanda de potencia y energía de corto plazo del sistema.

b Pronóstico de los caudales promedios de operación (natural y regulado).

c Cálculo de los Costos Variables de las plantas térmicas del SINAC.

d Cálculo del Valor Agua.

e Programa de mantenimiento semanal del SINAC.

f Programa de operación de potencia y energía de las centrales de generación del SINAC, para cada día típico de la semana.

g Verificación adecuada de la seguridad y calidad de la operación del SINAC.

h Prever la reserva rotante y fría del SINAC.

a. Pronóstico de la Demanda de corto plazo

La demanda de potencia se proyectará en forma diaria, para cada media hora y la energía en forma diaria, tal como lo establece el PR-N° 03. La información base para este cálculo son los datos estadísticos de producción de las centrales del SINAC referidos en el punto 7.2 b. El diagrama de potencia diaria se elaborará en 48 bloques de media hora y por días típicos.

b. Pronóstico de los caudales

Las empresas generadoras con centrales hidráulicas, harán el pronóstico de sus caudales de operación sobre la base de los datos estadísticos existentes y otras variables estacionales del sistema. Las empresas que tienen compromisos con las compañías de agua potable y Ministerio de Agricultura, tendrán en cuenta estas restricciones en los predespachos proporcionados a la DPP.

c. Cálculo de los Costos Variables

Los Costos Variables de las plantas térmicas son calculados a partir de la información referida en el punto 7.2 a y j, y su detalle se muestra en el Procedimiento relativo a la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

Por otro lado el costo de racionamiento se actualizará conforme a lo fijado por la CTE.

d. Determinación del Valor del Agua

El valor del agua se determina conforme a lo establecido en el PR-N° 08.

e. Programa de mantenimiento semanal del SINAC

Se efectuará conforme a lo establecido por el PR-N° 12.

1. Las empresas de generación enviarán la información de la indisponibilidad de sus unidades de generación y de las instalaciones complementarias de generación y líneas de transmisión las cuales incluirán lo siguiente:
   a. Causas de la indisponibilidad.
   b. Tipo de mantenimiento (preventivo y/o correctivo).
   c. Tiempo de indisponibilidad.
2. Las empresas de transmisión enviarán la información de la indisponibilidad de sus sistemas de transmisión: líneas, equipos complementarios de las subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y transformación.
3. El programa semanal deberá concordar en lo posible con los programas anuales y ajustes mensuales, los cuales serán suministrados por las empresas como preliminares.
4. El programa de mantenimiento semanal debe minimizar el racionamiento y garantizar la seguridad y la calidad del suministro eléctrico.

f. Elaboración de la programación de la operación de potencia y energía de las centrales de generación del SINAC

El despacho de potencia y energía de las centrales del SINAC tiene la finalidad de asignar en forma óptima los recursos disponibles de generación en orden creciente a sus costos variables, para satisfacer la demanda del SINAC, garantizando la operación a mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad de abastecimiento de energía eléctrica. Su elaboración deberá tomar en cuenta las restricciones operativas referidas en 7.2 k.

g. Verificación de la adecuada seguridad y calidad de la operación del SINAC

Los programas de operación deberán ser verificados mediante modelos de simulación de la operación, que garanticen márgenes de seguridad adecuados y calidad del suministro eléctrico.

h. Prever la reserva rotante y fría del SINAC

La reserva rotante será prevista conforme a lo establecido en el Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

PROCEDIMIENTO N° 02

PROGRAMACION DE LA OPERACION DIARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Determinar la metodología para efectuar la Programación de la Operación Diaria del SINAC, minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de los integrantes del Sistema, preservando la seguridad y calidad de servicio del SINAC.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso a)

2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. inciso a, 92°, 93°, 95°, 96°, 97°, 98°, 99°)

2.3 Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4 Resolución Directoral Nº 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1 De la DOCOES

a. La DPP es responsable de la elaboración del PDO, tomando como referencia el PSO vigente, además de su emisión y distribución.

b. La DPP coordinará con los CC o con las personas encargadas de la operación de corto plazo de los integrantes del COES, las modificaciones al PSO que fueran necesarias, en base a la información requerida que se indica en el numeral ocho (8) del presente procedimiento. Así como, atender la(s) solicitud(es) de reconsideración a la aprobación del PDO, planteada por cualquier integrante del COES.

4.2 Del Coordinador

a. Supervisar y coordinar con los Integrantes del SINAC, la operación en tiempo real, siguiendo el PDO o su reprogramación.

b. Informar a la DPP la ejecución del PDO o su reprogramación.

c. Proporcionar a la DPP la información necesaria para la elaboración del PDO.

4.3 De los integrantes del COES

a. Son responsables de proporcionar a la DPP a través de sus respectivos CC y del Coordinador la información necesaria para elaborar el PDO del SINAC, así como la información ejecutada de la operación en tiempo real.

b. A través de sus respectivos CC, son responsables de cumplir el PDO o su reprogramación, siguiendo las instrucciones del Coordinador.

5. PERIODICIDAD

El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y de ser necesario un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas (considerando la tendencia de la demanda del mismo día, una mejor aproximación al pronóstico de caudales ejecutados, entre otras variables). Este programa comprende el período de 00:00 h – 24:00 h del día siguiente.

6. MEDIOS DE TRANSMISION

El PDO será remitido por correo electrónico o similar a los integrantes del COES y al Coordinador, pudiendo ser vía fax sólo en caso de algún desperfecto de los medios electrónicos.

7. VIGENCIA

Diaria.

8. INFORMACION REQUERIDA

DATOS BASE

a. Producción de cada media hora de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : Diario.

Emisor : Coordinador.

Receptor : DPP.

b. Caudales naturales y regulados promedios.

Reporte : En tiempo real los caudales de operación, o los caudales promedios diarios a las 08:00 horas de cada día.

Emisores : Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor : Coordinador, quien pondrá a disposición de la DPP.

c. La variación de los embalses de los generadores hidráulicos.

Reporte : En tiempo real u horario de no contar con telemedida.

Emisores : Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor : Coordinador, quien pondrá a disposición de la DPP.

d. Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Semanal y/o previsión de mantenimientos correctivos de las unidades de generación y de las instalaciones complementarias, así como de las líneas de transmisión y de los equipos complementarios de las subestaciones (protecciones, mandos, y SS.AA.), equipos de compensación reactiva y de transformación.

Reporte : Diario.

Emisores : Todos los integrantes del COES.

Receptor : DPP, cada día de 08:00 a 10:00 horas.

e. Restricciones operativas y/o pruebas (de unidades de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).

Reporte : Diario.

Emisores : Todos los integrantes del COES y el Coordinador.

Receptor : DPP.

f. Información en tiempo real de la potencia activa y reactiva, el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución de la red del SINAC.

Reporte : En tiempo real.

Emisor : Coordinador

Receptor : DPP.

g. Pronóstico de los caudales de operación naturales y regulados elaborado por los integrantes del COES con centrales hidráulicas.

Reporte : A las 08:00 horas de cada día.

Emisores : Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor : DPP.

9. METODOLOGÍA DE LA PROGRAMACIÓN

La DPP, en base a los datos obtenidos, elaborará lo siguiente:

a. Pronóstico de la demanda a corto plazo.

Será calculado según el PR-N° 03.

b. Pronóstico de caudales naturales promedios de operación y estado de los embalses.

Serán proporcionados por las empresas integrantes del COES.

c. Programa del mantenimiento diario del SINAC.

1. Las empresas de generación y transmisión coordinarán con la DPP la actualización del programa de mantenimiento semanal.
2. La aprobación de los mantenimientos fuera del programa semanal vigente, estará a cargo de la DPP, sujeta a la disponibilidad de la reserva de generación o transmisión de la red, salvo que sea un mantenimiento correctivo, para lo cual deberá sustentarse técnicamente, en primera instancia en forma telefónica para las coordinaciones del caso y en segunda instancia en forma escrita (vía fax) para la regularización respectiva.
3. Las maniobras más importantes requeridas por los integrantes del Sistema por mantenimiento o pruebas, serán incluidas en el PDO.
4. Cualquier mantenimiento ejecutado sin la adecuada coordinación con la DPP o el Coordinador se sujetará a las disposiciones vigentes. Se exceptúan los casos de emergencia sustentados posteriormente.

d. Elaboración del PDO.

1. La elaboración del PDO se efectuará asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación, para satisfacer la demanda del SINAC, garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica.
2. En la elaboración del PDO se tomará en cuenta las restricciones operativas generadas por mantenimientos, disponibilidad hidráulica de las centrales hidroeléctricas y otros.

3. Las potencias a programar por cada central, cada media hora, se determinarán haciendo uso de las herramientas computacionales que para tal efecto cuenta el COES, las mismas que han sido aprobadas por el Director de Operaciones y están vigentes.

e. Verificación de la adecuada seguridad de operación del SINAC.

1. El PDO se sustentará mediante programas de simulación de operación que garanticen el cumplimiento de lo establecido por las normas vigentes.
2. El PDO considerará la reserva rotante requerida, calculada conforme al Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, así como el nivel de riesgo aprobado en el PSO.
3. Para casos de mantenimientos que generen riesgos se presentaran las simulaciones de verificación de la operatividad y seguridad.

PROCEDIMIENTO N° 03

PRONOSTICO DE LA DEMANDA A CORTO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Determinar la metodología para efectuar el pronóstico de la demanda a corto plazo del SINAC.

El pronóstico del perfil de cada media hora de la demanda de potencia y energía es una de las actividades necesarias para la programación del despacho de carga de las centrales generadoras del SINAC. El COES realiza este pronóstico en la programación semanal (PSO), siendo luego afinada en la programación diaria (PDO) y reajustada en las reprogramaciones.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41º. inciso a)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91º. inciso a, 93º, 95º, 96º, 97º, 98º, 99º)

2.3. Decreto Supremo Nº 009-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4. Resolución Directoral Nº 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. La DPP, es la encargada de elaborar, en detalle de cada media hora, los pronósticos de la demanda de potencia y energía para cada día de la semana. Resultados que serán utilizados en los Programas Semanales y Diarios de Operación del SINAC.

4.1.2. La DPP mantendrá actualizada una base de datos de demanda que le permita elaborar el pronóstico.

4.2. Del Coordinador

4.2.1. Proporcionar en tiempo real, la información necesaria a la DPP, para realizar los pronósticos de la demanda y mantener actualizada la base de datos del SINAC.

4.2.2. Informar permanentemente los resultados de la ejecución de la operación en tiempo real del SINAC a los integrantes del COES y a la DPP.

4.3. De los integrantes del COES

4.3.1. A través de su respectivo CC, proporcionar a la DPP la información necesaria para la elaboración de los pronósticos de la demanda del SINAC.

4.3.2. Controlar la evolución de la demanda de sus clientes con la finalidad de tener actualizado sus diagramas de carga.

5. INFORMACION REQUERIDA

5.1 Medios de comunicación

Correo electrónico, vía fax teléfono solo en caso de desperfecto de los medios electrónicos.

5.2 Información requerida

a. Producción de cada media hora de la potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : En tiempo real o en su defecto diariamente.

Emisores : Todos los integrantes del COES y el Coordinador del SINAC

Receptor : DPP, cada día a las 08:00 horas.

b. Reportes de demanda a nivel de barras de carga de los medidores electrónicos de energía del SINAC.

Reporte : Semanal

Emisores : Integrantes del SINAC a criterio de la DOCOES.

Receptor : DPP.

c. Flujos de potencia activa y reactiva cada media hora de las principales líneas del SINAC.

Reporte : En tiempo real o en su defecto diariamente.

Emisores : Integrantes del SINAC a criterio de la DOCOES.

Receptor : DPP.

6. METODOLOGIA DE CALCULO

La DPP realizará el pronóstico de la demanda de corto plazo a nivel de barras de carga, utilizando como metodología de cálculo el Método PRONDEMA o su equivalente (base de datos), el cual es un modelo de cálculo sistematizado, basado en estadísticas, factores de ponderación y regresión lineal para estimar el diagrama de carga diario, que tiene en cuenta los siguientes procedimientos:

- Depuración de los datos históricos.
- Cálculo del perfil diario de la demanda.
- Pronóstico de la máxima potencia diaria.
- Evaluación del crecimiento de la potencia promedio semanal.

- Cálculo de la demanda.

Mientras no se disponga de la información necesaria para el pronóstico a nivel de barras, el pronóstico obtenido a nivel de generación será expandido a nivel de barras considerando sus respectivos diagramas típicos.

6.1. Depuración de los datos históricos.

La información de la producción horaria de potencia y energía de las centrales eléctricas representan el comportamiento global del SINAC, razón por la cual dicha información deberá ser revisada a fin de aislar señales que representen eventos tales como fallas y desconexiones, que distorsionan la evolución de la demanda. Para ello el criterio adoptado es seleccionar los datos históricos que difiera en ± 5% de los valores proyectados para las mismas fechas, esto es debido a que la proyección de la demanda representa en sí un promedio de los valores previos. Los valores seleccionados serán reemplazados luego por valores promedios históricos, el nuevo conjunto de datos conformará un nuevo archivo, el que será tomado como fuente de información para los procedimientos.

Este proceso se realizará para cada día típico de la semana

6.2. Cálculo del perfil diario de la demanda

Esta etapa tiene por objeto calcular el perfil típico en valores por unidad (p.u.) del día para el cual se está realizando el pronóstico, en base a lo siguiente:

6.2.1. Definir el período a usarse para el pronóstico, el mismo que comprenderá las "n" semanas previas definidas por el usuario. De cada semana se tomará el correspondiente día típico, por ejemplo, si se elige como día típico un día lunes y como período se toma cinco semanas, el conjunto de datos iniciales serán los últimos cinco días lunes previos a la fecha a la cual se realiza el pronóstico.

Si alguno de los días considerados en el conjunto de datos, presenta un comportamiento irregular o no deseado, éste podrá ser reemplazado por un perfil teórico perteneciente al día típico de la semana y estación correspondientes.

6.2.2. Convertir los valores de potencia diaria por hora (pdh), del día típico elegido para las "n" semanas previas, a valores por unidad respecto a la máxima demanda de cada día del período considerado en el cálculo.

6.2.3. Asignar una ponderación histórica a cada fecha comprendida en el período definido para el cálculo. Este criterio se realiza por antigüedad, asignando la máxima ponderación al último día y la menor al primer día del período considerado.

6.2.4. Calcular la desviación estándar y la media de los valores horarios correspondientes a cada día del período definido.

6.2.5. Depurar los datos de cada hora de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media ± la desviación estándar horaria correspondiente.

6.2.6. Calcular el promedio ponderado de la potencia para cada hora del día. El promedio se calcula con la ponderación histórica previamente definida.

6.2.7. Calcular el máximo valor de la potencia de los promedios calculados en el punto anterior.

6.2.8. Dividir los valores horarios de la potencia entre el mayor valor del día. De esta manera se obtiene el perfil diario depurado en valores por unidad.

6.3. Pronóstico de la máxima potencia diaria.

El objeto de este proceso es determinar el valor máximo de la potencia para el día elegido, en base a lo siguiente:

6.3.1. Del período definido en el punto 6.2.1, se tomará el correspondiente día típico, de manera similar al calculado para el perfil diario.

6.3.2. Extraer los valores de la máxima potencia diaria (pmaxdi) para cada día del período previamente definido.

6.3.3. Calcular la desviación estándar y el valor promedio correspondiente a los valores de la máxima potencia registrada para el período definido.

6.3.4. Depurar los valores de la máxima potencia de cada día de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media ± la desviación estándar diaria correspondiente.

6.3.5. Con la información depurada se evalúa la pendiente y el punto de intersección de la recta de regresión calculada.

6.3.6. Para los casos en que se prevean variaciones importantes de la demanda, se tomará como referencia un fenómeno similar ocurrido, a fin de determinar el porcentaje de variación que se aplicará a la máxima potencia pronosticada para el primer día el período afectado. A partir del segundo día del período antes mencionado se tomará el porcentaje de variación ocurrido el primer día como factor a aplicar a los siguientes días. Para un siguiente período se aplicará un factor de crecimiento.

6.4. Evaluación del crecimiento de la potencia promedio semanal.

El objetivo en esta etapa es hallar la pendiente del incremento o disminución de la potencia promedio semanal, de acuerdo a lo siguiente :

6.4.1. Del período definido en el punto 6.2.1, se tomarán los valores máximos diarios de la potencia correspondientes a las semanas comprendidas en el período considerado.

6.4.2. Calcular la potencia promedio semanal con los datos definidos en el punto anterior.

6.4.3. Calcular la desviación estándar y la media de los promedios semanales previamente calculados.

6.4.4. Depurar los valores de los promedios semanales de manera que éstos estén comprendidos en el rango de la media ± la desviación estándar del conjunto de los datos correspondientes.

6.4.5. Con la información depurada se evalúa la pendiente y el punto de intersección de la recta de regresión calculada.

6.5. Pronóstico de la demanda.

Finalmente, se procede a calcular la demanda de energía y potencia para el día que se está pronosticando, de acuerdo a lo siguiente:

6.5.1. La pendiente calculada para la máxima potencia diaria (mPotMax) y la calculada para la potencia promedio semanal (mPotPro) se promedian en forma ponderada para hallar la pendiente de proyección (mProy), de la siguiente manera :

$$\text{mProy} = \left(\frac{2 \text{ x mPotMax} + \text{mPotPro}}{3} \right)$$

La mPotMax representa en sí la tendencia de la potencia del día típico, la misma que suele tener variaciones significativas, mientras que mPotPro representa la tendencia al incremento o disminución semanal de la Potencia máxima a lo largo de toda la semana, la misma que por su naturaleza es más estable, de esta manera mPotPro actúa como un factor correctivo de mPotMax.

6.5.2. Con mPotMax se evalúa el punto de intersección (bProy) con el eje "y" quedando así definida la recta de regresión de las potencias máximas para el día típico.

$$\text{Max.Pot} = \text{mProy x Día.Proy} + \text{bProy}$$

Luego se evalúa la máxima potencia (Max.Pot) para el día proyectado (Día Proy).

6.5.3. La máxima potencia (MaxPot) hallada multiplica a los valores horarios por unidad, del perfil de la demanda del día elegido (punto 6.2.2), de esta manera queda definido el pronóstico del perfil de la demanda.

De ser necesario, el resultado del modelo puede ser reajustado a criterio del programador, por las variables no consideradas en los modelos.

7. PRONOSTICO EN LA PROGRAMACION DE LA OPERACION A CORTO PLAZO

7.1. Programación semanal

La demanda de potencia proyectada semanalmente es corregida siguiendo los siguientes pasos:

7.1.1. Diariamente las empresas integrantes del COES transmiten la información requerida en las formas y períodos especificados en 5.2, actualizándose las bases de datos de la DPP.

7.1.2. Se ejecuta el modelo, procediendo a determinar el diagrama de carga esperado.

7.1.3. Se validan la consistencia de los resultados obtenidos. El programador puede adoptar un criterio justificado de reajuste.

7.1.4. Si se prevé que en la semana a pronosticar existirá un período de días feriados, la demanda se reajusta de acuerdo a la data histórica de semanas parecidas. La afectación se realiza también para el día previo y el día posterior al período festivo. De la combinación de la información de varios períodos festivos históricos, considerando la tasa de crecimiento, se obtiene el pronóstico de la demanda esperada.

7.1.5. Se promedian los valores pronosticados de los días martes a jueves, tomándose dicho promedio como el diagrama típico ordinario. En la programación semanal se considera cinco días típicos: domingo, lunes, ordinario, viernes y sábado.

7.2. Programación diaria

La demanda de potencia proyectada semanalmente es corregida diariamente según la tendencia del día anterior y tomando en consideración los cambios estacionales y acontecimientos importantes previstos a suceder, en la siguiente forma:

7.2.1. Diariamente las empresas Integrantes del SINAC transmiten la información requerida en las formas y períodos especificados en el ítem 5.2, actualizándose las bases de datos de la DPP.

7.2.2. Se ejecuta el modelo, procediendo a determinar el diagrama de carga esperado.

7.2.3. Se validan la consistencia de los resultados obtenidos. El programador puede adoptar un criterio justificado de reajuste.

7.2.4. Para el caso de reprogramaciones diarias, el pronóstico de la demanda se reajusta considerando la configuración actual y prevista del sistema, utilizando la información de tiempo real y la tendencia de la demanda.

PROCEDIMIENTO N° 04

PROGRAMACION DE LA OPERACION CUANDO EXISTE SOBREOFERTA HIDRAULICA

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y prioridades a considerarse en la programación de las centrales hidráulicas de los integrantes del COES, cuando la oferta de su generación es mayor a la demanda.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 39°)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 83°, 91°, 92°, 93°, 95°, 97°)

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. A través de la DPP, es responsable de la programación de la operación considerando los criterios de vertimiento considerados en el presente procedimiento.

4.1.2. En la medida de lo posible evitar el vertimiento, bajo el criterio del menor costo operativo.

4.2. De los integrantes del SINAC

4.2.1. Proporcionar al Coordinador la información necesaria: caudales y volúmenes en forma oportuna para aplicar los criterios de vertimiento señalados en el procedimiento.

4.2.2. Para su consideración en la programación de la operación, las empresas integrantes del COES presentarán a la DOCOES el informe técnico sustentatorio de todas las restricciones eléctricas e hidráulicas de sus instalaciones.

4.3. Del Coordinador

4.3.1. Proporcionar a la DPP la información necesaria: caudales y volúmenes en forma oportuna para que efectúe la evaluación, y de ser el caso reprograma el vertimiento.

4.3.2. Todas las restricciones eléctricas de sus instalaciones.

5. MEDIOS

Los generadores con embalse de regulación informarán al Coordinador, en tiempo real o en su defecto horariamente la información requerida según el presente procedimiento.

6. CRITERIOS GENERALES DE LA PROGRAMACIÓN

6.1. Se debe programar al máximo la generación de las centrales con costo variable cero.

6.2. A continuación, se programará la operación de las centrales de acuerdo al costo variable ocasionado por los sólidos en suspensión en el agua turbinada, de menor a mayor costo.

6.3. Se debe programar, para todos los casos cumpliendo con las restricciones eléctricas e hidráulicas.

7. PROGRAMACION

Se presenta sobreoferta hidroeléctrica cuando:

a Se tiene vertimiento general (en todas las centrales hidráulicas).

b Se tiene vertimiento parcial (sólo en algunas centrales).

c No se tiene vertimiento alguno.

7.1. Cuando se tiene vertimiento general

7.1.1. Se aplicarán los criterios generales indicados en el numeral 6, en el orden indicado.

7.1.2. Si al aplicar el primer criterio se tuviera ya en el SINAC mayor capacidad de generación que la demanda, la demanda será cubierta íntegramente en forma proporcional a la capacidad de generación de la central en cada período de programación (cada media hora).

Se verificará el cumplimiento del criterio 6.3. Si no se cumpliera, se modificará la programación hasta cumplirlo, manteniendo en lo posible, para las centrales sin restricciones, la proporcionalidad antes indicada.

7.1.3. Luego de aplicado el primer criterio, sin que se hubiera presentado la situación descrita en 7.1.2, se aplicará el criterio 7. b para el bloque restante de demanda a cubrirse.

Se verificará el cumplimiento del criterio 7. c, de no ser así, se modificará la programación empezando de la última central considerada, hasta obtener el cumplimiento del criterio referido.

7.2. Cuando se tiene vertimiento parcial o no se tiene vertimiento alguno

7.2.1. Para las centrales sin vertimiento, se programará el cierre de sus embalses, en caso de tenerlos, hasta el nivel permitido por las restricciones hidráulicas o eléctricas.

7.2.2. A continuación se aplicará lo indicado en el punto 7.1.

7.2.3. Cuando se ha desembalsado agua para atender la demanda por indisponibilidad de alguna central o unidad de generación y se restablece la indicada disponibilidad antes de lo previsto en la programación, se realizará la reprogramación de la operación en el horizonte adecuado para evitar vertimiento en las centrales que hubieran desembalsado con valor agua distinto a cero.

PROCEDIMIENTO N° 05

EVALUACION DEL CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DIARIO DE OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Evaluar el cumplimiento del Programa Diario de Operación, con la finalidad de mejorar la Operación del Sistema.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 39°, 40°. inciso c, 41°. incisos a y b)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. incisos a y b, 92°, 93º, 97°, 201)

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 de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. Evaluar el cumplimiento del PDO, y elaborar el IEOD tomado como base la información del IDCOS, IDCC, e información adicional disponible de la ejecución de la operación.

4.1.2. Remitir al Coordinador y a los integrantes del COES el IEOD en la forma y los plazos fijados en el presente Procedimiento.

4.1.3. Enlazar su sistema informático con el del Coordinador de acuerdo a lo establecido en la NTOTR numeral 3.0.2.

4.1.4. Registrar la información de control de calidad del SINAC, de los CC y del Coordinador utilizando el sistema de información de tipo satelital (GPS).

4.1.5. Recopilar en tiempo real y/o diferido la información del Coordinador y de los integrantes del COES, los datos necesarios para elaborar los IEOD.

4.1.6. Realizar una evaluación del cumplimiento del PDO, considerando las reprogramaciones y, según sea el caso, un despacho idealizado.

4.1.7. Evaluar los reclamos a que hubiere lugar sobre el IEOD, pudiendo aceptarlos o rechazarlos. De ser el caso emitirá una versión corregida del IEOD dentro de un plazo máximo de 8 horas.

4.1.8. Establecer la información de datos provenientes de tiempo real de las empresas no integrantes del COES necesarios para la elaboración del IEOD a ser requerido al Coordinador.

