

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

14770 *RESOLUCIÓN de 24 de junio 1999, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.*

Vista la propuesta realizada por el operador del sistema para la aprobación de un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con el apartado 1 del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Los procedimientos propuestos se consideran adecuados para la mejor ejecución del mencionado Real Decreto y de la Orden ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del mismo, modificada por la Orden ministerial de 17 de diciembre de 1998.

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.—Se aprueba el conjunto de procedimientos para la operación del sistema eléctrico que figura como anexo de la presente Resolución.

Segundo.—La presente Resolución entrará en vigor el primer día del mes siguiente a la publicación de esta Resolución.

La presente Resolución pone fin a la vía administrativa, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

Madrid, 24 de junio de 1999.—El Secretario de Estado, José Manuel Serra Peris.

Ilmo. Sr. Director general de la Energía. Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. Sr. Presidente de «Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima». Sra. Presidenta de la «Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad, Sociedad Anónima».

ANEXO

Procedimientos de operación del sistema

El presente anexo contiene los siguientes procedimientos de operación del sistema:

P.O. 2.2 «Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico».

P.O. 5 «Procedimiento de determinación de pérdidas de transporte y cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudo».

P.O. 9.2 Información sobre la operación del sistema».

P.O. 9.4 «Información para liquidaciones de energía».

P.O. 9.6 «Acceso al Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS)».

P.O. 11.1 «Criterios generales de protección en la red gestionada».

P.O. 11.2 «Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos».

P.O. 11.3 «Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema».

P.O. 2.2

Previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir el proceso de previsión de la cobertura de la demanda eléctrica y del uso del equipamiento de producción, así como de las reservas hidroeléctricas, con diversos horizontes, desgloses y periodicidades, y evaluar el margen de garantía de seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico a corto y medio plazo.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación para el operador del sistema (OS), el operador del mercado (OM) y los agentes del mercado (AM).

3. Previsiones con horizonte anual

3.1 Introducción.

El OS elaborará mensualmente una previsión de cobertura de la demanda del sistema con un horizonte anual móvil, desglosado por meses.

Para ello tendrá en cuenta las informaciones recibidas de los agentes relativas a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas y las existencias de combustibles en parques y almacenamientos, así como la información elaborada por el OM relativa a la evolución esperada del funcionamiento del mercado eléctrico.

Como resultado de la previsión se incluirá un balance mensual con la distribución estadística de los casos de cobertura resultante de la agrupación por deciles de las realizaciones del proceso estocástico de hidraulicidad y fallo térmico.

El balance contendrá la participación previsible en la cobertura de los diferentes recursos de generación agrupados por tipos de combustible-nuclear, carbón, gas, fuelóleo, producción hidráulica, producción en régimen especial e intercambios de importación o exportación por las interconexiones internacionales.

El informe de previsión, junto con las hipótesis que hayan servido para su elaboración, se enviará a los AM y al OM, CNSE y MINER.

3.2 Análisis de seguridad.

El OS analizará mensualmente la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil.

El análisis de seguridad comprenderá los dos aspectos siguientes:

Análisis de seguridad en nudo único.

Análisis de seguridad zonal, previendo posibles problemas de cobertura.

El primero evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses, la disponibilidad de grupos generadores y la hidraulicidad, con diversos escenarios de demanda.

El análisis tendrá en cuenta la utilización prevista de los recursos de generación e incluirá la evolución global de las reservas hidráulicas anuales e hiperanuales, con diferentes probabilidades de ocurrencia.

Se utilizarán, como índices de riesgo, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

El análisis zonal pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan una reducción de la seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

El informe de seguridad en la cobertura se publicará en los primeros cinco días hábiles de cada mes.

3.3 Metodología del estudio.

Para la realización de los estudios de previsión de la cobertura y análisis de seguridad se emplearán los siguientes criterios:

El orden de cobertura se determinará atendiendo al coste de oportunidad de la generación. Para las centrales térmicas este coste de oportunidad vendrá determinado fundamentalmente por los precios de reposición de los combustibles y las compras obligadas de los mismos, previstas en el Plan de la Minería. Para las centrales hidráulicas este coste de oportunidad será el de la generación térmica reemplazada.