4.2. Del Coordinador

4.2.1. Elaborar el **IDCOS**.

4.2.2. Enviar la información en tiempo real a la DOCOES de acuerdo a lo establecido en la NTOTR.

4.2.3. Proporcionar la información necesaria que permita a la DOCOES elaborar el IEOD.

4.3. De los Integrantes del COES

4.3.1. Dar información de su sistema automáticamente y en tiempo diferido al Coordinador para elaborar el IDCOS de acuerdo a lo establecido en la NTOTR.

4.3.2. Emitir y enviar los IDCC de sus correspondientes empresas, a la DPP y al Coordinador dentro de los plazos establecidos en el presente Procedimiento.

4.3.3. Enviar las observaciones que hubieren en el IEOD hasta las 16:00 horas del día siguiente al evaluado.

4.3.4. Utilizar la referencia horaria del Coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.

5. PERIODICIDAD

La información del día evaluado se emitirá el día siguiente:

5.1. El IDCC será emitido y enviado por cada uno de los CC de los integrantes del COES al Coordinador con copia a la DPP, a más tardar a las 01:00 horas.

5.2. El IDCOS será emitido y enviado por el Coordinador a la DPP a más tardar a las 02:00 horas.

5.3. Se enviará una versión preliminar del IEOD a más tardar las 03:00 horas.

5.4. El IEOD será emitido y enviado por la DPP a los integrantes del COES y al Coordinador, a más tardar a las 09:00 horas.

6. MEDIOS DE DIFUSION DE LOS INFORMES

Correo electrónico u otros medios similares, vía fax en caso de desperfecto del medio electrónico. Asimismo, cada 15 días la DPP convocará a los Integrantes del COES para una reunión de carácter informativo.

7. PROCESO DE ELABORACION DEL IEOD

7.1. SECUENCIA

7.1.1. El IDCC

Debe tener la siguiente información como mínimo:

a Despacho ejecutado de las unidades de generación (MW, MVAR).

b Eventos: fallas, interrupciones, restricciones y otros de carácter operativo.

c Mantenimientos ejecutados de acuerdo al PDO.

d Horas de orden de arranque y parada, así como las horas de ingreso y salida de unidades de generación del SINAC.

e Caudales horarios de los principales afluentes a centrales hidroeléctricas.

f Volúmenes horarios de embalse en presas de las cuencas asociados a las centrales hidroeléctricas.

g Vertimientos en los embalses y/o presas en período y volumen.

h Volúmenes de combustible almacenado al final del día en centrales térmicas.

i Volúmenes de combustible consumido en el día en centrales térmicas.

j Volumen consumido y presión de gas a la entrada del combustor en forma horaria en las centrales térmicas a gas natural.

k Registro horario de la tensión de las principales barras de su sistema.

l Registro horario de los flujos de carga en las líneas de 138 y 220 kV (o de niveles de tensión superior) del sistema de transmisión del SINAC en caso que no cuente el Coordinador con información en tiempo real.

m En caso de fallas, un informe preliminar, que incluya los parámetros eléctricos importantes registrados pre y post falla, actuación de protecciones, señalizaciones, interrupción de suministros en potencia y tiempo, causa probable de acuerdo a formato del INFORME BREVE DE PERTURBACION (Procedimiento de Compensaciones por NTCSE).

n Otra información que la DOCOES solicite para elaborar el IEOD.

Reporte : Diario y en tiempo diferido.

Emisores : Integrantes del COES.

Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

7.1.2. El IDCOS

Debe tener la siguiente información como mínimo:

1. Horas de orden de arranque y parada, así como las horas de ingreso y salida de las unidades de generación del SINAC .
2. Instrucciones de regulación primaria y secundaria de frecuencia.
3. Instrucciones de despacho de la operación del SINAC.
4. Otra información requerida por la DPP para elaborar el IEOD.

Reporte : Diario y en tiempo diferido.

Emisor : Coordinador.

Receptor : DOCOES.

7.1.3. El IEOD

Debe contener la siguiente información del SINAC:

a Principales eventos, tales como fallas, interrupciones, restricciones, racionamiento y otros de carácter operativo.

b Despachos, previsto y ejecutado, de las centrales de generación (MW, MVAR), así como un resumen explicativo de las principales desviaciones, incluyendo un reporte de la máxima demanda diaria a nivel de generación y la hora de ocurrencia.

c Reporte de la ejecución de los mantenimientos programados y ejecutados, así como un resumen explicativo de las principales desviaciones.

d Horas de orden de arranque y parada, así como las horas de ingreso y salida de las unidades de generación del SINAC incluido las unidades de generación superiores a 5 MW conectadas al SINAC de empresas no integrantes del COES.

e Costos marginales horarios programados y ejecutados, costo total de operación diaria programada y ejecutada.

f Reporte de compensaciones.

g Reporte de los caudales horarios de los principales afluentes a las centrales hidroeléctricas previstos y reales, así como un resumen explicativo de las principales desviaciones.

h Reporte de evolución de los volúmenes previstos y reales de los principales embalses de las centrales hidroeléctricas, así como un resumen explicativo de las principales desviaciones. En caso de presentarse, los vertimientos en los embalses y/o presas en período y volumen.

i Volúmenes de combustible almacenado al final del día por cada central térmica.

j Volúmenes de combustible consumido en el día por cada central térmica.

k Volumen consumido y presión de gas a la entrada del combustor en forma horaria de las centrales térmicas a gas natural.

l Registro de los valores máximo, medio y mínimo de la frecuencia y la desviación acumulada del sistema para un período de cada 30 minutos.

m Registros de parámetros y reporte de índices de calidad de acuerdo a la NTCSE.

n Registro horario de los flujos de carga en las líneas de 138 y 220 kV (o de niveles de tensión superior) cuando lo amerite, por ejemplo límites de transmisión, líneas de intercambio, entre otros.

o Reporte del Coordinador relacionados con la RPF, RSF y respuesta del SINAC.

p Principales instrucciones de despacho de la operación del SINAC.

q Recomendaciones para mejorar la programación y la operación económica.

r Otra información necesaria a destacar.

Reporte: Diario y en tiempo diferido.

Emisor: La DPP.

Receptores: El Coordinador y los integrantes del COES.

PROCEDIMIENTO N° 06

REPROGRAMACION DE LA OPERACION

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 Nº 009-97–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4. Resolución Directoral Nº 049-99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

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.

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 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.

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.

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.

PROCEDIMIENTO N° 07

CALCULO DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGIA DE CORTO PLAZO

1. OBJETIVO

Determinar los Costos Marginales de Corto Plazo en el Sistema Interconectado Nacional (SINAC), para la valorización de las transferencias de energía.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 41. inciso c, 107)

2.2. 2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 105, 106, 213, 214, 215)

3. DEFINICIONES

3.1. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

Es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

3.2. VALOR DEL AGUA SEMANAL

El valor del agua semanal es la variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor agua semanal cuyas unidades son S/./m3, puede ser expresado en S/./kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

3.3. CENTRAL HIDRAULICA DE PASADA

Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir agua fluente que no se almacena en reservorios, para generación de energía eléctrica.

3.4. CENTRAL HIDRAULICA DE REGULACION

Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

3.5. CONDICION DE VERTIMIENTO

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

4. RESPONSABLE

División de Evaluación y Estadística (DEE)

5. PERIODICIDAD

Mensual, en la oportunidad de la aprobación de la Valorización de las Transferencias de Energía.

6. APROBACION

La Dirección de Operaciones aprobará los Costos Marginales de Corto Plazo para las valorizaciones de transferencias de energía activa.

7. INFORMACION REQUERIDA

7.1. Rendimiento promedio del mes (kWh por masa de combustible) para cada central térmica.

Es calculada por la DEE, en base al rendimiento nominal, a la potencia nominal y a la potencia media requerida para el despacho conforme al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

7.2. Costo de combustible para cada central térmica, calculado de acuerdo al Procedimiento Programación de Corto Plazo de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

La información que los generadores entreguen a la DOCOES, será conforme a lo dispuesto en el Procedimiento relativo a la Información de Precios y Calidad del Combustible. La División de Estudios y Desarrollo (DED) podrá verificar la información presentada.

7.3. Costo variable no combustible (S/./kWh) para cada central térmica.

Los valores referenciales están definidos en el Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

7.4. Factores de pérdidas marginales de energía

Los factores de pérdidas son calculados de acuerdo al Procedimiento Cálculo de Factores de Pérdidas Marginales.

7.5. Energía generada cada 15 minutos de cada grupo y/o central térmica (MWh).

Información entregada por los generadores en el plazo indicado en el Procedimiento Nº 10.

7.6. Energía generada y tiempo en período de carga y descarga (MWh).

Información entregada por los fabricantes y/o los generadores debidamente sustentada y es un valor característico de la unidad o tipo de máquina.

7.7. Tiempo de operación en sincronismo con el SINAC (horas) y número de arranques totales y efectivos.

Información entregada por los generadores y aprobado por la Dirección de Operaciones.

7.8. Valor de Agua (S/./kWh), para el volumen del Lago Junín

Determinado de acuerdo con el Procedimiento Nº 08.

7.9. Precio básico de la energía (S/./kWh) en horas fuera de punta, en la barra de referencia, Santa Rosa.

Precio publicado por la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) semestralmente, con vigencia a partir del 01 de mayo y 01 de noviembre de cada año, y sujeto a su respectiva fórmula de actualización.

7.10. Costo variable (S/./kWh) por central hidráulica, incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua.

Información comunicada por los generadores debidamente sustentada y aprobada por la Dirección de Operaciones.

8. DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO DE ENERGIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

8.1. COSTO MARGINAL EN SITUACION NORMAL

Para determinar el Costo Marginal de Corto Plazo del Sistema Interconectado Nacional cada quince (15) minutos, se utiliza la información de energía de generación recibida de las empresas integrantes del COES, que corresponde al despacho de potencia y energía de las centrales para el mes que se va a realizar la valorización de las transferencias de energía.

El despacho lo determina la Dirección de Operaciones, asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación para satisfacer la demanda, garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de la energía eléctrica.

Con los datos de las centrales hidráulicas y térmicas que han intervenido en el despacho de potencia y energía, y según lo programado y autorizado por el Centro Coordinador de la Operación(CCO), se realiza cada quince (15) minutos un ordenamiento de menor a mayor costo de las centrales, en base a sus costos variables de operación. Estos costos variables previamente se han referido a la barra base de Santa Rosa, dividiendo los costos variables determinados según lo indicado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, entre el correspondiente factor de pérdidas marginales de las barras a las cuales están conectadas.

La central marginal por cada período de quince minutos, es aquella cuyo costo variable (S/./kWh) es el mayor en dicho período y que se encuentre en capacidad de producir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo es igual al costo variable de la central que es marginal en el sistema.

8.2. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE VERTIMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una condición de vertimiento se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Art.

213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

8.3. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE RACIONAMIENTO

El costo marginal de corto plazo en el SINAC, para una situación de racionamiento por déficit de generación eléctrica, será igual al costo de racionamiento fijado por la CTE.

8.4. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE SUB-SISTEMAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas por causas de mantenimiento o falla en las líneas que conforman el Sistema de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento para cada uno de los sub-sistemas, considerándolos en forma aislada.

8.5. COSTO MARGINAL EN CONDICION DE LIMITE DE CAPACIDAD DE TRANSMISION DE LINEAS

En el caso que el SINAC se divida en sub-sistemas debido a que se ha alcanzado el límite de capacidad de transporte de carga de las líneas que conforman el Sistema Principal de Transmisión, el Costo Marginal de Corto Plazo será calculado de acuerdo a lo indicado en el presente procedimiento, para cada uno de los sub-sistemas, considerando las restricciones de transmisión.

Cuando una línea alcanza su máxima capacidad de transmisión determina costos marginales en cada subsistema formado en cada extremo de la línea.

9. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central. El costo variable está compuesto por el costo variable combustible más el costo variable no combustible y corresponde a los costos de operación eficientes de cada unidad de generación , según el régimen de operación requerida.

En caso que una central hidráulica de pasada o de regulación resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, será igual, en el primer caso al pago de la compensación única a que se refiere el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas más el costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada; y en el segundo caso además, el valor del agua expresado como costo unitario de energía.

El procedimiento para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas e hidráulicas es el siguiente :

9.1. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES TERMICAS

Se calcula de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

9.2. CALCULO DEL COSTO VARIABLE DE CENTRALES HIDRAULICAS

9.2.1. CENTRALES HIDRAULICAS DE PASADA

Se calcula como la suma de:

a La compensación única al Estado, por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas, de acuerdo con el Art. 213° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, y considerando lo establecido en los artículos 214° y 215° del Reglamento de la Ley, y;

b El costo variable (S/./kW.h) incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

9.2.2. CENTRALES HIDRAULICAS DE REGULACION

Se calcula como la suma del valor agua expresado en energía (S/./kW.h), de acuerdo con el Procedimiento Nº 08, más los correspondientes a los numerales 9.2.1. a) y b) anteriores.

10. CONDICIONES OPERATIVAS DE LAS CENTRALES TERMICAS NO CONSIDERADAS EN LA DETERMINACION DEL COSTO MARGINAL

10.1. CENTRALES TERMICAS QUE REGULAN TENSION

Las centrales térmicas que entran en operación para regular la tensión en las barras del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación, de acuerdo con el Procedimiento Nº 11.

10.2. CENTRALES TERMICAS OPERANDO CON MINIMA CARGA

Las centrales térmicas que están en operación generando a mínima carga, no son consideradas para el cálculo del costo marginal de corto plazo del SINAC. En el caso de estas centrales, se reconoce la compensación por operación a mínima carga, de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

PROCEDIMIENTO N° 08

CALCULO DEL VALOR DEL AGUA PARA LA ELABORACION DEL PROGRAMA SEMANAL DE OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Determinar el Valor del Agua semanal utilizando la programación dinámica del modelo JUNRED con etapas semanales para el primer mes, procesando el modelo con el mismo horizonte de tiempo utilizado en la última fijación tarifaria.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41º. inciso c)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91º. inciso d, 97º, 93º, 95º)

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. A través de la DPP, calcular el Valor del Agua Semanal (VAS).

4.1.2. A través de la DOCOES, aprobar el VAS.

Atender, la(s) solicitud(es) de reconsideración a la aprobación del VAS, planteada por cualquier integrante del COES.

4.2. De los Integrantes del COES

4.2.1. Proporcionar la información requerida por la DOCOES para el cálculo del VAS.

5. PERIODICIDAD

El VAS es calculado, revisado y aprobado semanalmente junto con el PSO, por el Director de Operaciones.

6. VIGENCIA

Semanal.

7. MEDIOS

Vía medio electrónico u otro equivalente, fax o teléfono.

8. INFORMACION REQUERIDA

a. Caudales naturales del río Mantaro.

Frecuencia : Diaria.

Emisor : ELECTROPERU.

Receptor : DPP, cada día a las 08:00 horas.

b. Aporte semanal previsto de las centrales de pasada.

Frecuencia : Semanal.

Emisores : Miembros del COES, DPP a través del PSO.

Receptor : DPP, cada miércoles a las 12:00 h.

c. Pronóstico semanal de la demanda del SINAC.

Frecuencia : Semanal.

Emisor : DPP a través del PSO.

Receptor : DPP, cada día miércoles a las 12:00 horas.

d. Programación semanal de mantenimiento.

Frecuencia : Semanal.

Emisores : Miembros del COES, DPP a través del PSO.

Receptor : DPP, cada día miércoles a las 12:00 horas.

e. Aporte mensual de las centrales de pasada.

Frecuencia : Mensual.

Emisores : Miembros del COES, cada fin de mes.

Receptor : DPP.

f. Pronóstico mensual de la demanda del SINAC.

Frecuencia : Mensual.

Emisor : DED.

Receptor : DPP.

g. Programación mensual de mantenimiento.

Frecuencia : Mensual.

Emisor : DPP, a través del programa mensual de mantenimiento.

Receptor : DPP.

9. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

La DPP, deberá preparar los siguientes datos para el modelo JUNRED:

9.1. Caudales en el río Mantaro

Caudales naturales entre Upamayo- Malpaso y Malpaso-Mejorada.

9.1.1. Para la primera semana: se tomarán los promedios de los caudales naturales de los últimos siete días, que corresponden a los caudales desde el día miércoles de la semana anterior hasta el día martes de la semana en curso. Cuando dentro de dicho período existan días con caudales atípicos, el número de días a promediar podrá ser modificado por el Director de Operaciones en base a la evaluación estadística. Para la determinación de estos caudales naturales se usarán las lecturas de las estaciones Upamayo, Puente Chulec y Mejorada.

9.1.2. Para las siguientes semanas, hasta completar el mes, se asumirán los caudales pronosticados por el programa de cálculo HEC-4, utilizando para ello la hidrología histórica mensual hasta el mes anterior.

9.1.3. Para los meses de noviembre a mayo se usará toda la hidrología histórica mensual disponible y para los meses de junio a octubre la hidrología histórica reducida disponible para años similares.

9.1.4. Para el caudal natural afluente al lago Junín, se deberá determinar en la data histórica los años hidrológicos más próximos a la hidrología que se está registrando. Las hidrologías más próximas se determinarán utilizando los caudales naturales del Río Mantaro. Se debe considerar una comparación de los caudales naturales presentados los últimos tres meses anteriores con la data histórica anual, en base a la menor desviación cuadrática total del período de tres meses. De esta comparación se elegirán los dos años más próximos, los mismos que se usarán para seleccionar las hidrologías correspondientes a la data estadística de los afluentes al Lago Junín. El caudal a utilizar será el promedio de los valores vinculados a los años seleccionados.

9.2. Aporte de las centrales hidráulicas de pasada

9.2.1. Si en los últimos siete días, las centrales consideradas de pasada no presentaron limitaciones operativas en su disponibilidad de generación, se usarán estos datos de generación en los tres bloques considerados para la etapa semanal. Para este efecto se usará la base de datos de generación horaria que utiliza el COES.

9.2.2. En caso de existir limitaciones operativas en la semana previa, se utilizará como aporte de las centrales de pasada, el aporte que la DPP programe para la semana en curso.

9.2.3. Para las siguientes etapas semanales, hasta completar el mes, se usará como aporte de pasada los datos de las matrices de potencia generable mensual (del archivo de datos DEMFIL.DAT del programa JUNRED), cuya energía sea concordante con la prevista en la programación mensual que efectuó el COES.

9.3. Pronóstico de la demanda del SINAC utilizado para el cálculo del VAS

9.3.1. Para la demanda de las etapas semanales:

Primera semana.- Se utilizará la demanda pronosticada por la DPP.

Siguientes semanas hasta completar el mes.- Se usará la demanda prevista para la primera semana, ajustándose las siguientes semanas en base a la energía prevista para el mes en la programación mensual del COES, pero descompuesta en semanas, adoptando una tasa uniforme de crecimiento.

9.3.2. Para las demandas mensuales:

Para los meses siguientes, hasta completar el primer año, se considerará la demanda mensual prevista en el programa anual de operación del COES, la cual reflejará las tendencias de la demanda histórica considerando la estructura del consumo anual, y los últimos datos registrados.

Para las demandas mensuales de los años siguientes se utilizarán las tasas de crecimiento adoptadas para la última propuesta de fijación tarifaria.

9.4. Programación del mantenimiento

9.4.1. Para la primera etapa semanal se considerarán los mantenimientos programados por la DPP previstos en el PSO.

9.4.2. Para las siguientes etapas y meses del primer año, se considerarán los programas de mantenimiento aprobados en el Programa Anual de Operación del COES.

9.4.3. Para los meses de los años siguientes, se considerarán los programas de mantenimiento utilizados en la última propuesta de fijación tarifaria.

10. PROCESAMIENTO Y RESULTADOS

Toda la información indicada en (9) será ingresada al programa JUNRED, que luego de su ejecución determinará como resultado el Valor del Agua Semanal para los diferentes estados del Lago Junín.

PROCEDIMIENTO N° 09

COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Reglamentar las coordinaciones de la Operación en Tiempo Real del SINAC, en los estados de operación normal, alerta, emergencia y recuperación, considerando lo dispuesto en las Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 39°, 40°. Inciso c, 41°. Incisos a y b)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. Incisos a y b, 92°, 93º, 95º, 97°, 201°)

2.3. Decreto Supremo Nº 009-99–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Títulos Tercero, Quinto y Sexto)

2.4. Resolución Directoral Nº 049-99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. Remitir al Coordinador y a los Miembros del COES los programas de operación: PSO, PDO y Reprogramación de la Operación, de acuerdo a los plazos, horarios y medios establecidos en los procedimientos PR-Nº 01, PR-Nº 02 y PR-Nº 06.

4.1.2. Atender los requerimientos de reprogramación solicitados por el Coordinador en los términos, formas y plazos establecidos en el procedimiento PR-Nº 06.

4.1.3. Enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicación confiable y compatible. El sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.

4.1.4. Efectuar el seguimiento de la evolución de las variables de control del sistema en tiempo real, a fin de tomar decisiones sobre la reprogramación de la operación del Sistema.

4.1.5. Recopilar en tiempo real y/o diferido la información del Coordinador y de los Miembros del COES, los datos necesarios para elaborar los programas de operación de corto plazo (PSO, PDO y Reprogramación de la operación).

4.1.6. Realizar una evaluación del despacho ejecutado, considerando el PDO, su reprogramación y, según el caso, un despacho idealizado en los casos que se requiera según acuerdos y procedimientos vigentes. Es responsable de elaborar el IEOD utilizando la información disponible de la ejecución de la operación en tiempo real.

4.1.7. Convocar a reuniones a los Miembros del COES para el análisis de fallas de los eventos más resaltantes del sistema, cuyos resultados serán comunicados al OSINERG dentro de los plazos establecidos por la NTCSE.

4.1.8. Programar y evaluar el cumplimiento de la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la reserva rotante del sistema o áreas responsables de los subsistemas aislados.

4.1.9. Está obligado a reconocer la referencia horaria establecida por el Coordinador utilizando el sistema de información de tipo satelital, y sincronizar esta referencia para la información de uso interno de la DOCOES y de las empresas Miembros del COES.

4.1.10. Elevar un informe ampliado y sustentado en relación al informe preliminar emitido por el Coordinador, de los hechos que originen interrupciones de más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema, al Ministerio de Energía y Minas(la Dirección General de Electricidad) y al OSINERG, dentro de las 48 horas de producido el evento.

4.1.11. Establecer las tensiones de operación a ser controladas en barras del sistema de transmisión del SINAC, derivados de los estudios especializados que realiza la DPP.

4.1.12. Evaluar el trato equitativo y la calidad de servicio eléctrico que el Coordinador brinde a los clientes de los Miembros del COES del Sistema en general.

4.1.13. Establecer las prioridades y los procedimientos para controlar manualmente las tensiones de barras del SINAC, previo estudio especializado.

4.1.14. Establecer de acuerdo con los Miembros del COES y el Coordinador el uso del código fonético internacional, para comunicaciones verbales en medios alternativos de comunicación.

4.1.15. Establecer la secuencia de conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES, previo estudio especializado.

4.1.16. Incluir los programas de racionamiento en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta en el sistema, y verificar el cumplimiento con la información que el coordinador proporcione acerca de la ejecución de los mismos.

4.1.17. Pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga antes del 30 de setiembre de cada año, o en fecha que la Autoridad determine.

4.1.18. Pre-establecer rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema, basado en estudios del Sistema.

4.1.19. Informar de los casos de incumplimientos y trasgresiones de las normas NTCSE y NTOTR a OSINERG y la DGE.

4.1.20. Establecer la forma y plazos en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información técnica en tiempo diferido.

4.1.21. Solicitar a través del Coordinador la forma en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información en tiempo real y diferido, requerida para el cumplimiento de sus funciones.

4.1.22. Desarrollar los estudios eléctricos que garanticen la seguridad, calidad y economía de la operación.

4.1.23. Revisar y aprobar los estudios de operatividad de las instalaciones existentes o nuevas del Sistema, que son necesarios para garantizar la confiabilidad y operatividad del Sistema.

4.1.24. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador.

4.1.25. Realizar estudios para definir el plan de restablecimiento del Sistema.

4.2. Del Coordinador

4.2.1. Coordinar la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Articulo 92º del Reglamento, e informar permanentemente al Director de Operaciones. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas de todos los días del año.

4.2.2. Disponer en todo momento de un Ingeniero Coordinador de turno, encargado de ejecutar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los Miembros del COES. El Coordinador debe suministrar, oportunamente a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Asimismo, está obligado a poner a disposición de la DOCOES, en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que se le solicite.

4.2.3. Para la transferencia de información de tiempo real con la DOCOES, proporcionar los puertos de comunicación necesarios dentro de sus instalaciones.

4.2.4. Proporcionar a la DOCOES y a los Miembros del COES el acceso a la siguiente información:

a El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva.

b Los costos marginales, costos diarios de operación/racionamiento 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 la reprogramación de la operación del sistema.

g Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc.

h El registro de la frecuencia.

i Otra información técnica adicional que sea requerida por la DOCOES.

4.2.5. Elevar un informe preliminar de los hechos que origine interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema al Ministerio de Energía y Minas, y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido el hecho. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por la DOCOES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.

4.2.6. Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SINAC, siguiendo el PDO o su reprogramación e informa a la DPP su ejecución en los IDCOP.

4.2.7. Solicitar a la DPP de la DOCOES la reprogramación de la operación en tiempo real del SINAC.

4.2.8. Superar el cambio del estado de “ALERTA” al estado “NORMAL”, mediante la adecuada utilización y restitución de la reserva rotante, reduciendo el riesgo de que el sistema pase al estado de “EMERGENCIA”.

4.2.9. Disponer la operación de la(s) unidad(es) de reserva no sincronizada de emergencia, si las condiciones del sistema lo ameritan.

4.2.10. Adecuar la configuración del SINAC preservando la seguridad y calidad del servicio eléctrico, logrando minimizar los costos de operación y de racionamiento.

4.2.11. Supervisar en tiempo real la reserva rotante asignada para RPF y RSF, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones y equipos vinculados al COES.

4.2.12. Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real. Por ejemplo: los caudales de operación, los niveles de los embalses de regulación para las centrales hidráulicas y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas, etc.

4.2.13. Supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio de estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico vinculado al COES.

4.2.14. Dirigir en coordinación con los CC de los Miembros del COES, el restablecimiento del sistema luego de una perturbación e informa a la DPP las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. La referida debe contener entre otros: la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valores de los parámetros de control pre y post falla, entre otros.

4.2.15. Por razones de mantenimiento o falla en el sistema u otras causas justificadas, el Coordinador podrá delegar a un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área, por un período determinado, manteniendo la supervisión periódica. La delegación debe quedar claramente registrada por el emitente y los receptores (si son varias áreas de coordinación) y será comunicada oportunamente a la DPP.

4.2.16. En ausencia de la reprogramación elaborada por la DPP, reformular el programa de operación, considerando los criterios de seguridad, calidad y mínimo costo operativo y de acuerdo a los procedimientos vigentes.

4.2.17. Mantener una adecuada comunicación con los CC de los Miembros del COES del sistema para conducir la operación durante las 24 horas del día y en cualquier circunstancia, a fin de preservar la seguridad y calidad del suministro eléctrico del SINAC. Por otro lado el Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculados con la operación en tiempo real del sistema utilizando referencia de tiempo de tipo satelital (GPS).

4.2.18. La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento por parte del Coordinador, en aplicación de la ley, el reglamento, la norma y los procedimientos operativos aprobados por el COES. Las sanciones a que hubiere lugar se ejecutarán de acuerdo a la NTOTR.

4.2.19. Establecer el detalle de la información en tiempo real de las señales de alarma de generadores, subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva que le deben ser presentadas.

4.2.20. Informar las características técnicas del protocolo de comunicación de su sistema SCADA para llevar a cabo la transferencia de información en tiempo real.

4.2.21. Evaluar cuándo se considera que un sistema de comunicaciones es confiable y compatible con el del Coordinador.

4.2.22. Disponer las medidas necesarias en caso de que las empresas Miembros del COES o algún otro Integrante del SINAC informen de sobrecargas de sus equipos.

4.2.23. Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión del SINAC.

4.2.24. Disponer la puesta en servicio de las unidades de generación de emergencia cuando la tensión está por debajo del 97,5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.

4.2.25. Instruir a los CC de generación las directivas para regular la frecuencia del sistema mediante la RPF y RSF.

4.2.26. Cuando las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias, disponer las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias establecidas.

4.2.27. Cuando el error acumulado de frecuencia excede la tolerancia de IVDF, establecer una estrategia de recuperación e implementarla.

4.2.28. Llevar el registro de la IVDF semanal, mensual y anual.

4.2.29. Disponer la ejecución de maniobras que involucren equipos de generación y transmisión, así como aquellos de distribución o de clientes libres que considere necesarios.

4.2.30. Definir, en la ejecución del programa de operación la secuencia de maniobras en las instalaciones de los Miembros del COES, en coordinación con éstos y la DOCOES.

4.2.31. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador, pudiendo rechazarlas o aceptarlas.

4.2.32. Evaluar los déficit por desconexión intempestiva de equipos, variación de la demanda y/o los caudales respecto a la programación diaria, tomando las medidas correctivas correspondientes y coordinando la reprogramación de la operación con la DPP.

4.2.33. Supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en el Programa de Operación Diario, tomando las medidas necesarias e informando a la DOCOES de su ejecución.

4.2.34. Disponer las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal, después de producida una perturbación.

4.2.35. Cuando sucede una falla general en el Sistema, aplicar el plan de restablecimiento del Sistema, en coordinación con los Miembros del COES.

4.2.36. Otorgar autonomía a los Miembros del COES para ejecutar maniobras, cuando las circunstancias lo justifiquen.

4.2.37. Elaborar el informe de perturbaciones, remitiéndolo a los Miembros del COES y a la DOCOES.

4.2.38. Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones a la norma al OSINERG con copia a la DOCOES.

4.2.39. El requerimiento de la presencia de la(s) unidad(es) no sincronizada(s) de emergencia podrá(n) ser utilizada(s) en los despachos en tiempo real para evitar el cambio de estado del sistema a situaciones de emergencia.

4.2.40. De estar en vigencia un modelo de programación de cálculo multinodal y multiembalse, coordinar de acuerdo al orden de despacho establecido por él VAS para cada embalse.

4.2.41. Definir el plan de restablecimiento del Sistema, basado en estudios del sistema, elaborado por el COES.

4.3. De los Miembros del COES

4.3.1. En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, así como los titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la NTOTR.

4.3.2. Contar con un Centro de Control (CC) para la operación en tiempo real de sus instalaciones.

4.3.3. Cumplir con las disposiciones del Coordinador y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones.

4.3.4. Los Miembros del COES, titulares de los sistemas principales de transmisión designan a su representante y éste al Jefe de Coordinación.

4.3.5. El CC de cada integrante, debe contar con una persona responsable de la operación, en calidad de Jefe nombrado ante el Coordinador.

4.3.6. A través de sus respectivos CC, son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.

4.3.7. La información de las restricciones operativas o cambios en la disponibilidad que afecten a la operación presente o futura, será proporcionada al Coordinador y a la DPP de preferencia por medios electrónicos, vía fax, teléfono u otros análogos.

4.3.8. A través de su respectivo CC, emitir y enviar los IDCC de sus correspondientes empresas, a la DPP y al Coordinador dentro de los plazos establecidos en el PR-Nº 05.

4.3.9. Mantener actualizados los Manuales de Instrucciones de “Operación” correspondientes para el proceso de maniobras y la conexión o desconexión de circuitos del sistema, remitiéndolo a la DOCOES para su aprobación.

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

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

4.3.12. Dirigir, por disposición del Coordinador o por cuenta propia (dependiendo de la circunstancia y magnitud de la perturbación), el restablecimiento del suministro eléctrico de su subsistema o área, luego de producida una perturbación, e informará al Coordinador y a la DPP de las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. Los datos que deben contener entre otros es la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valor de los parámetros de control pre y post falla, etc.

4.3.13. Contar con los recursos para operar sus instalaciones e intercambiar información con el Coordinador. Para la transferencia de información en tiempo real sus Centros de Control deben enlazarse, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

4.3.14. Presentar a la DPP con copia al Coordinador, la información técnica en tiempo diferido, de acuerdo a la forma y plazos establecidos por los Procedimientos, incluyendo los cambios previstos.

4.3.15. Presentar la información operativa de sus instalaciones en tiempo real al Coordinador de acuerdo a la forma establecida por la NTOTR.

4.3.16. Utilizar la referencia horaria del Coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.

4.3.17. Supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga declarados al COES y al Coordinador; en caso contrario los Miembros del COES deberán informar al Coordinador inmediatamente sobre estas desviaciones. En cada caso informará la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido.

4.3.18. Los niveles de tensión de las barras de distribución serán regulados por sus respectivos titulares.

4.3.19. En la operación en tiempo real, suministrar la potencia reactiva solicitada a despachar por el Coordinador, considerando los límites operativos de sus instalaciones.

4.3.20. Los Miembros del COES de generación regularán la frecuencia del sistema dentro de los márgenes permitidos por las normas NTCSE y NTOTR, bajo las directivas del Coordinador.

4.3.21. Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador en tiempo real.

4.3.22. Verificar que la reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador no vulneren las normas de seguridad, calidad, economía ni limiten la operación de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicar al Coordinador de inmediato para su corrección respectiva.

4.3.23. Los Miembros del COES de generación comunicarán a sus clientes los programas de racionamiento establecidos en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta.

4.3.24. Disponer e implementar los esquemas pre-establecidos por el COES para situaciones de rechazo automático de carga, antes del 31 de diciembre de cada año.

4.3.25. Elaborar el diagnóstico de las perturbaciones y presenta las observaciones mediante informe al Coordinador con copia a la DPP.

4.3.26. En caso se integren nuevas unidades al Sistema, éstas serán equipadas de sistemas de comunicación y control según lo requerido por la norma.

4.3.27. Informar los casos de incumplimiento de la norma por parte de los Miembros del COES y/o el Coordinador al OSINERG con copia a la DOCOES.

4.3.28. Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación, en caso así lo disponga el Coordinador, asumiendo las responsabilidades derivadas del cargo. Esta delegación quedará claramente registrada por el remitente y el receptor.

4.3.29. Los Miembros del COES, bajo su responsabilidad deben informar al Coordinador, previo a la ejecución, las maniobras que signifiquen variaciones de generación o consumo que representen variaciones de la demanda mayores a 1%, posibles transgresiones a la NTCSE y maniobras en equipos de compensación reactiva.

5. PERIODICIDAD

5.1. El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y, en caso necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas, incluyendo el resultado de la operación del mismo día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período de 00:00 - 24:00 del día siguiente.

5.2. Es obligación de las empresas Miembros del COES, enviar permanentemente la información de la operación de sus instalaciones en Tiempo real al Coordinador, quien a su vez retransmitirá la información a la DPP.

5.3. El IDCC será emitido y enviado por cada uno de los CC de los Miembros del COES al Coordinador y a la DPP, a mas tardar a las 02:00 horas de cada día.

5.4. El IDCOS será emitido y enviado por el Coordinador a la DPP y a los CC de los Miembros del COES a mas tardar a las 06:00 horas de cada día.

5.5. El IEOD será emitido y enviado por la DPP a los Miembros del COES y al Coordinador, a más tardar a las 10:00 horas de cada día.

6. VIGENCIA

Las 24 horas de todos los días del año.

7. INFORMACION REQUERIDA

7.1. Medios

Correo Electrónico u otros medios magnéticos, vía fax ó teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

7.2. Requerimientos

7.2.1. Características generales del equipamiento del sistema de generación

a La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central.

b La configuración de las subestaciones y redes que posean.

c Las características técnicas de las unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición.

d Las características de los sistemas de protección y maniobras, incluido los rechazos de carga.

e Programas de generación y/o pronóstico de la demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra, para los próximos doce meses.

f El tiempo de arranque entre la parada fría y el sincronismo, el tiempo entre el sincronismo y la plena carga, el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re-arranque para cada unidad de generación, en condiciones normales y de emergencia.

g En caso de centrales térmicas: las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles, los consumos específicos promedios y los consumos específicos para distintos niveles de carga para cada unidad.

h En caso de centrales hidráulicas: las características de los embalses, los tiempos de desplazamiento del agua en los hidroductos principales, la relación de conversión m3/kWh en función al nivel de las presas, niveles mínimo y máximo de los embalses, caudales mínimo y máximo turbinables, series históricas de los caudales, etc.

i Las curvas de capacidad de los generadores.

j Características técnicas de las unidades asignadas para las RR y RNSE del sistema.

k Característica de los sistemas de desconexión automática de generación (DAG).

l Sobrecargas admisibles de los equipos del sistema de generación y transmisión.

Reporte : Anual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

7.2.2. Programas de Mantenimiento y programas de operación previstos

a Programa de mantenimiento mayor y anual de equipos e instalaciones de las centrales de generación, líneas de transmisión y sus componentes principales, equipos de distribución y de clientes libres.

b Los programas de carga prevista.

c La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.3. La configuración del sistema para mediano plazo.

a La configuración de las subestaciones.

b Las características de las líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean.

c Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.)

d Características técnicas y operativas de nuevos equipos que se incorporan al sistema.

e La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.4. La configuración del sistema de generación y transmisión para corto plazo

a Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Mensual y/o previsión de mantenimientos correctivos de las unidades de generación y de las instalaciones complementarias así como de las líneas de transmisión y de los equipos complementarios de las Subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y de transformación.

b La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.

c Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).

d La variación de los caudales promedios de operación de las principales cuencas del sistema de generación hidráulica.

e Información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

Reporte : Semanal, diario, diferido o en tiempo real.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.5. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de generación, la siguiente información en tiempo real:

a La posición de los seccionadores de las subestaciones.

b La posición de los interruptores de potencia.

c Los caudales promedios y los niveles de las presas.

d Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras de alta tensión.

e Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador.

f Las señales y alarmas principales de las centrales de generación, transformadores, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarmas de emergencia.

g La información técnica adicional a requerimiento de la DPP o el Coordinador.

Reporte : En Tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de : generación.

Receptor : El Coordinador, quien retransmitirá a la DPP.

7.2.6. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de transmisión, la siguiente información en tiempo real:

a La posición de los seccionadores de las subestaciones.

b La posición de los interruptores de potencia.

c La posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga o manual.

d Los niveles de tensión en barras.

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 y alarmas principales de las subestaciones: líneas, transformadores, equipos de protección y equipos de compensación reactiva, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarma de emergencia.

h La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de trasmisión.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.7. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá de los titulares de distribución, la siguiente información en tiempo real:

a La operación de sus circuitos principales y complementarios de alta tensión o con cargas mayores al 1% de la demanda, así como de sus equipos de compensación reactiva de capacidad mayor a 10 MVAR.

b La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Los titulares de distribución y clientes libres.

Receptor : Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.8. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá la siguiente información en tiempo real:

a Información de la potencia activa y reactiva: el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución del SINAC.

b Pronóstico de los caudales de operación (naturales y regulados) y el estado de los embalses, que se están ejecutando en las centrales hidráulicas de los miembros del COES.

c Estado operativo de las unidades calificadas y habilitadas como reserva no sincronizada de emergencia, como se indica en el Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

d Actualización de la base de datos: demanda horaria de potencia activa de las unidades generadoras miembros del COES.

e Actualización de la base de datos: producción horaria de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : En tiempo real.

Emisor : Integrantes del SINAC que no sean miembros del COES.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

8. CRITERIOS BASICOS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

La ejecución de la operación se basa fundamentalmente en el criterio de seguridad, calidad y mínimo costo de la operación del servicio eléctrico, para el cual se requiere:

8.1. El control del balance de la demanda y la oferta de generación en cada instante, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de los valores nominales establecidos por la NTCSE y la NTOTR.

8.2. El PDO y la reprogramación de la operación optimiza el costo de operación diaria del SINAC, teniendo en cuenta los costos futuros del agua y los costos variables

totales, sin afectar las restricciones operativas de los equipos, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico, así como las obligaciones con terceros (compañías del agua potable, Ministerio de Agricultura y otros). Sin embargo en la operación en tiempo real del sistema, hay que tener en cuenta además las siguiente consideraciones:

8.2.1. Operación en estado normal

El Coordinador, acordará la operación del SINAC con los CC de los Miembros del COES, siguiendo en lo posible el PDO o la reprogramación de la operación cuando haya sido emitido, con el objeto de mantener el Sistema en estado normal, el cual se caracteriza por las siguientes condiciones:

a Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del ± 2.5% del valor de la tensión de operación.

b La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz aceptándose variaciones sostenidas en el rango de 60 Hz ± 0.6 % (entre 59.64 y 60.36 Hz), variación súbita de la frecuencia para $\Delta f = \pm 1.0$ Hz (59.0 Hz y 61.0 Hz), e integral de variación diaria de frecuencia para ± 600 ciclos/día.

c Los transformadores de potencia y líneas de transmisión serán operados hasta los valores indicados en el Anexo 04.

d La magnitud de la reserva rotante del SINAC es al menos el valor calculado por la DPP de la DOCOES, considerados en el PDO o de carácter extraordinario para los casos que en tiempo real ocurra la salida intempestiva de una unidad de generación o variaciones significativas de la oferta/demanda del sistema.

e El Coordinador verificará que las demandas, combustibles disponibles en las centrales térmicas, caudales y embalses de las cuencas de los ríos de las centrales hidráulicas y, la disponibilidad de los equipos del SINAC estén dentro de los márgenes previstos en el PDO.

De producirse variaciones significativas de éstas magnitudes con relación a lo considerado en el PDO, o se produjera cambios forzados en la disponibilidad de equipos principales, se efectuará la reprogramación de la operación con la finalidad de que la operación del resto del día mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

8.2.2. Operación en estado de alerta

a En este estado, el Coordinador debe disponer las acciones necesarias para restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no decaigan y conduzcan al SINAC al estado de emergencia.

b Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador, dispondrá con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal y si es posible coordinará el ingreso de la(s) unidad(es) no sincronizadas de emergencia.

1 Para una tensión nominal en barras AT(alta tensión) de carga, la variación de tensión debe oscilar en valores inferiores al ± 5% de la tensión de operación.

2 Para tensiones nominales menores que la AT en barras de carga, la variación de tensión no excederá a ± 2.5 % o ± 5.0 % de la tensión de operación

c Evitar la desconexión automática de carga de los relés de mínima frecuencia ajustados para actuar en la primera etapa.

d Evitar el descenso de la frecuencia a valores inferiores a 58.5 Hz para no perder la estabilidad del sistema y la reducción de la vida útil de las unidades térmicas. Por lo tanto, el nivel mínimo de la frecuencia del sistema lo determina la capacidad de las unidades térmicas las que siempre se encuentran fijadas por debajo de 58 Hz.

e Evitar que la frecuencia del sistema ascienda a valores superiores a 61 Hz.

Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador establecerá conjuntamente con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal o en situaciones extremas solicitará a la DPP la reprogramación de la Operación del Sistema.

8.2.3. Operación en estado de emergencia

Producido un estado de emergencia en el SINAC, el Coordinador deberá concertar con los CC de los Miembros del COES las siguientes acciones:

a Previa confirmación o verificación de la falla, se tratará de seguir operando con las líneas de interconexión entre áreas operativas o entre zonas geográficas, si las condiciones de la configuración de la red lo permiten, manteniendo la frecuencia y tensión lo más cercano posible a los valores del estado normal.

Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación del Sistema, el Coordinador informará a los CC el estado de la red y de las restricciones existentes, así mismo coordinará con la DPP la reprogramación de la operación, si las condiciones del sistema lo exigen.

b Producida una contingencia que afecte la capacidad de generación y/o de transmisión del SINAC y a fin de lograr estabilizar la totalidad del sistema o parte del mismo, sobre la base del nivel de frecuencia y los niveles de tensión de la red, se tomarán las siguientes medidas:

b.1 Para estabilizar la frecuencia:

- Usar la reserva rotante hidráulica y/o térmica.
- Usar la reserva no sincronizada de emergencia.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar cargas.
- Desconectar unidades de generación.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

b.2 Para estabilizar los niveles de tensión:

- Usar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación en función a las curvas de capacidad de cada unidad disponible en dicha zona o áreas del sistema.
- Usar los equipos de compensación reactiva.
- Redistribuir la generación de energía reactiva.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar líneas.
- Conectar o desconectar cargas.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

8.2.4. Operación en estado de recuperación

El Coordinador procederá a las coordinaciones de las maniobras de normalización de la red de acuerdo a las siguientes fases:

a Fase de reconocimiento:

Luego de ocurrida una falla severa, cada CC inicia las acciones de reconocimiento e identificación del tipo de falla que ha provocado la interrupción parcial o total de la red, basado en la determinación de los siguientes datos:

a.1 Configuración pre y post - falla

El personal de turno de los CC registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos y la configuración pre y post falla, para confirmar la disponibilidad de los mismos e informar al Coordinador de la operación.

a.2 Causa Probable

Para determinar la causa probable, los CC recolectarán de las instalaciones que controlan, la siguiente información:

a.2.1. Actuación de los sistemas de protección y aperturas de los interruptores.

a.2.2. Señalizaciones y alarmas.

a.2.3. Condiciones climáticas.

a.3 Indicaciones de los registradores y localizadores de fallas.

a.4 Probables causas de la falla (equipo, error humano, mal ajuste de la protección, calidad de materiales, falta o mal mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.)

a.5 Consecuencias

Los CC, comunicarán al Coordinador la relación de suministros afectados, información que se anotará en magnitud y duración (tiempo estimado de la duración de la restricción del suministro) en el Libro de Ocurrencias. Asimismo la relación de las pérdidas y daños ocasionados a los equipos y/o instalaciones a consecuencia de la falla.

a.6 Evaluación de la falla y medidas adoptadas

Con la información proporcionada por los CC, incluyendo las medidas tomadas, el Coordinador determinará lo siguiente:

a.6.1. Tipo de falla (transitoria, permanente, etc.).

a.6.2. Evaluación de la magnitud. (MW y MWh).

a.6.3. Equipos afectados.

a.6.4. Pronóstico de la causa de la falla y equipos comprometidos

Una vez reconocida y aislada la falla, el Coordinador procederá a disponer con los CC, la realización de la secuencia de maniobras de recuperación.

En el proceso de recuperación los equipos probables causantes de la falla serán evaluados antes de su energización.

b. Fases del proceso de recuperación

Después de la fase de reconocimiento, las acciones de recuperación pueden dividirse en dos fases:

b.1 Fase de autorestablecimiento:

Transcurrido un máximo de 15 minutos desde la ocurrencia de una falla y habiendo verificado la configuración actual del sistema, el CC responsable de la(s) zona(s) afectada(s) iniciará las maniobras de auto restablecimiento.

En esta fase, las acciones de recuperación previamente definidas, permitirán la recuperación de las zonas de autorestablecimiento. Para que esta etapa se cumpla exitosamente, es necesario que en los CC de los Miembros del COES, existan “Manuales de Operación” detallados que brinden autonomía a los operadores para aplicarlos.

En caso que la reposición del suministro eléctrico dependa de varias empresas, los CC responsables coordinarán la normalización en función al manual de “Procedimientos Interempresas”.

b.2 Fase coordinada:

En esta fase de recuperación el Coordinador y CC deben dar continuidad al proceso, sincronizando las zonas de autorestablecimiento y recuperando las cargas del resto del sistema.

En el caso de encontrarse impedido para continuar con el proceso principal de recuperación, en las zonas de autorestablecimiento, los respectivos CC coordinarán la reformulación del proceso de restablecimiento de la operación del sistema. Conforme a lo estipulado en el Manual de Procedimiento de cada CC.

Si las etapas de autorestablecimiento se cumplieron exitosamente, los CC del Sistema, bajo la directiva del Coordinador, sincronizarán y restablecerán el COES.

9. METODOLOGIA PARA LA OPERACION EN TIEMPO REAL

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso, para mantener el sistema en estado normal, pero expuestos permanentemente a la presencia de las desviaciones significativas al programa tal como:

- La desviación de la demanda que origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada en el despacho económico del sistema del equipo de una empresa integrante que altere la ejecución del programa diario de operación.
- 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 de pasada o con regulación diaria y semanal.
- La variación de los niveles de tensión cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la NTCSE ó NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de los sistemas de transmisión y de sus componentes principales.
- Indisponibilidad o restricción total o parcial del suministro de combustible para las plantas térmicas.
- Variaciones de la frecuencia.

El despacho económico en tiempo real será ejecutado por el Coordinador tal como se indica a continuación:

9.1. Por desviación de la demanda

La demanda debe ser registrada en tiempo real o cuando menos cada media hora, y se comparará con la demanda programada en el PDO. Esto permitirá verificar, cuantificar y determinar en lo posible la(s) causa(s) de la desviación 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 de frecuencia (RPF, RSF), el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación 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.

9.1.1. Despacho por presencia de mayor demanda que la prevista

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

a Centrales hidráulicas con capacidad de regulación. 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.

9.1.2. Despacho por presencia de menor demanda a la prevista

Se disminuirá la generación, de preferencia 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.) o por requerimiento propio de un generador con sus clientes.

b Las centrales hidráulicas con capacidad de regulación: 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: La disminución de generación de las unidades hidráulicas se efectuará en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas y del sistema.

En caso de producirse la variación sostenida que afecte a las reservas asignadas del sistema, el Coordinador solicitará la reprogramación de la operación.

9.2. Despacho por indisponibilidad forzada de equipos y/o sus componentes principales

9.2.1. Indisponibilidad forzada de una unidad de generación

Cuando se produce la repentina indisponibilidad de una unidad de generación, el Coordinador evaluará el déficit y dispondrá incrementar en esa magnitud, la generación de las unidades de reserva rotante de menor costo variable preferentemente o, en su defecto dispondrá la operación de la unidad o unidades de emergencia con menor costo operativo total para el sistema.

9.2.2. Indisponibilidad de una línea de transmisión

Cuando se indispone repentinamente una línea de transmisión que enlaza centros de generación, ocasionando un déficit o exceso de generación, las acciones correctivas serán:

a De producirse un déficit de generación: el Coordinador decidirá se incremente la oferta con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, dispondrá la operación de unidades de emergencia, siempre en función al menor costo operativo total para el sistema.

b De producirse un exceso de generación, el Coordinador decidirá se disminuya la oferta con unidades de mayor costo variable, quedando exceptuadas las unidades térmicas que están operando por cuota de energía o, por restricciones operativas de cada central o del sistema, según sea el caso, manteniendo como objetivo el menor costo total de operación del sistema.