En las centrales de carbón nacional se supondrá una compra anual garantizada por central, equivalente al cupo aprobado para ella en el Plan de la Minería del Carbón.

Las entregas correspondientes al período estudiado se supondrán lineales y por las cantidades pendientes hasta la fecha horizonte contemplada en el análisis.

Las aportaciones futuras en los embalses de regulación se obtendrán de su función de distribución probabilística. El estado inicial de los embalses en cada ejecución será el proporcionado por los agentes propietarios al comienzo de cada período, según lo dispuesto más adelante en este procedimiento.

Las existencias en parques de carbón y en tanques de fuelóleo serán las declaradas por sus propietarios al comienzo de cada período de estudio.

Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por el OS, conforme a la información recibida de las empresas propietarias.

La estructura de consumo en termias de PCI será la obtenida a partir de los datos disponibles de explotación de las centrales.

La energía máxima a ceder a la red por los productores de régimen especial será estimada a partir de datos históricos, tendencias e informaciones de organismos oficiales y de elaboración propia.

Se tendrán en cuenta las características técnicas de los contratos bilaterales e intercambios acordados con agentes o clientes externos.

Se considerarán también las previsiones generales sobre el funcionamiento de los mercados comunicadas por el OM.

3.4 Información necesaria.

3.4.1 Centrales térmicas de carbón.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar al OS la información siguiente:

Existencias de carbón en toneladas, desglosadas por tipos, o en su defecto en millones de termias PCI.

Estructura de consumo y fracción de cada tipo de combustible que sea preciso mezclar, en su caso, por razones ambientales.

Plan previsto de entregas de carbón de consumo garantizado para los meses restantes del año en curso o, en su defecto, cantidades del cupo previsto de cada año realmente entregadas hasta la fecha.

Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción.

3.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar al OS la información siguiente:

Existencias de fuelóleo, clasificado por tipos, almacenadas en tanques o en almacenamientos concertados.

Tipos de fuelóleo o, en su caso, mezclas previstas consumidas por cada grupo de la central.

Variaciones previsibles de disponibilidad (grupos de fuelóleo, gas o mixtos).

3.4.3 Centrales hidroeléctricas y de bombeo.

Todos los martes laborables o, en su caso, el día hábil anterior, las empresas propietarias de centrales hidroeléctricas deberán transmitir al OS la siguiente información:

Aportaciones en los embalses y caudales previstos.

Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante doce horas consecutivas, una vez cada semana.

Aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que eventualmente puedan existir.

Variaciones previsibles de disponibilidad de los grupos hidráulicos y de bombeo.

3.4.4 Previsiones del Operador del Mercado.

Antes del día 20 de cada mes, el Operador del Mercado deberá enviar al OS su previsión sobre la evolución del funcionamiento del mercado para los doce meses siguientes.

3.4.5 Contratos de importación o exportación.

Las empresas que suscriban contratos de intercambio con empresas de otros países deberán comunicar al OS las características técnicas de los citados contratos.

4. Previsiones a medio plazo

Con objeto de que sirva de referencia a los agentes, además del informe mensual descrito en el apartado 3, el OS efectuará un análisis de seguridad de la cobertura del sistema que abarcará las previsiones para los diez años siguientes al año en curso y que se publicará en el mes de diciembre de cada año.

Esta previsión de la cobertura analizará diversas hipótesis de crecimiento de la demanda y de desarrollo del parque generador, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Además, se considerarán las hipótesis de política energética (planes de la minería, etc.), política medioambiental (limitación de emisiones de CO₂, normativas, etc.), hipótesis de altas y bajas de equipo generador, etc.

Como resultado de la previsión se incluirán los balances anuales de potencia, que se utilizarán para evaluar las necesidades de equipamiento. Como complemento, se presentarán los balances de energía que se obtengan en los diferentes escenarios que se consideren.

P.O. 5

Procedimiento de determinación de pérdidas de transporte y cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudo

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el método para determinar las pérdidas horarias producidas en la red de transporte así como los coeficientes de pérdidas en cada uno de los nudos frontera de la red de transporte con la red de distribución, con las instalaciones de los consumidores cualificados y con las instalaciones de producción.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS).