9.2.3. Indisponibilidad de un generador y una línea simultáneamente

De producirse la indisponibilidad de un generador y una línea simultáneamente, el miembro del COES cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de la indisponibilidad, pudiendo presentarse uno de los siguientes casos:

a Si la disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá la reconexión e informará a la DPP de las medidas adoptadas.

b Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerite, informando sobre el hecho y las medidas adoptadas inmediatamente a la DPP, quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación.

9.2.4. Indisponibilidad de la línea de transmisión y sus componentes

En caso necesario, deberá ser cubierta por el incremento de la generación de las centrales hidráulicas con regulación diaria y semanal, o con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, se dispondrá la operación de las unidades de emergencia.

Si la indisponibilidad provocara variaciones de los parámetros de control del sistema en forma sostenida, el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación del SINAC.

9.3. Despacho por variación de los caudales naturales

9.3.1. Incremento de caudales

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

a En caso de centrales hidráulicas y térmicas:

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 la salida de servicio de la generación térmica, empezando por la de mayor costo operativo total, manteniendo como objetivo el menor costo de operación del sistema.

b Si solo operan centrales hidráulicas:

El Coordinador dispondrá incrementar la generación de centrales de pasada y disminuir aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento.

9.3.2. En caso de sobre oferta hidráulica:

a 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.

b En lo posible minimizar el vertimiento de las centrales hidroeléctricas.

9.3.3. Disminución de caudales naturales:

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

a Evaluar si resulta óptimo para la operación económica del sistema, el incrementar la generación con centrales hidráulicas con regulación semanal y diaria.

b Dependiendo de la magnitud y la persistencia de la disminución de los caudales, se evaluará la RSF del SINAC, en caso llegará a los límites de regulación aprobados (RSF $\pm$ ΔRSF), el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

9.4. Despacho por variación de la tensión en barras del SINAC

Tanto para la operación del sistema integrado como para la operación en sub sistemas:

9.4.1. Caída de Tensión

a Acciones correctivas

Se procederán inicialmente a monitorear los equipos de compensación reactiva, conexión de líneas, se despachará la reserva de energía reactiva local de las unidades de generación, maniobras sobre los equipos de compensación reactiva, y en casos extremos disponer la operación de unidades térmicas por tensión.

De continuar las limitaciones de tensión en barras del SINAC, se dispondrá la reprogramación de la operación de las unidades generadoras de acuerdo a la disponibilidad y a la necesidad de

energía reactiva del sistema, considerando las restricciones operativas correspondientes y manteniendo como objetivo la seguridad, la calidad y el menor costo total de operación del sistema para las condiciones existentes.

b Acciones extremas

En situaciones extremas el Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva fría (no-sincronizadas) para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5 % de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de la misma, cuando la barra opere con tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.

9.4.2. Incremento de Tensión

En caso del incremento de la tensión en barras del SINAC, se procederá a reducir la generación de energía reactiva dentro de los límites de operación dadas por las curvas de capacidad de la unidad respectiva hasta conseguir las tensiones nominales de operación, teniendo en cuenta las restricciones operativas correspondientes. De persistir con tensiones elevadas en las barras del sistema, se operarán los equipos de compensación reactiva y en casos extremos se procederá a la desconexión de líneas y transformadores de potencia, preservando la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

9.4.3. Regulación de Tensión

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

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

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

d. El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión. En el estado normal la tensión de barras de carga se mantiene dentro del ± 2.5 % de la tensión de operación.

e. El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal. Transitoriamente hasta el año 2009 la tensión de operación será la estipulada en los contratos entre el suministrador y el cliente.

f. El COES mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente la tensión de barras.

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

h. Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la NTCSE.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el Despacho, el Coordinador solicitará a la DPP una reprogramación de la operación del SINAC.

9.5. Despacho por límite de capacidad de transporte de la línea de transmisión y equipos de transformación

9.5.1. En tiempo real, los Miembros del COES a través de sus CC supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.

9.5.2. Si se presentaran sobrecargas fuera de los límites de tolerancia admisible en las líneas y equipos de alta tensión del sistema, en coordinación con los CC, el Coordinador decidirá la modificación del flujo de carga del sistema, variando los parámetros de control (tensión y frecuencia) en los sistemas de generación, transmisión y transformación del SINAC, respetando en lo posible las disposiciones dadas por la NTCSE y la NTOTR.

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

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el despacho en tiempo real el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

9.6. Despacho por variación de frecuencia del sistema

Tanto para la operación integrada del sistema u operación en sub sistemas aislados:

9.6.1. Los Miembros de generación del COES son responsables por la regulación de la frecuencia del SINAC bajo la directiva del Coordinador.

9.6.2. Frente a una variación sostenida ó súbita de la frecuencia, en primera instancia será controlada y regulada automáticamente por la(s) central(es) calificada(s) para ejercer la RPF. Sin embargo, el Coordinador dispondrá la RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

Para los casos de separación del sistema, en la etapa de la programación de la operación se preverá asignar a la central o centrales habilitadas por la DOCOES que ejercerán la RPF y RSF de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

9.6.3. De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectuará la RSF.

9.6.4. La frecuencia del Sistema se ajustará a las tolerancias especificadas en las NTCSE, para los siguientes indicadores:

- Variaciones Sostenidas de Frecuencia.
- Variaciones Súbitas de Frecuencia.
- Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

9.6.5. Las unidades asignadas para la RPF y RSF operarán de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

9.6.6. Si las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias establecidas por la NTCSE en un momento dado, el Coordinador

dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos.

9.6.7. Si la integral de Variación Diaria de Frecuencia (IVDF), en un momento determinado del día excede las tolerancias especificadas, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso la frecuencia de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinará que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. En todo caso debe mantenerse el criterio de mínimo costo operativo.

9.6.8. El Coordinador registrará, adicionalmente, la IVDF semanal, mensual y anual del sistema integrado y de los subsistemas.

9.6.9. Diariamente la DOCOES enviará al OSINERG según formato establecido, la información de frecuencia y sus indicadores de calidad de los puntos de control establecidos.

El control de la RPF será continuo, en caso llegara a los límites de regulación aprobados, el Coordinador dispondrá devolver la capacidad de regulación mediante una RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función, en casos extremos el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

El Coordinador deberá indicar claramente todas las incidencias ocurridas durante la operación en tiempo real del sistema en los respectivos IDCOP y a su vez esta misma información será transmitida a la DPP.

9.7. Coordinación de maniobras

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

9.7.2. Las maniobras requeridas por los Miembros del COES, por mantenimiento o pruebas, se ajustaran a las incluidas en el PDO. Así mismo se efectúan las maniobras necesarias para mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

9.7.3. El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones del sistema, en coordinación con los Miembros del COES. Por otro lado los Miembros del COES son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y del equipo.

9.7.4. La comunicación entre el Coordinador y los Miembros del COES, o viceversa, debe contener, en forma explícita lo siguiente:

a. El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;

b. La identificación del equipo involucrado, si es el caso;

c. La disposición correspondiente;

d. La hora en que debe ejecutarse;

e. La hora en que se imparte la comunicación;

f. La hora de entrega del equipo o instalación;

g. La hora que se incorpora al sistema; y,

h. La confirmación de parte del CC responsable, la conformidad de puesta en servicio del equipo o instalación.

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

9.7.6. El supervisor de turno de un Miembro del COES que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la

recepción clara del mensaje. Tratándose de códigos, siglas u otras instrucciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.

9.7.7. Mediante un estudio, el COES establecerá la secuencia para la conexión o desconexión de las líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES.

9.7.8. Si ingresan nuevos equipos o instalaciones al Sistema, las coordinaciones de las maniobras se efectuarán bajo los procedimientos establecidos para el caso entre los Miembros del COES, el Coordinador y la DOCOES.

9.8. Reprogramación por coordinaciones defectuosas

9.8.1. La reprogramación, operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador deben considerar: la seguridad de la persona, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como la propiedad de terceros; por lo que los Miembros del COES deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.

9.8.2. De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier Miembro del COES deberá comunicarlo inmediatamente al Coordinador para su corrección con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en caso excepcional. Simultáneamente remitirán copia del reclamo a los demás Miembros del COES por el mismo medio.

9.8.3. El Coordinador evaluará inmediatamente el reclamo, aceptándolo o rechazándolo, debiendo sustentar su decisión; luego hará de conocimiento a todos los Miembros del COES por vía electrónica o fax. De aceptarla corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

10. RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

10.1. Racionamiento

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

10.1.2. Los programas de operación anual, mensual, semanal y diario incluirán el plan de racionamiento, si se prevén déficit de oferta. El cumplimiento de estos programas es obligatorio para todos los Miembros del COES del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas incluidos en los PDO.

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

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

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

10.1.6. El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, establecerá los planes de racionamiento de los PDO siguientes.

10.2. Rechazos automáticos de carga

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

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

a. Nivel máximo y mínimo de frecuencia;

b. Valores máximos y mínimos de tensión;

c. Etapas de desconexión automática y temporizaciones;

d. Se dará prioridad de desconexión de carga;

e. Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;

f. Segmentación del sistema en áreas de operación aislada;

g. Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución establecerán un orden de prioridad para la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

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

ANEXO Nº 01

CONFIGURACION DEL SISTEMA: AREAS OPERATIVAS DE LA RED

Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir las siguientes Areas Operativas, las cuales pueden operar independientemente:

Area 1: Conformada por las centrales térmicas: Nueva Central Térmica de Tumbes y Las Mercedes y las subestaciones Zorritos y Tumbes.

Area 2: Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdún y las subestaciones Talara y Malacas.

Area 3: Conformada por las central hidráulica Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paita y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro.

Area 4: Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste.

Area 5: Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe.

Area 6: Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur.

Area 7 : Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca.

Area 8: Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.

Area 9: Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanillas, Chavarria, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca.

Area 10: Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.

Area 11: Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.

Area 12: Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Armiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.

Area 13: Integrada por las centrales hidráulicas de San Gaban, Dolorespata, Bellavista y las subestaciones asociadas.

Area 14: Integrada por las central hidráulica de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.

Area 15: Integrada por las centrales térmicas de Ilo y Moquegua y las subestaciones asociadas.

Area 16: Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, 2, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

- Aún cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, eventualmente se pueden aislar áreas operativas en una o más áreas geográficas, en casos específicos de mantenimiento o por circunstancias de fuerza mayor.
- Los integrantes del sistema son encargados de mantener actualizados sus propios Manuales de Operaciones y/o Manual de Procedimientos Interempresas, según sea el caso, con el objeto de facilitar el proceso de maniobras de desconexión o reposición de circuitos del sistema.

ANEXO Nº 02 – A
CARACTERISTICA DE OPERACION DEL SISTEMA HIDRAULICO DEL SINAC

CENTRALES HIDRAULICAS DEL SINAC	POTENCIA EFECTIVA (Mw)	RENDIMIENTO PROM.		CAUDALES DE OPERACIÓN		
		POTENCIA Mw/m3/seg	ENERGIA Mwh/mils m3	MINIMO m3/seg	MAXIMO m3/seg	PROMEDIO m3/seg

ANEXO Nº 02 – B
CARACTERISTICAS DE OPERACION DE LOS RESERVORIOS DEL SINAC

EMBALSES DE REGULACION	VOLUMEN UTIL miles m3	EMBALSE MINIMO miles m3	EMBALSE MAXIMO miles m3	VOLUMEN MUERTO miles m3	RESERVORIO O CENTRALES QUE ALIMENTA AGUAS ABAJO

ANEXO Nº 03
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN LAS LINEAS DEL SINAC

Nº	Empresa	Línea de Transmisión	Código Actual	Tensión Nominal (kV)	Longitud (Km)	Capacidad Nominal T. Corriente (A)	Capacidad Nominal Conductor (A)	Capacidad Máxima (A)	Factor Limitante	Número de Circuitos

ANEXO Nº 04
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

N°	EMPRESA	SUBESTACION	CODIGO ACTUAL	RELACION DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (kV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (MVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION SOBRECARGA (2 HORAS (MVA)

PROCEDIMIENTO N° 10

VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ACTIVA ENTRE GENERADORES INTEGRANTES DEL COES

1. OBJETIVO

Determinar y valorizar las transferencias de energía activa entre generadores integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 40°. inciso d)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°, 91°. inciso e, 102°, 107°, 108°, 114°, 136°)

3. PERIODICIDAD

Mensual.

4. RESPONSABLE

División de Evaluación y Estadística.

5. APROBACION

La Dirección de Operaciones aprobará el informe de valorización correspondiente.

Cualquier generador integrante podrá solicitar reconsideración de la aprobación efectuada.

La valorización aprobada origina la obligación de pago o cobro entre generadores integrantes.

6. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para el presente Procedimiento.

6.1. Generador Integrante

Es el generador cuyas instalaciones forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) y que cumple con los requisitos establecidos en los dispositivos legales vigentes para integrar el COES.

6.2. Entrega

Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una Barra de Transferencia.

6.3. Retiro

Energía activa que es comercializada y/o consumo físico en una Barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión.

Cuando se trata de consumos físicos, su legalidad quedará demostrada con el reconocimiento de dicho consumo físico en el modelamiento que se efectúa para reflejarlo en otro lugar según contrato de comercialización y/o transporte.

6.4. Barra de Transferencia

Es toda barra del Sistema Principal de Transmisión y además aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes.

7. PREMISAS

7.1. La determinación de las transferencias de energía activa y su valorización se realiza en las Barras de Transferencia.

7.2. La valorización de las entregas y retiros entre generadores integrantes del COES en los sistemas secundarios de transmisión, serán considerados como parte de la valorización de las transferencias, previo acuerdo de los generadores integrantes involucrados. De no haber acuerdo, se valorizará provisionalmente por disposición del Directorio del COES, hasta que se produzca dicho acuerdo.

7.3. El período de valorización mensual de las transferencias de energía activa comprende desde las 00:00 horas del primer día del mes hasta las 24:00 horas del último día del mismo mes.

8. DATOS

8.1. El COES mantendrá actualizada la información siguiente:

1) Relación de integrantes.
2) Relación de las Barras de Transferencia.
3) Descripción de las entregas y retiros en barras de transferencia.
4) Compromisos de potencia de los generadores integrantes.
5) Esquema simplificado del Sistema Interconectado Nacional - Barras de Transferencia.

Cualquier actualización de esta información será comunicada a los integrantes en el informe correspondiente.

8.2. El Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) en la Barra de Referencia (Barra de Transferencia Santa Rosa) es el calculado según el PR-N° 07. Para cualquier otra Barra de Transferencia, el CMCP está dado por el CMCP en la Barra de Referencia multiplicado por el factor de pérdidas marginales de energía activa de dicha barra, evaluado conforme se indica en 8.5.

Cuando el SINAC se divida en sub-sistemas los costos marginales serán determinados por aplicación del PR-N° 07.

En el caso que el COES utilice un modelo multinodal, los CMCP resultantes serán utilizados para estas valorizaciones.

8.3. Cada generador integrante del COES presentará la información de sus Entregas y Retiros provenientes de medidores ubicados en las barras de transferencia, para períodos de 15 minutos.

En los casos de excesos de consumo de energía activa con relación a los compromisos pactados, estos corresponderán a retiros del generador que lo abastece, y de haber dos o más generadores que abastecen simultáneamente un mismo consumo, dichos excesos de consumo serán repartidos entre ellos proporcionalmente a sus compromisos contractuales.

Cuando la información de los medidores no es suficiente para cubrir el período indicado en el numeral 7.3 o ésta es registrada en niveles de tensión menores a los de la Barra de Transferencia, se deberán utilizar los factores de pérdidas de transformación y transmisión acordados por los generadores involucrados o aquellos de la fijación tarifaría vigente. El objetivo es que las mediciones se lleven a la barra y al nivel de tensión más alto, esto es a la barra de transferencia, de acuerdo a lo señalado en el artículo 114° del Reglamento. El detalle del cálculo efectuado deberá alcanzarse al COES.

8.4. Los titulares de Sistemas Principales de Transmisión proporcionarán la información de sus Entregas y Retiros registradas en las Barras de Transferencia, para períodos de 15 minutos.

8.5. El COES calculará los factores de pérdidas marginales que mejor reflejen la operación real del sistema eléctrico, para su aplicación en la valorización de las transferencias de energía activa.

8.6. El Valor del Agua es determinado según el PR-N° 08.

8.7. El Tipo de Cambio (TC) para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica es el valor publicado en el Diario Oficial El Peruano por la Superintendencia de Banca y Seguros como “Cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado” o el que lo reemplace. Se tomará el valor Venta correspondiente al último día hábil del mes para el cual se efectúa la valorización.

8.8. En el caso que algún integrante no entregue oportunamente la información indicada en los numerales 8.3 y 8.4, la División de Evaluación y Estadística del COES usará la mejor información disponible, la que será propuesta al CTEE para su aprobación, efectuándose el ajuste correspondiente en la siguiente valorización.

9. PROCEDIMIENTO

9.1. En cada Barra de Transferencia se debe cumplir que la sumatoria de Entregas debe ser igual a la sumatoria de Retiros. En cada barra de transferencia del sistema secundario de transmisión solo existirán Entregas y Retiros de generadores integrantes involucrados.

Al efectuarse el balance de energía en cada Barra de Transferencia del Sistema Principal de Transmisión, el error admisible no deberá ser mayor de 2% del Retiro (si el error es negativo) o de la Entrega (si el error es positivo) del Transmisor. Si la diferencia del balance es igual o menor que el error admisible, dicha diferencia se cerrará con la Entrega o Retiro del Transmisor según dicho error sea positivo o negativo respectivamente.

Si la diferencia del balance es superior al error admisible, deberán verificarse los perfiles de las Entregas y Retiros en dicha barra. Si después de dicha verificación persistiera el error, la División de Evaluación y Estadística cerrará el balance provisionalmente, para efectos de la transferencia de energía, con el Retiro o Entrega del Transmisor según sea el caso, debiendo revisar en detalle toda la medición que lleve a dar solución al problema dentro de los 15 días siguientes de aprobada la valorización.

De considerarlo necesario el COES requerirá que los propietarios de la medición efectúen, bajo su supervisión, el contraste de los medidores y/o la correcta sincronización de sus relojes. El resultado de dicho análisis y el ajuste a que de lugar, se incluirán en la siguiente valorización.

9.2. Las Entregas y Retiros de cada generador integrante serán valorizadas al Costo Marginal de Corto Plazo de la Barra de Transferencia correspondiente.

9.3. Para cada generador integrante se determina su Saldo de Transferencias que resulta de la sumatoria de las valorizaciones de sus Entregas menos la sumatoria de las valorizaciones de sus Retiros.

La sumatoria de los Saldos de Transferencias en el Sistema Principal de Transmisión de los generadores integrantes constituirá el Saldo Resultante.

9.4. El Saldo Resultante será asignado a cada generador integrante, prorrateándolo en proporción a sus ingresos por potencia del mes para el cual se efectúa la valorización.

9.5. Las compensaciones por consumos de baja eficiencia de combustible y por operación a mínima carga se realizarán de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.

9.6. La compensación por Regulación Primaria de Frecuencia se realizará de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional .

9.7. El Saldo de Transferencias Neto para cada generador integrante será la suma de los saldos obtenidos en los numerales 9.3, 9.4, 9.5 y 9.6.

9.8. Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada generador integrante económicamente deficitario a los generadores integrantes económicamente

excedentarios, se prorratea su Saldo de Transferencias Neto en la proporción en que cada uno de éstos participen en el saldo positivo total.

10. INFORMACION ESTADISTICA

El COES mantendrá actualizada la información estadística siguiente:

1 Producción mensual de energía activa por unidad de generación y por empresa.

2 Costos Marginales promedios ponderados mensuales.

3 Balance de energía por barra y por Empresa.

4 Valor Agua semanal.

5 Tipo de Cambio.

6 Factor de Pérdidas Marginales.

7 Costos Variables.

11. CRONOGRAMA

11.1. Las empresas integrantes de COES entregarán a la Dirección de Operaciones la información pertinente en el formato establecido por la misma en el transcurso de los cinco (5) primeros días calendario del mes.

11.2. La Dirección de Operaciones procesará la información y elaborará el respectivo Informe en dos (2) días calendario del mes.

11.3. La Dirección de Operaciones entregará el día octavo calendario el Informe de Valorización de Transferencias de Energía y los cálculos correspondientes a las empresas integrantes para su revisión. Las empresas integrantes presentarán sus observaciones a la Dirección de Operaciones en dos (2) días calendario.

11.4. La Dirección de Operaciones emite los cuadros de pago el décimo día calendario del mes siguiente de la valorización.

Si se hubieran presentado observaciones que no puedan ser subsanadas hasta el décimo día calendario, la Dirección de Operaciones aprobará la valorización con cargo a emitirse los ajustes que resulten pertinentes.

11.5. La Dirección de Operaciones remitirá el mismo día de la aprobación el Informe aprobado a las empresas integrantes para los efectos que corresponda.

11.6. Los pagos resultantes de las eventuales observaciones no subsanadas a que se refiere el punto 11.4, deberán ser incluidos en la liquidación de la factura del mes siguiente de subsanada la observación.

PROCEDIMIENTO N° 11

RECONOCIMIENTO DE COSTOS POR REGULACION DE TENSION EN BARRAS DEL SINAC

1. OBJETIVO

La operación del sistema eléctrico debe efectuarse con un perfil adecuado de tensiones de entrega de energía (Tensiones) conducentes a un suministro eléctrico de buena calidad de tensión.

Es objetivo de este procedimiento precisar las obligaciones y el reconocimiento de los sobrecostos de operación incurridos por las empresas integrantes del COES (Integrantes) para regular la tensión en barras pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 40, 41)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 83, 92, 93, 95)

2.3. Decreto Supremo Nº 009-97–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4. Resolución de la CTE N° 03-95 P/CTE y modificatorias.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

Los Integrantes son responsables de la operación de sus equipos para el control de la tensión en el SINAC.

La DPP es responsable de las programaciones anuales, mensuales, semanales y diaria de la operación del SINAC, la que debe considerar los niveles de tensión en las barras del SINAC en la optimización del despacho de centrales.

El COORDINADOR es responsable en tiempo real del despacho que sea necesario para regular las tensiones en las barras de transferencia, para la operación en tiempo real.

La Dirección de Operaciones es responsable de la aprobación del informe técnico que presentará la DPP sobre cada uno de los eventos, para el reconocimiento de los sobre costos por generación.

La DEE basada en el referido informe y los cambios en las entregas de energía al SINAC, calculará los sobre costos incurridos por los Integrantes.

La Dirección de Operaciones reconocerá y aprobará los referidos sobre costos.

5. OBLIGACIONES

5.1. Compensar a las empresas generadoras que contribuyen a mejorar el nivel de tensión en barras del Sistema Principal de Transmisión del SINAC con autorización del COORDINADOR, y que son aquellas cuyas unidades se arrancan para despachar energía reactiva y aquellas cuya generación de energía activa se reduce para permitir el despacho de las anteriores.

5.2. Corresponderá compensar a las partes implicadas, la operación de unidades para regular tensión en barras correspondientes al Sistema Secundario de Transmisión.

5.3. Las unidades generadoras entregarán, cuando sea solicitado por el COORDINADOR, la potencia reactiva requerida hasta el límite determinado técnicamente para cada una de ellas.

5.4. El mantenimiento preventivo de las unidades generadoras y de líneas de transmisión deberá sujetarse al programa semanal aprobado por la DOCOES.

5.5. Los Integrantes están obligados a instalar temporalmente equipos registradores del factor de potencia en diversos puntos de la red, en las oportunidades que la Dirección de Operaciones del COES lo solicite. Los resultados serán reportados a dicha Dirección.

6. SOBRE COSTOS POR TENSION

Los sobre costos por Tensión (sobre costos) son aquellas erogaciones originadas por variaciones en el programa diario de operación del SINAC (variaciones) que constituyen incrementos de inyecciones de potencia reactiva y que originan alteraciones del despacho de potencia activa respecto a los valores programados para la operación de mínimo costo.

El PDO por tensión considera la necesidad de arrancar o variar la carga de una o más unidades de generación únicamente para regular la Tensión en cualquier barra del SINAC. En caso de incluirse el despacho de alguna unidad por Tensión, este se efectuará considerando siempre la operación a mínimo costo. El costo variable de dicha unidad no será considerado en el costo marginal del SINAC, siempre y cuando se demuestre que no fue más económico operar bajo esta condición en el sistema.

La DPP determinará los sobre costos, que serán iguales a la diferencia entre el costo de la operación del PDO para un día específico y el costo resultante de un PDO sin el problema de tensión. En la determinación de los sobre costos deberán considerarse los costos variables combustibles y no combustibles; los costos por rendimiento térmico y los costos de arranque, rampa de carga, descarga y parada calculados de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC, considerando la potencia real generada, la DPP informará diariamente los sobre costos en el IEOD.

7. DETERMINACION DE LA COMPENSACION POR SOBRE COSTOS

7.1. Se compensarán a los Integrantes que incurran en sobre costos por regular Tensión (compensaciones) en barras del Sistema Principal de Transmisión, en un monto que sea igual a los incrementos valorizados a un costo unitario resultante de la diferencia entre el costo variable de su unidad (o sus unidades) y el costo marginal del sistema.

Las Compensaciones se calcularán mensualmente mediante un ajuste al cálculo de transferencias de energía activa, mediante el siguiente procedimiento:

Sean :

E1r = la energía real inyectada por un Generador 1 (G1) para mejorar la tensión.

E1p = la energía que debió generar el G1 , sin considerar problemas de tensión

CV1 = Costo variable del G1

Cmg = Costo marginal del sistema en la barra de referencia (Santa Rosa)

fp1 = Factor de pérdidas de energía de la barra donde inyecta el G1

NA = Número de arranques.

El G1, para mejorar la tensión del sistema incurre en un gasto (E1r-E1p)*CV1 y percibe el monto (E1r-E1p)*Cmg*fp1.

Por tanto, debe compensarse el monto:

$$C = (E1r-E1p) * (CV1 - Cmg*fp1)$$

Los costos variables y gastos adicionales de arranque y parada, si son aplicables, se calcularán de acuerdo al Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC; aplicado al período en que se reguló tensión, considerando NA=0 si la unidad estaba operando o NA=1 si la unidad no estaba operando.

En caso de tratarse de más de un generador, el procedimiento general es similar al descrito, obteniéndose la compensación total como la sumatoria de las Compensaciones individuales.

7.2. En el caso que uno o más generadores con costo variable menor al de la unidad que se despacha para mejorar la tensión reduzcan su generación, les corresponderá una compensación solamente en el caso que dicha reducción de generación produzca vertimiento energético. La compensación para cada uno de los generadores que han vertido se efectuará en proporción a la energía vertida. Esta compensación no es aplicable en caso de vertimiento generalizado, regulación secundaria de frecuencia, o por motivos distintos a las necesidades de regulación de tensión.

La compensación económica a costos marginales para el generador i que ha vertido por requerimientos de tensión durante el período de regulación es:

$$Ci = K * (E1r – E1p).(Evi / \Sigma Evi).(Cmg . fpi – CVi)$$

Donde:

Ci = compensación por la energía vertida al requerirse despachar una unidad por regulación de tensión.

K = proporción de la energía a compensar = Σ Evi / Σ ΔEi

Evi = energía vertida por el generador i durante el período de regulación de tensión por requerimiento del COORDINADOR.

Δ Ei = decremento de energía del generador i.

E1r – E1p = exceso de energía despachada por la unidad que realiza regulación de tensión (numeral 7.1).

Cmg = costo marginal de energía del sistema sin considerar la unidad que efectúa la regulación de tensión.

fpi = factor de pérdidas marginales de la barra donde inyecta el generador i

Cvi = costo variable de la unidad i.

8. OPORTUNIDAD DEL INFORME Y VALORIZACION RESPECTIVA

La DPP formulará mensualmente, dentro de los cinco(5) primeros días de cada mes, un informe (Informe) sobre las fechas y tiempos de operación de grupos térmicos y de los cambios en las entregas de energía por motivos de mejora de la Tensión, correspondiente al mes anterior.

La DOCOES aprobará el Informe para la valorización y cálculo de compensaciones y los pagos entre Integrantes.

La DEE valorizará los cambios en las entregas de energía al sistema por mejora de tensión basada en los registros de energía cada 15 minutos.

La DOCOES aprobará el informe de la DEE para la realización de los pagos.

9. PAGO DE LAS COMPENSACIONES

Las compensaciones serán pagadas de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento N°15.

ANEXO

EJEMPLO DE APLICACION

Durante 4 horas se despacha una unidad térmica local G0 de 100MW y CV = 40 US$/MWh por tensión, requiriéndose disminuir generación hidráulica lejana por 105 MW en base a dos generadores hidráulicos G1 y G2 , en 51 y 54 MW respectivamente. Esta disminución de generación hidráulica de 105 MW corresponde a 100MW locales, debido a las pérdidas.

El cmg del sistema sin considerar la unidad despachada por tensión es de 28 US$/MWh y el CV de los generadores hidráulicos es cero. Los factores de pérdidas marginales son fp0 = 1.0; fp1=0.98; fp2=0.98

Los vertimientos son 20MWh en el generador 1 y 10 MWh en el generador 2.

La compensación que le corresponde al generador térmico es, según 7.1:

C0 = 400 MWh * (40 * 1 – 28) US$/MWh = 4800 US$

La compensación total de energía para los generadores hidráulicos que han vertido es:

? Etcv = 20 + 10 = 30 MWh

proporción K = 30 / (105*4) = 0.071

Es decir, los 400 MWh térmicos requieren una disminución de 105*4= 420 MWh hidráulicos, de los cuales = 0.071*400 = 28.4 MWh producen vertimiento (se compensan) y 400-28.4=371.6 MWh no producen vertimiento (no tienen compensación).

Las compensaciones a cada generador hidráulico son:

C1 = 400 * 0.071 *(20 / (20+10)) * (28 * 0.98 – 0) = 519.53 US$

C2 = 400 * 0.071 *(10 / (20+10)) * (28 * 0.98 – 0) = 259.76 US$

Nótese que el sobre costo para el sistema es US$4800 el cual resulta igual a la evaluación de la diferencia de costos de generación del sistema con y sin el problema de tensión. Sin embargo, los generadores del sistema pagan, además de este sobre costo, la pérdida de oportunidad de la energía vertida, por US$ 779.29.

PROCEDIMIENTO N° 12

PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO PARA LA OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Establecer los procedimientos a seguir en la elaboración de los programas de mantenimiento de los equipos principales de generación y transmisión del SICNAC, y definir las responsabilidades de los Integrantes, del Coordinador y de la DOCOES; asimismo la información necesaria requerida y ejercer el control para su cumplimiento.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso b)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. inciso c, 115°, 116°, 117°)

2.3. Resolución Suprema Nº 233-98-PCM (1998-05-01). Escala de Multas y penalidades por infracciones a las Leyes de Concesiones Eléctricas y Orgánica de Hidrocarburos.

2.4. Decreto Supremo Nº 009-99–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.5. Resolución Directoral Nº 049-99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. DE LA DOCOES

4.1.1. Pronosticar la demanda de potencia y energía anual del sistema y verificar la existencia de reserva rotante y fría para la programación del mantenimiento.

4.1.2. Consolidar y elaborar los programas de mantenimiento (preventivo y/o correctivo) bajo los criterios de seguridad, calidad y economía para el SINAC.

4.1.3. Establecer la forma y plazos en que los titulares: de generación, de redes de transmisión, de redes de distribución y clientes libres deben presentar la información de sus programas de mantenimiento; en los dos últimos casos los integrantes del COES coordinarán con sus clientes.

4.1.4. Remitir al Coordinador y a los integrantes del COES los programas de operación: PSO, PDO y Reprogramación de la Operación, incluido los mantenimientos programados de acuerdo a los plazos, horarios y medios establecidos en los procedimientos PR-N° 01, PR-N° 02 y PR-N° 06.

4.1.5. Coordinar, actualizar y elaborar en los términos y plazos establecidos los programas de mantenimiento Mayor del SINAC.

4.1.6. Coordinar, actualizar y elaborar en los plazos y términos establecidos los programas de mantenimiento Anual del SINAC.

4.1.7. Coordinar y elaborar los programas de mantenimiento mensuales de las unidades de generación, líneas de transmisión y componentes principales del SINAC.

4.1.8. Coordinar y elaborar los programas de mantenimiento semanales de las unidades de generación, líneas de transmisión y componentes principales del SINAC.

4.1.9. Coordinar y actualizar los programas de mantenimiento diarios de las unidades de generación, líneas de transmisión y componentes principales del SINAC.

4.1.10. Aprobar los programas de mantenimiento Mayor, anual, mensual y semanal del SINAC.

4.1.11. Analizar y sustentar mediante el uso de herramientas computacionales las repercusiones sobre la seguridad, calidad y economía del suministro eléctrico. La secuencia o simultaneidad de los mantenimientos de los equipos principales de generación y/o transmisión del sistema dentro de un mismo período, y de acuerdo a los resultados obtenidos, puede recomendar: continuar, adelantar o postergar la programación del mantenimiento para una fecha más propicia.

4.1.12. A través del CSO, evaluar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento y comunicar a los integrantes del COES los resultados obtenidos en forma semanal y mensual.

4.1.13. Reportar mediante el IEOD a los integrantes del COES el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento de corto plazo del SINAC, así como un informe sucinto de aquellos trabajos ejecutados de mantenimiento correctivo de emergencia.

4.1.14. Comunicar a los integrantes del COES con la debida anticipación sobre los próximos plazos de presentación y actualización de los programas de mantenimiento Mayor, Anual y Mensual de sus instalaciones.

4.1.15. Coordinar, evaluar e informar los programas de mantenimiento de urgencia que no se encuentren considerados en los programas de mantenimiento semanales aprobados, considerando la seguridad, calidad y economía.

4.1.16. Informar de los casos de incumplimientos y transgresiones a las normas: NTCSE y NTOTR a OSINERG.

4.1.17. Obtener la información de los programas de mantenimiento de los generadores no integrantes del COES.

4.2. DEL COORDINADOR

4.2.1. Supervisar, controlar y coordinar con los Integrantes del SINAC el cumplimiento del programa de mantenimiento diario.

4.2.2. Coordinar con los Integrantes del SINAC la suspensión o modificación de la ejecución del mantenimiento programado de un equipo o instalación a solicitud del Integrante o si las condiciones del sistema así lo exijan, comunicando a la DPP la justificación.

4.2.3. Alertar y solicitar a la DPP la reprogramación de la operación si la ejecución del programa de mantenimiento de un equipo o instalación se prevé que afectará la operación normal del sistema.

4.2.4. Atender a los Integrantes del SINAC que soliciten la ejecución de los trabajos de mantenimiento correctivo de emergencia, y de acuerdo a un análisis técnico solicitar a la DPP la reprogramación de la operación.

4.2.5. Coordinar y supervisar la ejecución de las maniobras de desconexión y conexión de circuitos por mantenimiento, con los Integrantes del SINAC.

4.2.6. Coordinar las maniobras de desconexión y conexión por mantenimiento programado en instalaciones que intervengan varias empresas, sobre la base de las disposiciones dadas por los Procedimientos de Operaciones Interempresas.

4.2.7. Recopilar información y reportar diariamente en los IDCOS el tiempo utilizado en la ejecución de los trabajos de mantenimiento respecto a lo programado así como sus desviaciones (desde el inicio de las maniobras de liberación hasta la finalización de los mismos), y por otro lado emitir un resumen sucinto de los trabajos ejecutados por los integrantes del SINAC.

4.3. DE LOS INTEGRANTES DEL COES

4.3.1. En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al SINAC, así como los titulares de redes de transmisión, de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a suministrar la información necesaria para coordinar los programas de mantenimiento en la oportunidad, manera y forma que se señalan en las Normas y en el presente Procedimiento.

4.3.2. A través de sus respectivos CC, son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones durante la ejecución del programa de mantenimiento, así como de las maniobras desconexión y conexión de sus circuitos.

4.3.3. Solicitar al Coordinador la suspensión de la ejecución del mantenimiento programado de su equipo o instalación, si las condiciones así lo exigieran; y comunicar la justificación del caso a la DPP dentro de las 24 horas de producida la alteración al programa.

4.3.4. Alertar y solicitar al Coordinador la reprogramación de la operación si la ejecución del programa de mantenimiento de un equipo o instalación se prevé que afectará la operación normal del SINAC.

4.3.5. Manejar sus propios planes de trabajo de mantenimiento preventivo, los mismos que sirven de base para la formulación a largo, mediano y corto plazo de los requerimientos del programa y que son presentados al COES dentro de los plazos y formas establecidos en el presente Procedimiento.

4.3.6. Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador para el cumplimiento de los trabajos de mantenimiento programado. De ser necesario suspender el mantenimiento a solicitud del Coordinador o de la DOCOES.

4.3.7. Actualizar y coordinar los programas de mantenimiento Mayor de sus empresas periódicamente dentro de los plazos y formas establecidos por la DOCOES para un horizonte anual.

4.3.8. Actualizar y coordinar los programas de mantenimiento Anual de sus empresas mediante los programas de mantenimiento Mensuales en las formas y plazos establecidos por la DOCOES.

4.3.9. Actualizar y coordinar los programas de mantenimiento Mensuales de sus empresas mediante los programas de mantenimiento Semanales que serán presentados a la DOCOES para su aprobación

4.3.10. Actualizar y coordinar los programas de mantenimiento Semanales de sus empresas mediante los programas diarios de mantenimiento y que son enviados al COES dentro de las formas y plazos establecidos en el presente Procedimiento.

4.3.11. Solicitar a la DPP la inclusión de los trabajos de mantenimiento no considerados (mantenimientos correctivos o preventivos que no alteren la operación prevista) en el PSO, previa justificación de la urgencia de su ejecución.

4.3.12. Solicitar en tiempo real al Coordinador, la atención de aquellos trabajos de mantenimiento correctivo de emergencia, y/o las pruebas de sus instalaciones y equipos, con oportuna justificación de la urgencia con copia a la DPP.

4.3.13. Informar diariamente en los IDCC al Coordinador, el tiempo utilizado en la ejecución de los trabajos de mantenimiento de sus respectivas instalaciones (desde el inicio de las maniobras de liberación hasta la finalización de los trabajos ejecutados y/o hasta su puesta en operación), así como un resumen sucinto de lo realizado.

4.3.14. Presentar a la DOCOES la información correspondiente a los programas de mantenimiento de sus clientes.

5. PERIODICIDAD

5.1. Los programas de mantenimiento Mayor y Anual serán aprobados y entregados a los integrantes del COES y al Coordinador para su ejecución, de acuerdo a lo establecido en 7.2, a más tardar el 30 de noviembre de cada año. Por otro lado, la actualización con un horizonte anual, se hará trimestralmente, cuya aprobación y entrega para su ejecución debe producirse a más tardar el tercer jueves del último mes del trimestre en curso.

5.2. El Programa de Mantenimiento Mensual será aprobado y disponible para su ejecución a más tardar el último jueves de cada mes.

5.3. El Programa de Mantenimiento Semanal será aprobado y disponible para su ejecución todos los jueves de cada semana a las 14:00 horas.

5.4. El Programa Diario de Mantenimiento será emitido y disponible para su ejecución a más tardar a las 14 horas o 22 horas de cada día.

6. VIGENCIA

Durante todos los días del año.

7. INFORMACION REQUERIDA

7.1. MEDIOS

Correo electrónico u otros medios magnéticos, vía fax ó teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

7.2. PLAZOS Y FORMAS DE ENTREGA DE INFORMACION

7.2.1. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR (PMMA)

a Actualización de la relación de unidades generadoras y equipos principales de transmisión.

Reporte : A más tardar el 30 de setiembre de cada año.

Emisores : Integrantes del COES. Generadores no integrantes del COES.

Receptor : DPP.

b Propuesta de requerimientos de mantenimiento Mayor de cada unidad generadora y equipos principales de transmisión.

Reporte : A más tardar el 30 de setiembre de cada año la propuesta inicial de su respectivo programa de mantenimiento mayor para el año siguiente. La información a ser entregada debe incluir lo siguiente:

- A solicitud de la DPP los períodos alternativos para la ejecución de los trabajos propuestos.
- A solicitud de la DPP la información que sea necesaria para evaluar las ventajas o impedimentos para realizar los trabajos en diferentes fechas.

Emisores : Integrantes del COES. Generadores no integrantes del COES.

Receptor : DPP.

c Previsión de la demanda de sus clientes por días típicos de cada mes en bloques de máxima, media y mínima demanda.

Reporte : A más tardar el 30 de setiembre de cada año.

Emisores : Integrantes del COES. Generadores no integrantes del COES.

Receptor : DPP.

d Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, distribución y reserva de combustible) del SINAC.

Reporte : A más tardar el 30 de setiembre de cada año.

Emisores : Integrantes del COES. Generadores no integrantes del COES.

Receptor : DPP.

e Pronóstico de los caudales de operación (naturales y regulados) y la matriz de energía generable.

Reporte : A más tardar el 30 de setiembre de cada año.

Emisores : Todos los integrantes generadores hidráulicos del COES.

Receptor : DPP.

f La DPP elaborará la consolidación, coordinación y ejecución de un programa preliminar de mantenimiento Mayor, el que será entregado a cada integrante del COES para las observaciones del caso.

Reporte : En tiempo diferido, antes del 07 de octubre.

Emisor : La DPP del COES

Receptores: Integrantes del COES. Generadores no integrantes del COES.

g Actualización trimestral del Programa de Mantenimiento Mayor para un horizonte de 12 meses, incorporando las modificaciones a solicitud del Integrante del COES o del Integrante del SINAC a criterio de la DOCOES.

Reporte : En tiempo diferido, como sigue:

1 Presentación de la modificación por los integrantes del COES o Integrantes a criterio de la DOCOES, antes de los primeros 07 días del ultimo mes del trimestre en curso.

2 Elaboración de la actualización del PMMA antes de la primera quincena del último mes del trimestre en curso.

3 Aprobación de la actualización al PMMA por la DOCOES, en la primera quincena del mes de octubre.

4 Las actualizaciones trimestrales del PMMA serán aprobadas como fecha límite la última semana del trimestre.

Emisor : La DOCOES.

Receptores: Los integrantes del COES, Integrantes del SINAC a criterio de la DOCOES y el Coordinador.

7.2.2. PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO (PAM)

a La información a ser entregada con la propuesta inicial del Programa de Anual de Mantenimiento, debe incluir lo siguiente:

- A solicitud de la DPP los períodos alternativos para la ejecución de los trabajos propuestos.
- A solicitud de la DPP la información que sea necesaria para evaluar las ventajas o impedimentos para realizar los trabajos en diferentes fechas

Reporte : Anual y en tiempo diferido hasta el 15 de setiembre de cada año.

Emisores : Los integrantes del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

b El COES comunicará a sus integrantes el programa preliminar para su conformidad y/o observaciones al mismo.

Reporte : En tiempo diferido, hasta el 15 de octubre.

Emisor : La DPP.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador.

c Los integrantes del COES presentarán sus observaciones y/o la conformidad al programa.

Reporte : En tiempo diferido, antes del 15 de noviembre.

Emisores : Los integrantes del COES

Receptores : La DPP y el Coordinador.

d La DPP, actualiza, aprueba y entrega a los integrantes del COES el PAM.

Reporte : En tiempo diferido, antes del 30 de noviembre.

Emisor : La DPP.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador.

7.2.3. PROGRAMA MENSUAL DE MANTENIMIENTO (PMM)

a Los integrantes del COES y los generadores no integrantes del COES presentarán sus propuestas iniciales a la DPP.

Reporte : En tiempo diferido, el martes anterior a la reunión de coordinación del Programa de Mantenimiento Mensual.

Emisores : Los integrantes del COES.

Receptor : La DPP.

b Reunión de los integrantes del COES, generadores no integrantes del COES y la DPP para la coordinación del Programa de Mantenimiento Mensual.

Reporte : A más tardar el martes anterior al último jueves de cada mes, a las 14 horas.

Emisor : La DOCOES.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador.

c Aprobación del Programa de Mantenimiento Mensual por la DOCOES.

Reporte : A más tardar el último jueves de cada mes.

Emisor : La DOCOES.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador.

7.2.4. PROGRAMA SEMANAL DE MANTENIMIENTO (PSM)

a Los integrantes del COES y los generadores no integrantes del COES presentarán sus propuestas iniciales.

Reporte : Antes de las 14 horas de los días martes de cada semana.

Emisores : Los integrantes del COES.

Receptores : La DPP y el Coordinador.

b Reunión de los integrantes del COES, generadores no integrantes del COES y la DPP para la coordinación del PMS.

Reporte : Cada dos jueves a partir de las 14 horas.

Emisor : La DOCOES.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador.

c Aprobación del Programa de Mantenimiento Semanal por la DOCOES.

Reporte : A más tardar a las 17 horas del penúltimo día hábil de cada semana.

Emisor : La DOCOES.

Receptores : Los integrantes del COES y el Coordinador

7.2.5. PROGRAMA DIARIO DE MANTENIMIENTO (PDM)

a Consolidación de las propuestas de mantenimiento de los integrantes del COES y los Generadores no integrantes del COES.

Reporte : Todos los días antes de las 10:00 horas.

Emisores : Los integrantes del COES.

Receptor : DPP.

b Emisión del PDM.

Reporte : Todos los días antes de las 14 horas, y de ser necesario a las 22 horas.

Emisor : DPP.

Receptores : Los integrantes del COES y Coordinador.

8. OTRAS CONSIDERACIONES ADICIONALES

a. Los integrantes del COES podrán solicitar a la DPP la inclusión de los trabajos de mantenimiento que no hayan sido previamente considerados en los programas correspondientes, justificando la necesidad de su ejecución.

b. Es facultad de la DPP aceptar la ejecución de estos trabajos, donde evaluarán los efectos de los mantenimientos no programados, velando por la calidad, seguridad y economía de la operación del SINAC.

c. Los integrantes del COES, los generadores no integrantes y demás integrantes del SINAC, podrán solicitar al Coordinador la inclusión en tiempo real de los trabajos de mantenimiento correctivo de emergencia, quienes comunicarán la justificación de la necesidad urgente de su ejecución y con copia del documento a la DPP.

d. Los mantenimientos de equipo de transmisión que puedan ocasionar racionamientos a los clientes, tanto en el sistema principal como en el secundario deberán ser previamente acordados con su suministrador.

8.1. MODIFICACIONES AL PROGRAMA

8.1.1. Una vez aprobado un Programa de Mantenimiento por la DOCOES, éste no será modificado hasta la próxima actualización.

8.1.2. Nuevas solicitudes podrán ser consideradas en los programas de menor horizonte temporal siguiente, luego de haberse considerado los mantenimientos ya programados y verificado las reservas de potencia adecuada, así como la calidad, seguridad y economía de la operación del SINAC.

8.2. LOS CONFLICTOS Y SUS SOLUCIONES

8.2.1. En caso de conflictos de mantenimiento preventivo coincidentes, se tendrá la siguiente prioridad para su ejecución:

a Programa de Mantenimiento Anual.

b Programa de Mantenimiento Mensual.

c Programa de Mantenimiento Semanal.

d Programa de Mantenimiento Diario.

8.2.2. En caso de tenerse igualdad de precedencia, la prioridad será acordada por la DOCOES, considerando el sustento técnico de las empresas. Esta prioridad será determinada por la DPP en caso de tratarse de trabajos de urgencia que exijan decisiones inmediatas

8.2.3. No se programarán mantenimientos simultáneos de unidades generadoras que conlleven a la disminución de la reserva no sincronizada a valores menores al 10% de la demanda activa total del sistema o sub sistemas, salvo que sea inevitable sobrepasar el porcentaje indicado, para lo cual el integrante del COES sustentará la necesidad de la Programación del Mantenimiento a la DPP del SINAC.

8.3. MANIOBRAS NECESARIAS

De ser necesarias desconexiones y conexiones de unidades generadoras y equipos de transmisión por Mantenimiento Programado se programarán de acuerdo al Procedimiento de Operación del COES y Procedimientos interempresas vigentes.

PROCEDIMIENTO N° 13

DETERMINACION DE LA ENERGIA FIRME DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES DEL COES

1. OBJETIVO

Determinación de la Energía Firme de las centrales generadoras de las empresas integrantes del COES y de su suma total.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. Inciso d).

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 103°)

3. DEFINICION

Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperada para las unidades de generación térmica.

4. RESPONSABLE

División de Estudios y Desarrollo.

5. PERIODICIDAD DE CALCULO

Anual.

6. VIGENCIA

Anual (Enero - Diciembre).

7. DATOS BASE

Serán proporcionados por las Empresas Integrantes antes del 31 de octubre.

7.1. Para las centrales hidráulicas:

Potencia efectiva determinada con el procedimiento COES correspondiente, caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la(s) central(es), mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos, índices de indisponibilidad fortuita mensual, caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia que fija el Reglamento, capacidad útil máxima de los embalses a considerar, requerimientos de agua para riego y/o agua potable, capacidades de túneles, canales, y otros.

7.2. Para las centrales térmicas:

Potencia efectiva de la(s) unidad(es) determinada con el procedimiento COES correspondiente, mantenimientos programados de la(s) unidad(es), índices de indisponibilidad fortuita mensual de la(s) unidad(es).

7.3. Para los nuevos proyectos:

Se deberá tener la información equivalente a la solicitada para las unidades existentes y deberá ser proporcionada por las empresas propietarias.

8. PROCEDIMIENTO DE CALCULO

8.1. CENTRALES HIDRAULICAS

La Energía Firme está conformada por los aportes de los caudales naturales de pasada de la cuenca entre el (los) embalse(s) y la(s) central(es), y por los aportes debidos a la(s) descarga(s) del (los) embalse(s).

Para la determinación de la energía anual se seguirá el siguiente proceso:

8.1.1. Para la probabilidad de excedencia mensual que fija el Reglamento se determina los caudales naturales afluentes al embalse y los caudales naturales de pasada de la cuenca considerada, de la serie hidrológica disponible (la utilizada en la última Fijación Tarifaria).

8.1.2. Se determina el volumen útil inicial del año de los embalses estacionales como el promedio de los volúmenes útiles históricos de inicio del año de la serie hidrológica disponible. En caso que la cantidad de volúmenes históricos disponibles sea inferior a la cantidad de años de la serie hidrológica disponible, para los años con información faltante el volumen medio del embalse (50% de capacidad útil) será el volumen inicial del año.

8.1.3. Se procede a simular para los doce meses del año la operación de la(s) central(es); teniendo como objetivo maximizar su generación acumulada y considerando lo siguiente:

- Mantenimiento mayor de las unidades hidráulicas.
- Restricciones por riego y/o agua potable.
- Capacidades máximas de túneles, canales, compuertas, etc.
- Volumen final del año de los embalses considerados.

- Volúmenes mínimos de los embalses en los meses de simulación.
- Pérdidas por filtración y evaporación
- Volúmenes de los vasos de regulación horaria.

Cada cuenca será representada considerando sus características propias. En el Anexo A se presenta un ejemplo sencillo de un embalse y una central hidráulica, a fin de ilustrar cómo se determina la energía generable una vez determinada la descarga de un mes.

La Energía Firme de la(s) central(es) del año, será igual a la suma de las energías mensuales obtenidas en el proceso de simulación afectadas por su Disponibilidad Fortuita Mensual (1-Indisponibilidad Fortuita).

$$EF = \sum_{K=1}^{K=12} \{Eg_k x(1 - IF_K\}$$

EF: Energía Firme

Eg_k: Energía generable mensual k

IFK: Indisponibilidad Fortuita de mes k

La Indisponibilidad Fortuita de mes k se determina con la siguiente expresión:

$lF_K = HIF / T_k$

Donde:

HIF: horas de indisponibilidad fortuita durante el mes, por causas atribuibles a las centrales de generación en evaluación.

La Indisponibilidad Fortuita Mensual promedio a aplicarse al cálculo de la Energía Firme será el promedio de las indisponibilidades mensuales de los 5 últimos años. En caso de que no disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades de unidades similares del SINAC o de fuentes especializadas.

8.2. CENTRALES TERMICAS

8.2.1. Se determina la energía generable de la unidad generadora en cada mes del año, como el producto de su potencia efectiva multiplicada por las horas del mes, afectada por la Disponibilidad por Mantenimiento (1 - Indisponibilidad por Mantenimiento); y por la Disponibilidad Fortuita (1 - Indisponibilidad Fortuita).

$$Eg_i = \sum_{K=1}^{K=12} (PExT_k)(1 - IM_k)(1 - IF_k)$$

Eg_i: Energía generable anual de la unidad i

PE: Potencia Efectiva de la unidad térmica

T_k: Horas del mes k

IM_K: Indisponibilidad por Mantenimiento Programado del mes k

IF_K : Indisponibilidad Fortuita del mes k

8.2.2. La Indisponibilidad por Mantenimiento Programado del mes k se determina según la siguiente expresión:

$IM_K = HMP / T_k$

Donde:

HMP : Horas de mantenimiento programado en el mes k por causas atribuibles a las unidades de generación en evaluación.

T_k : Horas del mes k.

8.2.3. La Indisponibilidad Fortuita del mes k se determina con la siguiente expresión:

$$IF_K = HIF / T_k$$

Donde:

HIF : Horas de indisponibilidad fortuita durante el mes por causas atribuibles a las unidades de generación en evaluación.

La Indisponibilidad Fortuita Mensual promedio a aplicarse al cálculo de la Energía Firme será el promedio de las indisponibilidades mensuales de los 5 últimos años. En caso no se disponga de suficiente información se deberá de usar las Indisponibilidades de unidades similares de la National Energy Reliability Council (NERC), de acuerdo al anexo B.

La Energía Firme de una central térmica está formada por la suma de la energía generable de las unidades que la conforman:

$$EF = \sum_{i=1}^{i=N} Eg_i$$

N : Número de unidades que conforman la central térmica.

EF: Energía Firme

ANEXO A

EJEMPLO DE PROCESO DE SIMULACION DE LA OPERACION DE UNA CENTRAL CON UN EMBALSE

La simulación de operación de embalses se basa en la solución de la ecuación de continuidad para todo el período de análisis.

$Q_t - D_t - P_t - R_t = VF_t - VI_t \qquad t = 1,2,..,12$

Q_t : aporte natural al embalse en el período t

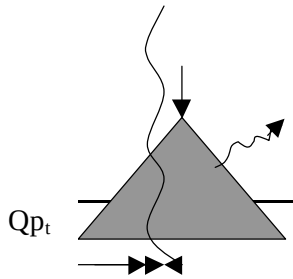
D_t : descarga en el período t

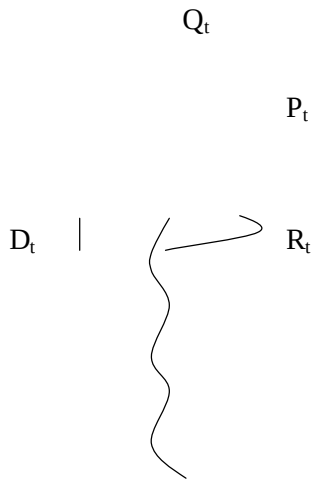
P_t : pérdidas en el período t

R_t : rebose por el vertedero de demasías en el período t

VI_t: volumen al inicio del período t

VF_t : volumen al fin del período t





La energía mensual generable por la central en un mes "k" estará dada por la siguiente expresión:

$Eg_k = \text{Min} \{ \; Pe \times T_k \times (1-IM_k), \; ((Qp_k + R_k) \times (1-IM_k) + D_k) \times Rend \}$

Donde:

- Pe : Potencia efectiva de la Central.
- Rend: Rendimiento de la central expresado en (GWh/m^3).
- IM_k : Indisponibilidad por Mantenimiento Programado de las unidades de la central.
- T_k : Horas del mes k.
- Qp_k : Caudal natural de pasada del río (entre el embalse y la central), expresado en volumen en el mes k.
- D_k : Descarga en el mes k, expresado en volumen.
- R_k : Rebose en el mes k, expresado en volumen.

ANEXO B

INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	**COMBUSTIBLE**	**HORAS**		**%**	
		FORZADA	**PROGRAMADA**	**FORZADA**	**PROGRAMADA**
VAPOR	CARBON	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETROLEO	269.8	1008.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JET	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9

Fuente: National Energy Reliability Council

PROCEDIMIENTO N° 14

VERIFICACION DE LA ENERGIA FIRME DE UN GENERADOR (PROPIA Y CONTRATADA) VS SUS COMPROMISOS DE VENTA

1. OBJETIVO

Verificar que el total de la energía firme de un generador (propia y contratada), cubra sus compromisos de venta.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 102° y 104°)

3. DEFINICION

Energía Firme: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

4. RESPONSABLE

División de Estudios y Desarrollo.

5. PERIODICIDAD

Anual. Esta verificación se efectuará antes del 30 de noviembre de cada año.

6. VIGENCIA

Anual, 01 de enero al 31 de diciembre.

7. DATOS BASE

7.1. Demanda anual de cada integrante del COES. Energía comprometida con sus propios usuarios y con otros integrantes del COES. Dicha demanda incluirá las pérdidas de transmisión correspondientes.

7.2. Cada integrante deberá proporcionar al COES dicha información, antes del 31 de octubre del año anterior.

7.3. Energía Firme de cada empresa integrante del COES.

8. PROCEDIMIENTO

Cada integrante del COES deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario la demanda de energía que tenga contratada con sus usuarios, con energía firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

Para cada generador, el COES verificará que la suma de su energía firme y la contratada a terceros, cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios. Esta verificación se efectuará antes del 30 de noviembre de cada año y se comunicará a todos los integrantes. Aquellos que no cumplan la condición señalada, deberán corregir esta situación antes del 31 de diciembre.

En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES verificará que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción que sus compromisos.

PROCEDIMIENTO N° 15

VALORIZACION DE TRANSFERENCIAS DE ENERGIA REACTIVA ENTRE INTEGRANTES DEL COES

1. OBJETIVO

Determinar y valorizar las transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 40°. inciso d, 59°, 60°

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 80°, 91°. inciso e, 100°, 108°, 132°)

3. DEFINICIONES

Para los fines del presente procedimiento se adoptaran las siguientes definiciones:

3.1. FER: Monto recaudado por los generadores por concepto de facturación por exceso de energía reactiva en períodos de punta (Resolución P/CTE 015-95 y modificatorias) más aquellos montos correspondientes a la energía reactiva suministrada a los clientes libres que son reflejados en las barras de transferencia (definidas para las transacciones de energía activa), valorizados de acuerdo a lo establecido por resolución de la CTE para clientes regulados.

3.2. ST: Costo equivalente mensual correspondiente a la anualidad del equipamiento de compensación reactiva en operación y no considerado en mecanismos de pago existentes (Peaje de Conexión + Ingresos Tarifarios).

3.3. S_i : Costo de la energía reactiva aportada por Generador "i" al Sistema en los períodos de punta, más otros costos incurridos por operación exclusivamente por regulación de tensión, tipificados en el Procedimiento Nº 11.

3.4. I_i : Aporte del generador "i" al Sistema por servicio de control de tensión.

3.5. FCR: Fondo de Compensación Reactiva del COES, que contiene el saldo acumulado de los montos recaudados por Facturación de Energía Reactiva (FER) considerada a partir del 01-05-95, y deducidos los montos pagados a generadores (Si) y transmisora (ST) por aplicación del presente procedimiento. Los referidos montos facturados permanecerán en las cuentas de los integrantes hasta el momento en que sean requeridos por el COES.

3.6. A los costos mencionados en 3.2 y 3.3, así como al Fondo de Compensación Reactiva indicado en 3.5 se les aplicará a partir de mayo de 1995, según corresponda, un interés del 12 % contabilizado en la siguiente forma:

3.6.1. A los costos mencionados en 3.2 y 3.3, desde el mes siguiente al que corresponden; es decir, a los costos del mes m se consideraran intereses desde el mes (m+1).

3.6.2. Al Fondo de Compensación Reactiva indicado en 3.5, después de un mes al mes que corresponde la facturación por energía reactiva; es decir, a lo facturado para el mes m se considerarán intereses desde el mes (m+2).

4. PERIODICIDAD

Mensual.

5. RESPONSABLE

División de Evaluación y Estadística.

6. APROBACION

La Dirección de Operaciones aprobará el informe de valorización correspondiente.

Cualquier generador integrante podrá solicitar reconsideración de la aprobación efectuada.

7. PREMISAS

7.1. Se remunerará la energía reactiva entregada por los generadores durante los períodos de punta reactivo definidos por la CTE.

7.2. El costo unitario del kVAR-H será único para el SINAC y se determinará en base a la mensualidad correspondiente al costo de la fuente de energía reactiva de

menor costo hipotéticamente conectada al Sistema Principal de Transmisión (SPT).

7.3. Se reconocerá en favor de las empresas de Transmisión, los costos asociados a aquellos equipos que proveen compensación reactiva al SINAC y que no están incluidos en otros mecanismos de pago establecidos, previa aprobación del Directorio del COES. Estos costos estarán limitados a aquellos correspondientes a los equipos de compensación de menor costo capaces de brindar un servicio equivalente.

8. DATOS

8.1. Lecturas de Energía Activa y Reactiva para el correspondiente mes, en períodos de quince minutos, para los medidores especificados en Anexos Nº 2 y Nº 3.

8.2. El monto ST, definido en 3.2, será calculado en base al plan referencial de la Empresa de Transmisión y la Resolución de la CTE correspondiente a la Fijación Tarifaria del mes de mayo. El referido monto será aprobado por el COES y tendrá una vigencia anual.

8.3. El costo unitario del kVAR-H será único para el SINAC y se determinará en base a la anualidad correspondiente al costo de un banco de capacitores de 30 MVAR para 220 kV, considerando una tasa de 12 % y 30 años (ver Anexo Nº 1). El referido costo unitario tendrá una vigencia de seis meses y podrá ser revisado como parte del estudio tarifario.

8.4. Las empresas integrantes deberán informar al COES los rangos efectivos de potencia reactiva correspondientes a sus unidades de generación.

9. PROCESO DE CALCULO

9.1. Cada mes "m" el COES efectuará un cálculo de la suma de los aportes requeridos para el mes anterior de acuerdo con la ecuación siguiente:

$$[SUM(I_i)]_{m-1} = [SUM(S_i)]_{m-1} + ST_{m-1} - FCR_{m-1}$$

Donde:

m-1 = mes para el cual se efectúa la valorización.

i = **1..g** (No. de generadores)

$[SUM(I_i)]_{m-1}$ = Suma de los aportes requeridos de los generadores para el mes (m-1).

FCR_{m-1} = Saldo del Fondo FCR para el mes (m-1), formado por la suma acumulada de los montos facturados por energía reactiva hasta el mes (m-1) inclusive, menos la suma acumulada de los pagos efectuados a generadores y transmisora hasta el mes (m-2) inclusive.

$[SUM(S_i)]_{m-1}$ = Suma de los pagos a generadores por servicios asociados a compensación reactiva efectuados durante el mes (m-1).

ST_{m-1} = Pago a la transmisora para el mes (m-1).

En el caso que

FCR_{m-1} [3] $[SUM(S_i)]_{m-1} + ST_{m-1}$

entonces, $[SUM(I_i)]_{m-1} = 0$

9.2. El monto a ser pagado a la Empresa de Transmisión (ST) será establecido como se señala en 8.2 .

9.3. Las magnitudes S_i serán calculadas a partir de la cuantificación de la energía reactiva aportada por cada generador "i" al Sistema en los períodos de punta reactivo definidos por la CTE, registrada por medidores digitales en los puntos de entrega de energía reactiva indicados el Anexo No. 2.

Se podrán añadir al valor anterior los mayores costos reclamados por los generadores por su participación en la regulación de tensión, de acuerdo a lo establecido por el Procedimiento No. 11. $[SUM(I_i)]_{m-1}$

9.4. El término $[SUM(I_i)]_{m-1}$ resultante del cálculo detallado en 9.1 será prorrateado entre los generadores en proporción a la energía activa total registrada para cada uno en los medidores indicados en 8.1, en los referidos períodos de punta.

9.5. Los pagos a generadores y transmisora definidos en 3.2 y 3.3 se efectuarán con cargo a las cuentas que componen el FCR (definido en 3.5) en proporción a los respectivos saldos del mes anterior.

10. CRONOGRAMA

Día 5 Entrega de los datos indicados en 8.1 por las empresas integrantes del COES.

Día 8 Procesamiento de datos y elaboración del informe de valorización de las transferencias.

Día 9 Entrega del informe a los integrantes para su revisión.

Día 10 Aprobación del informe por la Dirección de Operaciones.

ANEXO Nº 1

COMPENSACION REACTIVA EN 220 kV

PRESUPUESTO ESTIMADO POR BANCO (US$)

Celda de 220, con capacitores 30 MVAr, conexión doble barra, al exterior	Costo Total
1. EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS	
1.1 SUMINISTROS	
Interruptor trifásico en SF6, 2000A, 220kV con base y tablero local	75000
Seccionador trifásico, con cuchillas de tierra, 1250A, 220kV, completo	16000
Seccionador trifásico de barras, 1250A, 220 kV, completo	29000
Transformador de corriente 100:5/5A, 220 kV, monofásico	30000
Transformador de corriente, para protección de neutro de capacitores	6000
Pararrayos, 220 kV fase-fase, 150 kV fase-tierra, 20 kA	15000
Tablero para protección, medición y mando remoto desde sala de control	30000
Banco de capacitores de 30,000 kVAr, con bases adecuado para 220 kV	135000
Reactor de amortiguación, apropiado para 220 kV	21000
Cables de control	2500
Cadena de 19 aisladores antifog para 220 kV, completo, incluye ferretería	4620
Estructuras: pórticos metálicos de las barras de 220 kV	24000
Sub-Total Suministros	388120
Fletes y Seguros	19406
Subtotal Suministros CIF	407526
Transporte, montaje y pruebas	61129
SUB-TOTAL EQUIPAMIENTO	468655

1.2 COSTOS INDIRECTOS	
G.G., utilidades, imprevistos e intereses	93731
TOTAL	562386
Gastos de internamiento (aranceles y gastos de aduana)	89656
TOTAL EQUIPAMIENTO	652042
2. INGENIERIA Y SUPERVISION	49792
Ingeniería	18746
Supervisión en fábrica	8551
Supervisión en obra	22495
Sub-Total ingeniería y supervisión	49792
TOTAL: INGENIERIA Y SUPERVISION	49792
TOTAL GENERAL	701834

Nota: No incluye IGV.

CALCULO PRECIO UNITARIO (*)

INVERSION US$	MENSUALIDAD US$	HORAS MENSUALES	US$/HORA	US$/kVARh	OPER. Y MANT. 3%
701834	6890	213	32	0.00108	3,2E-05

TOTAL US$/kVAR
0,001112

(*) VIDA UTIL 30 AÑOS, TASA DE INTERES 12

ANEXO Nº 2

DESCRIPCION DE LOS CODIGOS DE LOS PUNTOS DE ENTREGA DE ENERGIA REACTIVA

EMPRESA	CODIGO	DESCRIPCION
EDEGEL	I8EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa UTI
	I9EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huinco
	E9EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Matucana
	E19EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa, Huampaní y Callahuanca.
	E20EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa, Huampaní y Callahuanca.
	E21EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca.

	E22EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa y Callahuanca.
	E23EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de CC.HH. Moyopampa y Callahuanca.
	E24EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huampaní.
	E27EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Moyopampa.
	E29EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca.
	E30EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Huampaní
	E31EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca
	E41EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
	E42EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
	E43EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Santa Rosa BBC
	I44EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.T. Westinghouse
	E21EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Callahuanca
	I92EGL	Entrega de EDEGEL proveniente de C.H. Yanango
ELECTROPERU	I1EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
	I2EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
	I3EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
	I4EP	Entrega de ELECTROPERU proveniente de C.H. Mantaro
CAHUA-CNP	E1CA	Entrega de CAHUA proveniente de C.H. Cahua
	E2CA	Entrega de CNP proveniente de C.H. Gallito Ciego
	E3CA	Entrega de CNP proveniente de C.T. Pacasmayo.
ETEVENSA	I1V	Entrega de ETEVENSA proveniente de C.T. Ventanilla
EEPSA	E2EEP	Entrega de EEPSA proveniente de C.T. Malacas
EGENOR	E1EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Paita
	E3EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Sullana
	E4EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Piura
	E5EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Piura
	E6EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chiclayo Oeste
	I22EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.H. Carhuaquero
	E8EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chimbote 3
	E9EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Chimbote 1,2
	E10EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.H. de Cañón del Pato
	E11EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Trupal
	E12EGN	Entrega de EGENOR proveniente de C.T. de Trujillo

SHOUGESA	E1SH	Entrega de SHOUGESA proveniente de C.T San Nicolás
EGECEN	E1EGC	Entrega de EGECEN proveniente de CC.HH. Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya
AGUAYTIA	I1AGT	Entrega de AGUAYTIA proveniente de C.T. Aguaytía
EGEMSA	E1M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.H. Machupicchu
	E2M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.H. Herca
	E3M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Dolorespata
	E4M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Taparachi
	E5M	Entrega de EGEMSA Proveniente de C.T. Bellavista
SAN GABAN	E1B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.H. San Gaban
	E2B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.T. Tintaya
	E3B	Entrega de SAN GABAN Proveniente de C.T. San Rafael
EGASA	E74G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani V
	E75G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani 123
	E76G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani IV
	E77G	Entrega de EGASA Proveniente de C.H. Charcani VI
	E78G	Entrega de EGASA Proveniente de C.T. Chilina
	E79G	Entrega de EGASA Proveniente de C.T. Mollendo
EGESUR	E84S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.H. Aricota 1
	E85S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.H. Aricota 2
	E86S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.T. Calana
	E87S	Entrega de EGESUR Proveniente de C.T. Moquegua
ENERSUR	E102N	Entrega de ENERSUR Proveniente de C.T. Ilo 1
	E103N	Entrega de ENERSUR Proveniente de C.T. Ilo 2

Este formato deberá ser actualizado permanentemente.

PROCEDIMIENTO N° 16

RACIONAMIENTO POR DEFICIT DE OFERTA

1. OBJETIVO

Establecer las responsabilidades de los integrantes del COES en situaciones de racionamiento del suministro por déficit de oferta así como señalar las coordinaciones operativas para un adecuado cumplimiento.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 32°, Artículo 40°, inciso c, Artículo 57°)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 83°, 91°, 131°)

2.3. Decreto Supremo Nº 009-97–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4. Resolución Directoral Nº 049-99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. VIGENCIA

Permanente, siempre que se encuentre contemplado en los programas o reprogramaciones de operación.

5. REPONSABILIDADES

5.1. De la DOCOES

5.1.1. Llevar una base de datos de demanda a nivel de barras de carga de los medidores electrónicos de energía del SINAC.

5.1.2. Evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, estableciendo el Programa de Racionamiento de Carga (PRC) que se emitirá como un Anexo al PDO.

5.1.3. Incluir en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario los PRC, si se prevén déficits de oferta.

5.1.4. Programar el racionamiento considerando que el mismo debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas del sistema integrado o del área con déficit de oferta.

5.1.5. Evaluar el cumplimiento del PRC y en base a estos resultados elaborar los programas de racionamientos de los PDO siguientes.

5.1.6. Mantener actualizada la información sobre la oferta y demanda de potencia y energía del sistema proyectado para mediano y largo plazo.

5.1.7. Conforme a la NTOTR, obtener de las empresas distribuidoras el pronóstico de la demanda horaria de cada circuito de las redes primaria de distribución, así como la demanda horaria prevista y ejecutada de sus clientes.

5.1.8. Cuidar que las cargas esenciales tengan prioridad en el servicio (hospitales y otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia; OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales).

5.2. De los Integrantes del COES

5.2.1. Comunicar el racionamiento programado a sus clientes de ser el caso.

5.2.2. Cumplir los programas de racionamiento en forma obligatoria.

5.2.3. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación.

5.2.4. Las empresas suministradoras de cada uno de los principales clientes libres informarán la demanda horaria prevista y ejecutada de los indicados clientes.

5.3. Del Coordinador

5.3.1. Comunicar y difundir el PRC a los integrantes.

5.3.2. Coordinar y supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los PDO o su reprogramaciones.

5.3.3. Verificar que las cargas esenciales tengan prioridad en el servicio.

5.3.4. Informar diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento sustentando los cambios realizados.

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

6. INFORMACION REQUERIDA

6.1. Medios

La información requerida será remitida a la DOCOES mediante correo electrónico u otro medio similar, vía fax ó teléfono, en caso de desperfecto del medio electrónico.

6.2. Requerimiento

Mientras exista una situación de racionamiento, se requiere:

a. Demanda horaria real ejecutada de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión ejecutada de cada circuito de la red primaria de distribución (tensión superior a 10 kV).

Reporte: Diario antes de las 10:00 h del día siguiente.

Emisor: Coordinador.

Receptor: DOCOES.

b. Pronóstico de la demanda horaria real de cada circuito de la red primaria de distribución.

Reporte: Diario antes de las 10:00 h, de la demanda del siguiente día.

Emisores: Empresa distribuidoras y suministradores de clientes libres.

Receptor: DOCOES

7. CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES

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

7.2. Si el racionamiento fuera inminente, se debe buscar disminuir su magnitud vía autoreducción de la demanda gestionada por el Coordinador en cargas que su modo de operación lo permita. Estas coordinaciones se informarán a la DOCOES y a las empresas suministradoras de los clientes afectados.

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

7.4. Los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario incluirán programas de racionamiento, si se prevén déficits de oferta. El cumplimiento de

los programas de racionamiento es obligatorio para todos los integrantes del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en los Programas de Operación Diaria.

8. PROGRAMACION Y DETERMINACION DEL DEFICIT

La indisponibilidad de las unidades generadoras o líneas de transmisión por trabajos de mantenimiento serán informadas al COES para su consideración en los programas de mantenimiento anual, mensual o semanal, según corresponda, indicando las causas, trabajos a realizar, período del trabajo y la potencia a indisponerse.

La DOCOES deberá formular el programa de operación correspondiente. De llegarse a determinar racionamientos en el suministro, éstos deben aminorarse en base a coordinaciones con los integrantes del COES a fin de postergar trabajos de mantenimiento y/o modificar el programa de carga de sus unidades.

En caso de déficit previsto con urgencia durante el día en operación, si existe un período de tiempo igual o superior a tres horas para proceder al racionamiento, la DPP evaluará, determinará y efectuará una reprogramación de la operación, comunicando a las empresas generadoras el racionamiento que deban aplicar en informe adjunto a la reprogramación.

9. CONTROL DEL CUMPLIMIENTO DEL RACIONAMIENTO

Conforme a la NTOTR, es responsabilidad de los integrantes del SINAC cumplir el programa de racionamiento establecido por la DOCOES o por el Coordinador, según sea el caso. La DOCOES atenderá la(s) solicitud(es) de reconsideración al PRC establecido, planteada por cualquier integrante del COES.

El Coordinador realizará los ajustes en tiempo real del programa de racionamiento.

10. EVALUACIÓN

Cuando hubiera racionamiento, el Coordinador informará a la DOCOES sobre el racionamiento ejecutado, las desviaciones a lo programado, causales de ello y sus consecuencias, si las hubiera.

La DOCOES en base a lo anterior formulará la evaluación correspondiente, la que comunicará al MEM, DGE, OSINERG, a todos los integrantes del COES y a su criterio a los Integrantes SINAC.

PROCEDIMIENTO N° 17

DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA Y RENDIMIENTO DE LAS CENTRALES TERMOELECTRICAS

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de medición y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades termoeléctricas que integran el COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41º. inciso d)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81º. inciso a, 91º. inciso f)

3. DEFINICIONES

El Ensayo de Medición de la Potencia Efectiva y Rendimiento de una unidad generadora es el conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la

potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo.

Los **Ensayos** de Potencia Efectiva pueden ser **ordinarios o extraordinarios**. Los ensayos ordinarios se realizan cada dos años calendario.

La **Potencia Efectiva de una determinada unidad termoeléctrica** es la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva y a máxima carga.

Condiciones de Potencia Efectiva son las imperantes cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría que se definen a continuación, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva, humedad relativa de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Presión ambiente de potencia efectiva: Es la que corresponde a la altura a la que está instalada la unidad .

Temperatura ambiente de potencia efectiva: es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años. En caso de no existir registros para el período se tomarán los registros existentes y se someterán a consideración del COES.

Las máximas medias mensuales de temperatura se obtienen de alguna fuente confiable (SENAMHI, CORPAC), para la localidad más cercana a la central térmica.

Humedad Relativa de potencia efectiva: es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona, obtenido en primera instancia como el promedio de promedios anuales a lo largo del mismo período para el que se calcula la Temperatura ambiente de potencia efectiva. De no existir datos o si estos fueran incompletos, se elegirá el promedio de valores registrados disponibles, los que se someterán a consideración del COES.

Temperatura de fuente fría de potencia efectiva: se tendrá en consideración en caso de las centrales a vapor o de ciclo combinado en que la fuente fría para condensación del vapor agotado sea distinta a la atmósfera, como una fuente de agua tal como una laguna, pozo, lago, río, o mar.

Se escogerá como temperatura representativa al promedio de máximos mensuales de la fuente fría, durante el mismo período que se usó para la Temperatura ambiente de potencia efectiva. En caso de no existir registros, que estos sean muy incompletos o poco confiables, se elegirá un valor de temperatura que guarde la misma distancia con la Temperatura ambiente de potencia efectiva que la que guarden los promedios de las temperaturas de la fuente fría y de bulbo seco registradas durante el ensayo.

Máxima carga es la que corresponde a lo que el operador de la planta determine como tal, sin incurrir en sobrecarga.

Corrección por desviaciones, la Figura N 3-1 que sigue indica el procedimiento que se sigue.

Figura N 3-1

Condiciones de MEDICION	Cálculo	Condiciones de Potencia Efectiva
Parámetros ambientales	Condiciones de similitud	Potencia

(Presión, temperatura, humedad, etc.). Parámetros operativos (Hz, cosΦ, etc.). Potencia y Consumo de Combustible.	Curvas de Corrección	Rendimiento

La potencia y Rendimiento de las unidades termoeléctricas a Condiciones de Potencia Efectiva se obtienen aplicando a la Potencia y Rendimiento a Condiciones de Ensayo factores de corrección por condiciones ambientales (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad, temperatura de la fuente fría) y por variables operativas (velocidad de giro, poder calorífico del combustible, consumo de auxiliares, factor de potencia, inyección de agua a la cámara de combustión, entre otras).

En primer lugar se determina los factores de corrección aplicables, para llevar de una condición operativa (condición "x", de Ensayo) a otra (condición "y", de Potencia efectiva), como:

$\mathbf{FCP_T}$ factor de corrección por temperatura ambiente;

$\mathbf{FCP_p}$ factor de corrección por altura sobre el nivel del mar;

$\mathbf{FCP_W}$ factor de corrección por humedad (absoluta) del aire;

$\mathbf{FCP_{TR}}$ factor de corrección por temperatura del agua de refrigeración

$\mathbf{FCP_{PCI}}$ factor de corrección por poder calorífico (bajo) del combustible;

$\mathbf{FCP_{rpm}}$ factor de corrección por velocidad de giro;

$\mathbf{FCP_{TC}}$ factor de corrección por temperatura del combustible;

$\mathbf{FCP_{cosF}}$ factor de corrección por factor de potencia sobre el generador y exc.;

$\mathbf{FCP_{H2O}}$ factor de corrección por Inyección de agua (Turbinas a gas).

En las fórmulas anteriores las dos primeras letras **FC** indican **F**actor de **C**orrección; la tercera letra designa la variable corregida (**P** se refiere a la Potencia; **g** designaría al rendimiento) y el subíndice indica el motivo de la corrección.

Cálculo de las potencias ("P") y rendimientos ("g") para las nuevas condiciones de referencia, mediante relaciones de la forma:

$$\mathbf{P}_Y = \left(\prod_{i=1}^{N} FCP_I\right) * \mathbf{P}_X$$

$$\mathbf{g}_Y = \left(\prod_{i=1}^{N} FCg_I\right) * \mathbf{g}_X$$

Normas Técnicas de Referencia: Son aquellas que se utilizarán supletoriamente para el ensayo y cálculo de la potencia efectiva y rendimiento a carga parcial de las unidades termoeléctricas. Versan sobre procedimientos de ensayo y de cálculo de la potencia y eficiencia, incluyendo las consideraciones que devienen de la similitud aerodinámica,

así como las consideraciones a tener presentes con los combustibles para el caso de la eficiencia térmica. Son también de aplicación las normas homólogas, es decir aquellas que pertenecen a otro sistema de normas, pero que se han obtenido por adaptación de la Norma.

En el caso de los Motores Diesel, los cálculos se referirán a las normas ISO-3046-1, o a las versiones más modernas de la misma norma o norma homóloga.

Los cálculos, para el caso de las Turbinas a Gas se referirán a la sección 8 de la norma ISO 2314: 1989, o a las versiones más modernas de la misma o norma homóloga.

En el caso de las turbinas a vapor, los cálculos se referirán a las normas DIN1943, Secciones 6 a 8, de febrero de 1975, o a las versiones más modernas de la misma norma o norma homóloga.

En caso de no contar con las curvas de eficiencia del generador eléctrico, se emplearán los procedimientos contenidos en la norma IEC 34-2 u homóloga.

Dichas normas son públicas y se encuentran disponibles en la DOCOES.

4. RESPONSABLE

La División de Estudios y Desarrollo del COES es la responsable de proponer y programar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva y la encargada de aprobar en primera instancia el Informe Final del Ensayo.

La Dirección de Operaciones es la responsable de disponer se efectúen las Pruebas de Potencia Efectiva y de aprobar los informes en instancia final.

El Directorio del COES es el responsable de aprobar el Plan Anual de Pruebas de Potencia Efectiva.

5. OPORTUNIDAD

Los Ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Los ensayos ordinarios se realizan cada dos años calendario. El calendario anual de ensayos ordinarios se aprueba en el mes de noviembre del año anterior, en sesión de Directorio del COES, a propuesta de la Dirección de Operaciones.

Los ensayos extraordinarios se efectuarán cuando a juicio de la Dirección de Operaciones del COES o de una Empresa Generadora integrante del COES, existan razones para considerar que la potencia o rendimiento de alguna unidad puede haber sufrido un deterioro relativamente importante, cuando la unidad ha sido repotenciada o cuando ha transcurrido un tiempo operativo o calendario que aconseja verificar la capacidad de la unidad.

6. VIGENCIA

Los ensayos de potencia efectiva de las centrales termoeléctricas tienen vigencia por un período de dos años calendario.

7. INFORMACION REQUERIDA

La Empresa Generadora es la encargada de preparar y poner a disposición en planta la información técnica correspondiente a las unidades a ensayar así como de la central en las que estas se encuentran ubicadas.

La información básica necesaria, comprende:

a) Pliego Técnico de las unidades, incluyendo las especificaciones técnicas, procedimientos de operación y el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación;

b) Esquemas de Principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares;

c) Esquemas de disposición de planta;

d) Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades;

e) Curvas de comportamiento

7.1. Inspección en sitio

Con anterioridad al inicio de los ensayos de potencia efectiva, la unidad de generación estará sujeta a una inspección de reconocimiento o verificación de:

a) La ubicación y estado operativo de los principales equipos y sistemas auxiliares;

b) Los puntos de medición y registro de la potencia y otras variables eléctricas.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. Partes que intervienen

El procedimiento de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de las centrales termoeléctricas que integran el COES involucra el concurso de 3 partes:

a) La Empresa Generadora, propietaria de las unidades o central que se ensayarán;

b) La DOCOES, encargada de planear y aprobar la programación para la ejecución de los ensayos, luego de dar conformidad a los cronogramas presentados por el integrante; y

c) El ejecutor del ensayo.

8.2. Inspección y Etapas

Inspección en el Sitio: Con anterioridad al inicio del ensayo, la central de generación estará sujeta a una inspección de reconocimiento o verificación de:

1 La ubicación y estado operativo de los principales equipos y sistemas auxiliares;

2 Los puntos de medición y registro de la potencia y otras variables eléctricas.

El procedimiento a seguir para la determinación de la potencia efectiva comprende 3 etapas principales:

a) Preparación del Ensayo.

   1 Obtención de los datos de las instalaciones a ensayar;

   2 Análisis de los datos;

   3 Planeamiento y Diseño del Ensayo;

   4 Comunicación al COES.

b) Ejecución del Ensayo

c) Elaboración del Informe del Ensayo.

   1 Cálculo de la potencia efectiva y rendimiento;

   2 Análisis de los resultados;

   3 Informe Final del Ensayo.

8.3. Ejecutor del Ensayo

El ejecutor del Ensayo es una tercera parte, independiente de la Empresa Generadora y del COES, con solvencia para ejecutar la pruebas y realizar los cálculos posteriores. El COES pondrá a disposición de las empresas una relación de Consultores calificados, uno de los cuales será seleccionado por la empresa generadora como ejecutor del Ensayo.

El Jefe del Ensayo será un Ingeniero Mecánico, Electricista o Mecánico-Electricista con conocimiento del subsector eléctrico, de instrumentación, de normatividad para ensayos y pruebas y experiencia en el uso de instrumentos de medición y en la ejecución de ensayos de máquinas en banco de pruebas, laboratorio o campo.

8.4. Obligaciones de la Empresa Generadora

La Empresa Generadora estará obligada a dar las facilidades necesarias para la realización de un ensayo, siendo de su cuenta los gastos operativos. La Empresa Generadora proveerá las facilidades de medición. El costo de los servicios de un ensayo ordinario será de cuenta de la Empresa Generadora.

En los ensayos extraordinarios, el solicitante pagará el costo de los servicios. Si un Ensayo se frustrase o fracasase por falta atribuible a la Empresa Generadora como -por ejemplo - falla en cualquiera de los equipos, obras civiles o instalaciones de la Central de Generación que impidan realizar el Ensayo o falla o deterioro de los instrumentos de medición de la Empresa u otras causas atribuibles a la Empresa, los mayores costos serán pagados por ella.

Antes de la ejecución del ensayo, la Empresa Generadora comunicará al COES la potencia efectiva de cada unidad, a ser verificada durante el Ensayo.

8.5. Asistentes al Ensayo

En el Ensayo de Potencia Efectiva, estarán presentes:

a) Un representante acreditado de la Empresa Generadora, con la función de operar las unidades y la central a ensayar;

b) Un representante acreditado por el COES, en calidad de Veedor, encargado de dar fe que la prueba se ha cumplido y que se ha realizado siguiendo los procedimientos establecidos; y

c) El Jefe del Ensayo y su Equipo Técnico, como ejecutantes del ensayo; su responsabilidad será efectuar las mediciones; no les compete operar ni maniobrar las unidades que se ensayan.

El Jefe del Ensayo será el responsable técnico del Ensayo; como tal decidirá los aspectos técnicos relacionados con la medición tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes; sin embargo, será de su entera responsabilidad el resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones a efectuarse.

El representante del COES es el Veedor de la prueba; asiste a ella a fin de atestiguar la correcta ejecución de los ensayos y para realizar cualquier coordinación necesaria con la Dirección de Operación para facilitar la ejecución de la prueba.

El representante de la Empresa Generadora tiene la responsabilidad de la operación de las Unidades de Generación y atestiguar la correcta ejecución de los ensayos por parte de la Empresa Generadora y de otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo. Es el responsable de operar la unidad ensayada

8.6. Fecha y hora del Ensayo

Las fechas y horas programadas para la ejecución del ensayo deben ser comunicadas por el COES al órgano encargado de disponer el despacho de energía del SINAC con suficiente antelación, que, en principio no debe ser menor que una semana.

El Ensayo se programará preferentemente dentro de las horas en que normalmente se despachan las unidades con el máximo de carga.

8.7. Preparación del Ensayo

El Jefe del Ensayo, luego de analizar la información técnica que se le ha proporcionado, realizará un reconocimiento físico de la central y unidades, a fin de poder verificar las condiciones en las que se encuentran las unidades y poder preparar el Plan Detallado del Ensayo.

El Plan de Ensayo debe contener:

a) El Esquema de disposición de instrumentos; y

b) La Distribución de Funciones del Personal

Al preparar su Plan de Trabajo, el Jefe del Ensayo tendrá en cuenta las particularidades y situación de cada central y de cada unidad. Respetando al máximo practicable las definiciones dadas en el pliego técnico, referidas a la potencia efectiva de las unidades y su medición, se determinará el procedimiento detallado del ensayo, el que deberá constar en su Informe Final.

Durante la preparación del Ensayo, el Jefe del Ensayo determinará la forma en que se efectuará las mediciones de consumo de combustible y de otras variables que puedan ser importantes para la unidad ensayada en particular. Las mediciones de Potencia se efectuarán en las posiciones de medición indicadas y con instrumentos confiables y de la precisión necesaria.

En caso la central a ensayar no cuente con ellos, los equipos de medición serán proporcionados por el ejecutor del Ensayo.

8.8. Inicio del Ensayo

Antes de iniciarse el ensayo será necesario verificar los datos de placa de la unidad a ensayar, los datos de placa de los instrumentos a emplear y cualquier condición que contravenga las disposiciones generales establecidas en la metodología de trabajo.

Es necesario realizar un ensayo preliminar a fin de establecer que:

a) La unidad y la planta estén aptas para realizar el ensayo.

b) La instrumentación se encuentre en buenas condiciones.

c) Los presentes se familiaricen con el procedimiento de ensayo.

Después de realizado el ensayo preliminar se procederá a la ejecución del ensayo definitivo por acuerdo de partes.

La inspección a realizarse antes de la ejecución del ensayo, tiene como propósito verificar que las unidades se hallen dispuestas para la medición.

El ensayo se iniciará con la apertura del Acta de Ensayo, a cargo del Jefe del Ensayo. Los datos se registrarán en formularios preparados Ad-hoc por el Jefe del Ensayo y/o en instrumentos registradores, si se contara con ellos. Se concluirá con el llenado y suscripción del Acta de Ensayo.

8.9. Ejecución del Ensayo

El Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar una capacidad (potencia) mediante una medición.

El ensayo de Potencia Efectiva debe comprobar la capacidad electromecánica de cada uno de los grupos generadores; en caso que el Jefe del Ensayo sustentara la necesidad, se realizará también un Ensayo de Planta, es decir con todas las unidades operando simultáneamente, para comprobar que no existan limitaciones de generación.

Si fracasase el ensayo de comprobación de la potencia efectiva, será necesario realizar un segundo ensayo, que puede efectuarse inmediatamente a continuación del ensayo fracasado o, en su defecto, ser diferido para otra ocasión. La determinación de realizarlo inmediatamente y a continuación del ensayo fracasado, requerirá la decisión unánime del Jefe del Ensayo, del veedor del COES y del representante de la Empresa Generadora. De no haber consenso, se optará por realizarlo en otra ocasión.

Se debe medir en simultáneo la potencia en bornes del alternador, la potencia evacuada por la planta a la red, la potencia consumida por los auxiliares. Al realizar estas mediciones se tendrá en cuenta la definición de potencia efectiva adoptada por el COES. A criterio del Jefe del Ensayo, y en relación a la disponibilidad de instrumentos para las mediciones simultáneas, estas podrían desfasarse teniendo la precaución de efectuarse en estado estacionario.

Las mediciones de potencia y de flujo de combustible se efectuarán con instrumentos confiables y de suficiente precisión, pertenecientes a la propia planta, al ejecutor del ensayo o a terceros.

La medición se realizará en estado estacionario. En oposición al estado transitorio, el estado estacionario es aquel en que al haberse alcanzado un equilibrio, las magnitudes a medir no varían con el tiempo. A este fin y de ser necesario, antes de iniciarse el ensayo, la Empresa Generadora habrá puesto en operación las unidades a ensayar, por un período suficiente (de acuerdo al manual de instrucciones de cada máquina o, en ausencia de éste, a la experiencia del Jefe de Planta) para que ésta haya alcanzado su estado estable de operación.

8.10. Duración del Ensayo

La duración de la prueba está relacionada con la verificación de la resistencia física de la unidad; sigue el criterio de eliminar el riesgo de sobrecarga; una unidad puede admitir una sobrecarga por un tiempo limitado, pero no por un período largo; éste criterio se sigue en las pruebas de recepción. La medición de la potencia efectiva depende de la naturaleza de cada unidad siendo en principio no menor de 5 horas de operación continua. Su duración exacta podrá ser modificada por el Jefe de Ensayo presentando a la empresa generadora y a la DOCOES el sustento correspondiente, con la suficiente previsión, para que la DOCOES la considere y programe.

8.11. Magnitudes a medir

Las siguientes mediciones deberán registrarse durante los ensayos de Potencia Efectiva:

a) Temperatura ambiente, humedad relativa y presión barométrica;

b) Temperatura de la fuente fría (caso turbinas de vapor y ciclos combinados);

c) Consumo y temperatura del combustible;

d) Temperatura de cojinetes (eventualmente);

e) Nivel de vibraciones (eventualmente);

f) Potencia producida;

g) Voltaje;

h) Factor de potencia;

i) Frecuencia;

j) Temperatura de los devanados del estator;

k) Consumo de auxiliares;

l) Otros parámetros que indiquen que la operación se realiza bajo régimen estable.

En caso que las mediciones requieran de mayores lineamientos, se seguirán los estipulados en las normas técnicas de referencia.

8.12. Acta del Ensayo

Al final del Ensayo se levantará el Acta del Ensayo, que será suscrita por el Jefe del Ensayo, el representante acreditado de la Empresa Generadora, y el representante del COES.

El Acta de Ensayo debe contener la siguiente información:

a) Nombre de la Empresa Generadora

b) Nombre de la Central de Generación

c) Nombre o Número de la Unidad ensayada

d) Nombre del Jefe del Ensayo, de los integrantes del equipo de ensayo, del Veedor del COES y del representante de la empresa generadora

e) Fecha y hora de apertura del Acta

f) Datos técnicos del motor primo

- Fabricante
- Modelo
- Número de serie de la unidad
- Potencia Nominal
- Velocidad de rotación nominal
- Datos técnicos del Generador
- Fabricante
- Modelo
- Número de serie de la unidad
- Potencia Nominal
- Velocidad de rotación nominal
- Número de pares polos

g) Número de circuitos paralelos

h) Hora del arranque de la unidad

i) Número de intentos de arranque

j) Hora de inicio del ensayo

k) Hora de finalización del ensayo

l) Todos los datos medidos de acuerdo al numeral 8.11

m) Observaciones

8.13. Premisas para los cálculos de potencia efectiva y rendimiento

El Jefe del Ensayo definirá en cada caso específico la necesidad y tipo de ensayos para medir el poder calorífico y composición de los combustibles. En principio, se debería tomar 2 muestras de combustible, para determinar en laboratorio su poder calorífico; eventualmente se determinará también su composición.

Para determinar la potencia efectiva de una unidad termoeléctrica se seguirá los siguientes pasos:

a) Medir la potencia de la unidad a la Potencia Efectiva Declarada por la Empresa Generadora durante 5 horas consecutivas;

b) Llevar dicha potencia a Condiciones de Potencia Efectiva ya sea empleando las curvas de ajuste originales de la unidad o, en su defecto, las de unidades similares o, en su defecto, aquellas contenidas en la Norma Técnica de Referencia o, en caso de inaplicabilidad, mediante cálculo teórico.

c) La potencia obtenida en el último se considerará la potencia efectiva de la unidad.

Para determinar la eficiencia térmica de la unidad y trazar su curva de eficiencia vs. potencia, será necesario seguir los siguientes pasos:

d) Se tomaran los puntos correspondientes a 0%, carga mínima, 100% de la potencia máxima declarada y como mínimo 3 puntos intermedios representativos entre 0% y la potencia máxima declarada.

e) Medir y registrar la potencia al eje, la potencia consumida por los auxiliares y el consumo de combustible de la unidad durante el ensayo en planta;

f) Luego se calcularán la potencia neta y el consumo de calor. A partir de ellos se determinará la eficiencia térmica a las condiciones del sitio y se podrá trazar las curvas de eficiencia vs. potencia neta, consumo de combustible vs. potencia neta, consumo específico de combustible vs. potencia neta y potencia bruta vs. potencia neta.

g) Los puntos de potencia y eficiencia obtenidos a condiciones de Ensayo se convertirán a condiciones ISO y a condiciones de Potencia Efectiva, empleando las curvas de ajuste originales de la unidad o, en su defecto, aquellas contenidas en la Norma Técnica de Referencia.

8.14. Validez del Ensayo

Para que el ensayo sea válido, se requiere que los datos registrados sean consistentes, es decir que sean congruentes entre ellos o que, en su defecto, las inconsistencias puedan ser absueltas por consenso entre el Jefe del Ensayo, el Representante de la Empresa Generadora y el Veedor del COES y, además, que el margen de error en la determinación de la potencia efectiva y rendimiento determinados por el ensayo no será mayor al 2%.

8.14.1. Turbinas a gas

8.14.1.1. Condiciones para el ensayo

Las condiciones particulares de estabilidad para una turbina a gas se muestran en el Cuadro N° 8-1.

Se considera que los parámetros asociados a la prueba se han estabilizado cuando las variaciones de los mismos se encuentran dentro de las siguientes límites:

Cuadro N° 8-1

Condiciones particulares de estabilidad para una turbina a gas	
PARÁMETROS	**1)VARIACIÓN**
Velocidad de rotación	± 1%
Presión barométrica	± 1%
Temperatura del aire al ingreso del compresor	± 2 C
Temperatura del combustible	± 3 C
Presión de descarga	± 1%
Presión de ingreso del fluido de trabajo	± 1% del equivalente absoluto del promedio
Temperatura a la salida de la turbina	± 2 C

Durante la ejecución del ensayo ninguno de los parámetros establecidos deberá diferir de los valores promedios para máxima potencia más allá de lo establecido en la tabla anterior.

8.14.1.2. Cálculos

La corrección de la Potencia efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

8.14.2. Grupos Diesel

El ensayo se llevará a cabo cuando la unidad haya alcanzado un régimen de funcionamiento estable, tal como lo recomienda el fabricante del equipo, en caso de contar con dichas recomendaciones se considerará estado estable si los siguientes parámetros varían su magnitud dentro de los ordenes establecidos en el Cuadro N° 8-2.

Cuadro N° 8-2

Condiciones particulares de estabilidad para un grupo diesel	
PARAMETROS	**VARIACION**
Velocidad de rotación	± 1%
Presión barométrica	± 1%
Temperatura del aire al ingreso del compresor o del múltiple de admisión	± 2 C
Temperatura del combustible	± 3 C
Temperatura de los gases de escape	± 2 C

8.14.2.1. Cálculos

La corrección de la Potencia Efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

En caso de no contar con dichas curvas, la corrección de la Potencia Efectiva en condiciones del sitio, hacia y desde la Potencia ISO, se realizará empleando la metodología estipulada en la Norma ISO 3046 Parte 1, Numeral 10, para lo cual se debe considerar el efecto la temperatura sobre el alternador empleando las curvas proporcionadas por el fabricante de éste último, o en su defecto la norma IEC 34-2.

8.14.3. Turbinas a vapor

8.14.3.1. Condiciones para el ensayo

Durante el ensayo de recepción, las presiones y temperaturas del vapor, los flujos de vapor, la velocidad de rotación y otros deben mantenerse lo más próximo posible a las condiciones de garantía. Las desviaciones de las variables de las que el suministrador no puede ser responsable, se aceptan en tanto no se desvíen en demasía de los valores contrastados. La tolerancia en las desviaciones, que vendrían a constituir las condiciones particulares de estabilidad para una turbina a vapor se muestran en el Cuadro N° 8-3.

Cuadro N° 8-3

CONDICIONES DE ESTABILIDAD PARA TURBINAS A VAPOR	
PARAMETROS	**VARIACION**
Presión del vapor vivo	± 5%
Temperatura del vapor vivo	± 15 C
Presión de extracciones	± 5%
Presión de descarga: Contrapresión Condensación	 ± 5% ± 25%
Temperatura de recalentamiento	± 15 K
Caída isontrópica de entalpía	± 7%
Potencia al eje	± 7%
Flujo de agua de refrigeración	± 15 K
Temperatura de entrada del agua de refrigeración	± 5 K
Temperatura de agua precalentada	± 10 K
Velocidad de rotación	± 5%
Máximo de fugas de vapor en circuito cerrado, como porcentaje del vapor vivo: Centrales convencionales Centrales nucleares	 ± 0.6% ± 0.4%

Durante la ejecución del ensayo ninguno de los parámetros establecidos deberá diferir de los valores promedios para máxima potencia más allá de lo establecido en la tabla anterior.

8.14.3.2. Cálculos

La corrección de la Potencia Efectiva de la unidad en base a la temperatura ambiente debe realizarse tomando como referencia las curvas de ajuste que han sido proporcionadas por el Fabricante. En su defecto se aplicará lo indicado en el rubro Comportamiento a carga parcial.

8.15. Comportamiento a carga parcial

Para determinar el rendimiento (ó el consumo específico de combustible, o el consumo específico de calor o la eficiencia térmica) de una unidad a ensayar y poder trazar su curva de eficiencia vs. potencia, será necesario seguir los siguientes pasos:

a. Se tomaran los puntos correspondientes a 0%, carga mínima, 100% de la potencia máxima declarada y como mínimo 3 puntos intermedios representativos entre 0% y la potencia máxima declarada.

b. Además de las variables ambientales y operativas que servirán para determinar los factores de corrección, se debe medir y registrar como mínimo la potencia al eje, la potencia consumida por los auxiliares,

consumo de combustible y la temperatura del combustible de la unidad durante el ensayo en planta;

c. Se debe tomar como mínimo 2 muestras de combustible, para luego determinar en laboratorio su poder calorífico (y eventualmente composición);

d. Luego se calcularán la potencia neta y el consumo de calor a condiciones de ensayo. A partir de ellos se determinará el consumo específico de calor y la eficiencia térmica a condiciones de ensayo y se podrá trazar las curvas de eficiencia vs. potencia neta, consumo de combustible vs. potencia neta, consumo específico de combustible vs. potencia neta, consumo de calor vs. potencia neta, consumo específico de calor vs. potencia neta y potencia bruta vs. potencia neta, todo para condiciones de ensayo;

e. Después, mediante los factores de corrección, se determinará las potencias parciales a Condiciones de Potencia Efectiva y los parámetros de medición del rendimiento, también a Condiciones de Potencia Efectiva;

f. Se elegirá la curva de consumo total de calor vs. potencia neta y se hallará una relación lineal para ella, dando preferencia a los puntos de mayor consistencia y a los que se encuentran alrededor de la potencia máxima; el criterio para selección de los puntos adecuados obedecerá al desarrollo del proceso de medición durante el Ensayo;

g. Se reemplazará los consumos totales de calor medidos, por los consumos ajustados (o linearizados) y se repetirá el cálculo, para obtener los valores ajustados;

h. Los factores de corrección a aplicar así como su obtención se aplicarán según el caso particular. El orden de prelación es el siguiente:

1 Si existen curvas de rendimiento de las unidades, como las que sirvieron para los valores garantizados durante el ensayo de recepción, se utilizarán esas curvas;

2 Si existiesen 2 juegos de curvas, se utilizará el último;

3 Si no existiesen curvas de las unidades ensayadas, pero existiesen de unidades similares, se escogerán estas últimas;

4 Si no existiesen curvas de unidades similares, se utilizará curvas generales de comportamiento, según normas de recepción de unidades, ajustando sus valores a los de las unidades;

5 Si el método anterior no resultase aplicable o sus resultados no fuesen aceptables, se utilizará un método basado en la teoría de comportamiento de la máquina ensayada.

8.16. Informe del Ensayo

Concluido el Ensayo, el Ingeniero Jefe debe determinar, mediante los cálculos respectivos y siguiendo los procedimientos establecidos, la potencia efectiva de las unidades ensayadas. Debe además estimar e indicar en su informe el margen de error de sus resultados, partiendo de la clase de precisión de los instrumentos empleados. Las fórmulas a emplear son las que se señalan para cada caso, según las normas respectivas.

El Informe Final será suscrito por el Jefe del Ensayo, consignando su número de registro profesional.

El informe final será presentado a la empresa generadora y al COES para su análisis, y si hubiera lugar, a la presentación de observaciones al Jefe del Ensayo para su absolución. La empresa generadora en un plazo máximo de 30 días calendario después del ensayo realizado presentará oficialmente al COES el informe final. El COES tiene un plazo máximo de 15 días calendario para observaciones y la empresa 10 días calendario para levantarlas. El informe final debe estar acompañado de todos los cálculos sustentatorios de detalle en medio magnético.

PROCEDIMIENTO N° 18

DETERMINACION DE LA POTENCIA EFECTIVA DE LAS CENTRALES HIDRAULICAS DEL COES

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de medición y cálculo de la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas que integran el COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso d)

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°. inciso a, 91°. inciso f)

3. DEFINICIONES

Ensayo de Medición de la Potencia Efectiva de una Central Generadora (Ensayo): es un conjunto de pruebas que se efectúan para obtener la potencia efectiva de las centrales involucradas, mediante un proceso de mediciones para su posterior cálculo.

Estos Ensayos pueden ser **Ordinarios o Extraordinarios**. Se realizan en la oportunidad indicada en el numeral 5.

Servicios Auxiliares (Auxiliares): son aquellos que asisten al funcionamiento de la Central. La energía que demandan proviene de las unidades de la central: sea directamente de los generadores o indirectamente de la energía eléctrica generada; o de otras fuentes.

Potencia Máxima Continua de una Central de Generación (Potencia Continua): es la máxima capacidad de suministrar potencia eléctrica en bornes de generación, en forma continua y respetando los intervalos normales para el mantenimiento establecidos por las condiciones del suministro.

Sobrecarga: es el exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su Potencia Máxima Continua.

Condiciones de Potencia Efectiva son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la Altura Bruta de Potencia Efectiva.

Altura Bruta de Potencia Efectiva es la altura correspondiente a la altura bruta para operación normal de la central consignada en su diseño original o luego de una repotenciación (debidamente sustentada).

La Potencia Efectiva de una central hidroeléctrica es la potencia continua entregada por dicha central cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva.

4. RESPONSABLES

La División de Estudios y Desarrollo del COES es responsable de proponer el Plan Anual de Ensayos y encargada de aprobar en primera instancia el Informe Final del Ensayo.

La Dirección de Operaciones es responsable de disponer se efectúe los Ensayos y aprobar los informes en instancia final.

El Directorio del COES es responsable de aprobar el Plan Anual de Ensayos.

La Empresa Generadora es responsable de preparar y poner a disposición en planta la información técnica correspondiente a las unidades a ensayar, así como de la central en la que éstas se encuentran ubicadas.

5. OPORTUNIDAD

Los Ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Los ensayos ordinarios se efectuarán solamente al ingreso de nuevas unidades al COES.

Los ensayos extraordinarios se efectuarán cuando a juicio de la Dirección de Operaciones del COES o de una Empresa Generadora integrante del COES, existan razones para considerar que la potencia de alguna central pueda haber experimentado alguna modificación importante, cuando la central haya sido repotenciada.

6. VIGENCIA

La potencia efectiva tendrá validez hasta que se efectúe un nuevo ensayo extraordinario aprobado por la Dirección de Operaciones.

7. INFORMACION REQUERIDA

La información básica a ser proporcionada por la Empresa Generadora comprenderá lo siguiente:

a) Pliego Técnico de las unidades, que incluye las especificaciones técnicas procedimientos de operación y el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación; otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central;

b) Esquemas de Principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares;

c) Esquemas de disposición de planta;

d) Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. Partes que intervienen

El procedimiento de determinación de la potencia efectiva de las centrales hidroeléctricas que integran el COES involucra el concurso de 3 partes:

a) La Empresa Generadora, Titular de la central que se ensayará;

b) La DOCOES, encargada de planear y aprobar la programación para la ejecución de los ensayos, luego de dar conformidad a los cronogramas presentados por el integrante; y

c) La Empresa Ejecutora del Ensayo.

8.2. Inspección y Etapas

Inspección en el Sitio: Con anterioridad al inicio del ensayo, la central de generación estará sujeta a una inspección de reconocimiento o verificación de:

a) La ubicación y estado operativo de los principales equipos y sistemas auxiliares;

b) Los puntos de medición y registro de la potencia y otras variables eléctricas.

El procedimiento a seguir para la determinación de la potencia efectiva comprende 3 etapas principales:

a) Preparación del Ensayo
   1. Obtención de los datos de las instalaciones a ensayar;
   2. Análisis de los datos;
   3. Planeamiento y Diseño del Ensayo;
   4. Comunicación al COES.

b) Ejecución del Ensayo.

c) Elaboración del Informe del Ensayo.
   1. Cálculo de la potencia efectiva;
   2. Análisis de los resultados;
   3. Informe Final del Ensayo.

8.3. Ejecutora del Ensayo

La ejecutora del Ensayo es una empresa consultora independiente de la empresa Generadora y del COES, con solvencia profesional para ejecutar la pruebas y realizar los cálculos posteriores. El COES pondrá a disposición de las empresas una relación de consultoras calificadas, una de las cuales será seleccionada por la Empresa Generadora como ejecutora del Ensayo (EJECUTORA).

La EJECUTORA designará un Jefe de Ensayo, quien deberá ser un Ingeniero Mecánico, Electricista o Mecánico-Electricista, con conocimiento de instrumentación, de normatividad para ensayos y pruebas y experiencia en el uso de instrumentos de medición y en la ejecución de ensayos de máquinas en banco de pruebas, laboratorio o campo.

8.4. Obligaciones de la Empresa Generadora

La Empresa Generadora estará obligada a dar las facilidades necesarias para la realización del ensayo y, antes de la ejecución del mismo, comunicará al COES la potencia efectiva de la central para su verificación.

En los ensayos ordinarios, la Empresa Generadora pagará los costos del ensayo.

En los ensayos extraordinarios, la empresa o entidad solicitante pagará los costos del ensayo.

Cualquier mayor costo originado por la Empresa Generadora, será asumido por dicha empresa.

8.5. Asistentes al Ensayo

En el Ensayo de Potencia Efectiva, estarán presentes:

a) La Empresa Generadora, representada por un funcionario acreditado quien tendrá las responsabilidades de la operación de las Unidades de Generación,

atestiguar la correcta ejecución de los ensayos y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.

b) El COES, representada por un funcionario acreditado quien, en calidad de Veedor, tendrá las responsabilidades de dar fe de que la prueba se ha cumplido siguiendo los procedimientos establecidos y realizará cualquier coordinación necesaria con la Dirección de Operaciones para facilitar la ejecución de la prueba.

c) La EJECUTORA, representada por el Jefe del Ensayo, y su Equipo Técnico, quien tendrá la responsabilidad técnica del Ensayo. Como tal decidirá los aspectos técnicos relacionados con la medición tomando en cuenta las recomendaciones de los presentes. Será de su entera responsabilidad el resolver cualquier aspecto técnico referido a las mediciones a efectuar. No le compete operar ni maniobrar las unidades que se ensayan.

8.6. Fecha, hora y potencia del Ensayo

Las fechas, horas y potencia programadas para la ejecución del ensayo deberán ser coordinadas por el Comité Técnico de Planeamiento y Programación con suficiente antelación teniendo en cuenta el Plan Anual de Ensayos. El Ensayo se programará en las fechas en que normalmente se despachan las unidades con el máximo de carga.

8.7. Preparación del Ensayo

El Jefe del Ensayo, luego de analizar la información técnica que se le ha proporcionado, realizará un reconocimiento físico de la central y unidades, a fin de poder verificar las condiciones en las que se encuentran éstos y poder preparar el Plan Detallado del Ensayo.

El Plan de Ensayo debe contener:

a) El Esquema de disposición de instrumentos;

b) La Distribución de Funciones del Personal; y

c) Secuencia (Programa) de actividades.

Al preparar su Plan de Trabajo, el Jefe del Ensayo tendrá en cuenta las particularidades y situación de cada central y de cada unidad. Respetando al máximo practicable la información dada en el pliego técnico, referida a la potencia efectiva de las unidades y su medición, se determinará el procedimiento detallado del ensayo, el que deberá constar en su Informe Final.

Las mediciones de Potencia se efectuarán en las posiciones de medición indicadas y con instrumentos confiables y de la precisión requerida. En caso la central a ensayar no cuente con ellos, los equipos de medición requeridos serán proporcionados por la Ejecutora.

8.8. Inicio del Ensayo

Antes del inicio del ensayo será necesario verificar los datos de placa de la unidades a ensayar, los datos de placa de los instrumentos a emplear y las disposiciones generales establecidas para la ejecución del ensayo (numeral 8.9).

Ensayo Preliminar: Es necesario realizarlo a fin de establecer que:

a) Las unidades y la Central estén aptas y dispuestas para la medición.

b) La instrumentación se encuentre en buenas condiciones.

c) Los asistentes al Ensayo se familiaricen con el procedimiento del mismo.

Ensayo Definitivo: Se procederá por acuerdo de partes. Se iniciará con la apertura del Acta de Ensayo, a cargo del Jefe del Ensayo. Los datos se registrarán en formularios preparados ad hoc por el Jefe del Ensayo y/o en instrumentos registradores, si se contara con ellos. Se concluirá con el llenado y suscripción del Acta de Ensayo.

8.9. Ejecución del Ensayo

El Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar la capacidad electromecánica (potencia) de la central, declarada por la empresa, mediante una medición.

Se debe medir en simultáneo la potencia en bornes de los generadores de la central, la potencia consumida por los auxiliares y la altura bruta, teniendo en cuenta la definición de potencia efectiva adoptada por el COES. A criterio del Jefe del Ensayo, y en relación a la disponibilidad de instrumentos para las mediciones simultáneas, estas podrán desfasarse teniendo la precaución de efectuarse en estado estacionario.

Las mediciones de potencia se efectuarán con instrumentos confiables y calibrados, pertenecientes a la propia central, o a la Ejecutora.

La medición se realizará en estado estacionario, es decir, aquel estado de equilibrio en que las magnitudes a medir no varían con el tiempo, siendo en principio una hora de operación continua. A este fin, antes de iniciarse el ensayo, la Empresa Generadora habrá puesto en operación la central a ensayar por un período suficiente (de acuerdo al manual de instrucciones de las máquinas o, en ausencia de éste, a la experiencia del Jefe de la central) para que éstas hayan alcanzado su estado estable de operación.

Si fracasa el ensayo de comprobación de la potencia efectiva, será necesario realizar un segundo ensayo. Este puede efectuarse inmediatamente a continuación del ensayo fracasado o, en su defecto, ser diferido para otra ocasión, lo que requerirá la decisión unánime de los representantes de las tres partes.

8.10. Duración del Ensayo

La medición de la potencia efectiva no tendrá una duración menor a cinco horas. Su duración exacta podrá ser modificada por el Jefe de Ensayo presentando a la Empresa Generadora y a la DOCOES el sustento correspondiente, con la suficiente previsión, para que la Dirección de Operaciones lo considere y programe.

8.11. Magnitudes a medir

Las siguientes mediciones deberán registrarse durante los ensayos de Potencia Efectiva:

a) Nivel del agua en la presa de regulación, cámara de carga o pulmón;

b) Temperatura de cojinetes;

c) Potencia producida en bornes del generador;

d) Tensión en bornes del generador;

e) Factor de potencia;

f) Frecuencia;

g) Temperatura de los devanados del estator;

h) Otros parámetros que indiquen que la operación se realiza bajo régimen estable (por ejemplo presión en las ventanas del túnel de aducción si la central lo tuviese).

8.12. Acta del Ensayo

Al final del Ensayo se levantará el Acta del Ensayo, que será suscrito por los representantes de las tres partes que intervinieron.

El Acta de Ensayo debe contener la siguiente información:

a) Nombre de la Empresa Generadora;

b) Nombre de la Central de Generación ensayada;

c) Nombre de los asistentes al ensayo;

d) Fecha y hora de apertura del Acta;

e) Datos técnicos de las turbinas;

f) Fabricante;

g) Modelo;

h) Número de serie de las unidades;

i) Potencia Nominal;

j) Velocidad de rotación nominal;

k) Datos técnicos de los generadores;

l) Fabricante;

m) Modelo;

n) Número de serie de las unidades;

o) Potencia Nominal;

p) Velocidad de rotación nominal;

q) Número de pares de polos;

r) Número de circuitos paralelos;

s) Hora de inicio del ensayo;

t) Hora de finalización del ensayo;

u) Todos los datos medidos de acuerdo al numeral 8.11;

v) Observaciones.

8.13. Premisas para la determinación de potencia efectiva

La Potencia de la Central Hidroeléctrica está acotada por la capacidad electromecánica de las unidades, por la capacidad hidráulica del sistema de captación y conducción de agua y por la altura neta, la que puede ser sensiblemente variable en el caso de que sea alimentada directamente desde un embalse o reservorio.

La información que remita la Empresa Generadora para ser examinada por el Jefe del Ensayo, para la preparación del mismo, deberá incluir: el estado de los reservorios (nivel y volumen), el caudal de alimentación a la central y el despacho de energía y potencia que se haya venido efectuando diariamente.

El ensayo se efectuará a alturas brutas iguales o cercanas a la Altura Bruta de

Potencia Efectiva, pero necesariamente pasando por ella.

La potencia efectiva se determina como el promedio de las mediciones registradas en períodos de 15 minutos.

8.14. Validez del Ensayo

Para que el ensayo sea válido, se requiere que los datos registrados sean consistentes entre sí y que el margen de error posible en la determinación de la potencia efectiva determinado por el ensayo no exceda el 2%. Cualquier inconsistencia puede ser absuelta por consenso entre los representantes de las tres partes.

8.15. Fluctuaciones durante la prueba

El ensayo deberá realizarse en condiciones de altura del reservorio cuasi estáticas, carga constante, velocidad de rotación constante, con los dispositivos de regulación de la turbina (agujas del inyector o álabes del distribuidor) en posiciones fijas. Se considera que la variación de la potencia medida no debe exceder el 1.5% del valor promedio de las mediciones.

De suceder durante el ensayo una variación más allá del límite especificado, queda a juicio del Jefe del Ensayo la validez de los datos; debiendo tomar decisión durante el curso de la prueba, luego de consultar la opinión del Veedor del COES y del representante de la Empresa Generadora.

8.16. Informe del Ensayo

Concluido el Ensayo, el Jefe del ensayo debe determinar la potencia efectiva de la central ensayada. Debe, además estimar e indicar en su informe el margen de error de sus resultados, partiendo de la clase de precisión de los instrumentos empleados.

El Informe Final será suscrito por el Jefe del Ensayo, consignando su número de registro profesional.

El informe final será presentado a la empresa generadora y al COES para su análisis y, si hubiera lugar, a la presentación de observaciones al Jefe del Ensayo para su absolución. La Empresa Generadora en un plazo máximo de 30 días calendario después del ensayo realizado, presentará oficialmente al COES el informe final. El COES tendrá un plazo máximo de 15 días calendario para observaciones y la empresa 10 días calendario para levantarlas. El informe final deberá estar acompañado de todos los cálculos sustentatorios de detalle en medio magnético.

PROCEDIMIENTO N° 19

PRUEBAS DE UNIDADES DE GENERACION

1. OBJETIVO

Determinar el procedimiento a seguir para la programación de la operación de unidades de generación en prueba, nuevas o luego de un trabajo de mantenimiento; determinar las previsiones a considerar en caso de falla de estas unidades, el reconocimiento de la energía inyectada al sistema y las compensaciones que se puedan dar a otros generadores.

El ensayo de potencia efectiva se considera una prueba, la cual es requerida por los procedimientos del COES.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

2.3. Decreto Supremo Nº 009-97–EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4. Resolución Directoral Nº 049-99–EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. DEFINICIONES

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

4. RESPONSABILIDADES

4.1. De la DOCOES

4.1.1. A través de la DPP, atender la solicitud de prueba y coordinar la ejecución de las mismas.

4.1.2. Autorizar a través de la DPP, pruebas de unidades no informadas para el programa semanal, por emergencia u otra razón de fuerza mayor.

4.1.3. A través de la DPP, participar en calidad de observador en la ejecución de las pruebas pertinentes, que involucren paralelo con el SINAC.

4.1.4. Postergar, anular o cancelar la ejecución de pruebas de unidades por causas justificadas, debiendo presentar un informe al respecto a la empresa involucrada.

4.1.5. Verificar el cumplimiento de lo establecido en el Procedimiento relativo al Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transmisión en el COES SINAC.

4.1.6. Aprobar la ejecución de las pruebas junto al programa de operación semanal del SINAC.

4.2. Del generador propietario de la unidad en prueba

4.2.1. La empresa generadora que requiera la programación de unidades para prueba deberá solicitarlo, para ser considerado en la programación semanal de la operación.

4.2.2. Confirmar la ejecución de las pruebas, para efectos de la elaboración de la PSO, el generador deberá presentar a la DOCOES el cronograma detallado de las mismas, incluyendo la hora de inicio y finalización, el régimen de toma de carga, descarga y niveles de carga cada media hora.

4.2.3. Presentar, en el caso de unidades nuevas, una copia del informe que indique que el grupo está apto para ser sometido a pruebas con carga, como constancia de haber pasado las pruebas protocolares previas.

4.2.4. En caso de requerirse el pago de compensaciones, éstas se cumplirán de acuerdo a lo indicado más adelante y conforme a los procedimientos del COES.

4.3. Del Coordinador

4.3.1. Coordinar y apoyar la ejecución en tiempo real de las pruebas programadas, adoptando todas las medidas necesarias para garantizar la seguridad, calidad y economía de la operación conforme a las normas y procedimientos vigentes.

4.3.2. Cancelar la ejecución de pruebas de unidades por causas justificadas, debiendo sustentar su decisión a la DOCOES.

5. INFORMACION NECESARIA

5.1. Programa detallado de las pruebas, según lo indicado en el numeral 4.2 como mínimo.

5.2. Para el caso de unidades nuevas el generador enviará previamente:

5.2.1. Los datos generales de la unidad.

5.2.2. El costo variable a potencia nominal (el valor preliminar será según la información del fabricante).

5.3. Posteriormente a las pruebas la empresa generadora presentará:

5.3.1. Un informe con el resultado de las pruebas.

5.3.2. Los valores medidos (rendimientos, potencia máxima, cargas mínimas, potencias efectivas, entre otros requeridos por la DOCOES).

5.4. Para el ensayo de la potencia efectiva se deberá cumplir con lo establecido en los PR-Nº 17 y PR-Nº 18.

6. ASPECTOS DE PROGRAMACION

6.1. Luego de haber cumplido los requisitos y obligaciones, la unidad en prueba será programada con carácter de "debe operar" en forma concordante con el programa de pruebas presentado por el generador. La oportunidad de la prueba en lo posible, se hará con el criterio de operación económica, teniendo como objetivo disminuir el costo de operación del sistema.

Para programar las pruebas con carga de unidades nuevas, previamente debe haberse efectuado pruebas de sincronización, así como haber operado con carga mínima durante 30 minutos como mínimo.

6.2. El detalle diario de la ejecución de las pruebas así como la programación de las medidas de seguridad y calidad será comunicado por la DPP a las empresas mediante el PDO o sus reprogramaciones.

6.3. El costo marginal del sistema será fijado por la central marginal real, considerando para el efecto el costo variable de la unidad en prueba igual a cero.

6.4. La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones por desplazamiento de energía de otros generadores debido a que se considerará como inyección normal de energía del propietario de la unidad en prueba. Los nuevos integrantes podrán concertar con algún integrante del COES la comercialización de sus inyecciones.

6.5. Se deberá considerar una reserva rotante especial, su magnitud dependerá del tamaño de la unidad en prueba y será definida por la DOCOES.

Para el caso de las pruebas de desconexión con cualquier régimen de carga, se programará reserva rotante adicional para RPF.

El costo de la reserva rotante adicional y/o especial, establecido para estas pruebas, será asumido por el generador propietario. En caso de ser un nuevo integrante está obligado a pagar el costo de esta reserva adicional al integrante que le ha suministrado, conforme a los procedimientos vigentes para los integrantes del COES.

Para los ensayos de potencia efectiva de las unidades existentes, no es obligatorio asignar reserva rotante adicional, lo que será corroborado en cada caso por la DOCOES

6.6. Se deberá cumplir con las restricciones de caudales mínimos turbinables requeridos por el servicio de agua potable o agricultura.

6.7. Si como consecuencia de las pruebas y/o ensayos de potencia efectiva de unidades nuevas se transgrediera algún indicador de calidad, el titular a cargo de la unidad en prueba asumirá la compensación conforme a lo establecido en la NTCSE y los procedimientos vigentes.

6.8. Las pruebas para la determinación de la potencia efectiva y rendimiento, según procedimientos y términos de referencia del COES se podrán efectuar simultáneamente con las pruebas de recepción, en caso contrario, se realizarán al término satisfactorio de las pruebas de recepción.

7. ASPECTOS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

7.1. El CC del generador propietario de la unidad en prueba, informará al Coordinador cualquier novedad durante el desarrollo de las pruebas, advirtiendo lo antes posible de maniobras o de la presencia de desperfectos.

El Coordinador no autorizará la ejecución de pruebas que no le sean confirmadas por la empresa con dos horas de anticipación como mínimo.

7.2. Por circunstancias no previstas en la programación, reprogramación o porque las pruebas ponen en riesgo la seguridad del SINAC, el Coordinador podrá suspender el desarrollo de las pruebas y disponer la desconexión de la unidad en prueba del SINAC. Posteriormente el Coordinador informará a la DPP para que se pueda definir una fecha posterior para el ensayo.

7.3. Se consideran también causales de suspensión de pruebas, la desviación en el régimen de carga, no coordinada previamente con el Coordinador, y la falta de información indicada en el numeral 7.1.

7.4. En el IDCOS se indicará la hora de arranque, parada, niveles de cargas de las unidades en prueba; los eventos al respecto que el Coordinador considere que deban ser conocidos por los integrantes del COES también serán informados para ser incluidos en el IEOD.

7.5. Si en la ejecución de la operación, por indicación del Coordinador, se tuviera mayor reserva rotante por RPF respecto a lo programado, ésta será reconocida y compensada por el propietario de la unidad en prueba.

8. ASPECTOS DE LA EVALUACION

8.1. El Director de Operaciones aprobará el informe técnico emitido por la DPP, correspondiente a:

a) Horas de operación de la prueba.

b) Restricciones en el servicio causadas por las pruebas.

c) Costos por Reserva Rotante adicional, según lo indicado en 6.5.

8.2. La energía inyectada al sistema por las unidades en prueba será valorizada al costo marginal del SINAC.

8.3. Los costos de baja eficiencia (arranques, carga mínima, y otros) no serán reconocidos a las unidades.