3. *Determinación de las pérdidas de la red de transporte*

Para cada hora, el OS determinará las pérdidas en la RT por diferencia de medida entre la energía entregada a la RT y la energía recibida de esta red para su consumo en los nudos frontera de la RT con las redes de distribución, los generadores, los consumidores cualificados y las conexiones internacionales.

Dicha evaluación se llevará a cabo de acuerdo con los correspondientes procedimientos de medida vigentes en cada momento.

Los datos horarios de las pérdidas en la RT serán comunicados diariamente por el OS al operador del mercado y a los agentes del mercado.

4. *Cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudos*

El OS determinará los coeficientes horarios de reparto de pérdidas por nudo (CP) mediante el cálculo del incremento de las pérdidas producidas en la red de transporte provocado por una variación de la producción o el consumo en dicho nudo.

Para su determinación se acudirá al modelo matemático de la red, utilizándose un procedimiento diferencial basado en el cálculo de la sensibilidad de la potencia activa neta inyectada en cada nudo de la red ante variaciones de los ángulos de los fasores de tensión de los nudos.

El orden relativo de estos coeficientes aporta información comparativa de la influencia de la situación geográfica y topológica de la producción o el consumo en las pérdidas de la red, para cada estado de carga.

Los coeficientes de pérdidas por nudo se determinarán a partir de casos validados del estimador de estado en tiempo real del sistema de control del OS, quien los publicará diariamente para información de todos los agentes.

P.O. 9.2

Información sobre la operación del sistema

1. *Objeto*

El objeto de este procedimiento es definir la información básica que el operador del sistema (OS) publicará sobre la operación del sistema, así como los datos necesarios que deberán facilitar al OS los productores, transportistas y gestores de distribución con objeto de elaborar la citada información.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica al OS, agentes del mercado, transportistas y gestores de distribución.

3. *Responsabilidades*

El OS es el responsable de recopilar toda la información de operación, tanto la generada en el seno del propio OS como la correspondiente a los diferentes sujetos que operan en el sistema.

A su vez, es responsabilidad de los productores, transportistas y gestores de distribución facilitar al OS la información generada en la operación de las instalaciones de su propiedad, en los términos que se especifican en este procedimiento.

Asimismo, los gestores de distribución recabarán de los autogeneradores de su ámbito la información necesaria y la enviarán al OS. En caso de no poder conseguir algunos de estos datos, harán una estimación de ellos y la facilitarán al OS.

4. *Información sobre la operación*

4.1 Informes de operación.

El OS publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada.

4.1.1 Información diaria.

La información que el OS publicará diariamente es la siguiente:

- Balance eléctrico de producción y consumo.
- Curva de carga del sistema.
- Estado de las reservas hidroeléctricas y aportaciones en los ríos más importantes.

4.1.2 Información mensual.

Mensualmente, el OS publicará la siguiente información:

- Estadísticas de operación del sistema eléctrico.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.
- Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y reactancias de la red de transporte.
- Estadísticas de incidentes.

4.1.3 Información anual.

El OS publicará anualmente la siguiente información:

- Disponibilidad del equipo generador.
- Disponibilidad de la red de transporte.
- Resultados de la operación del sistema eléctrico.

Además el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

- Potencia instalada en el sistema.
- Energía generada.
- Demanda del sistema eléctrico.
- Producibles hidroeléctricos.
- Reservas hidroeléctricas.
- Tasas de disponibilidad del equipo generador.
- Tasas de disponibilidad de la red de transporte.

4.2 Ofertas presentadas al OS.

El OS pondrá a disposición de los agentes habilitados para ofertar en cada uno de los mercados gestionados por el mismo el detalle de todas las ofertas presentadas para cada sesión, una vez transcurrido el plazo mínimo de confidencialidad establecido en las reglas del mercado relativo a las ofertas del mercado diario.

5. *Datos que deberán facilitar los sujetos del sistema*

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS con tres niveles distintos de agregación temporal (horaria, diaria y mensual), necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y el funcionamiento del sistema.

5.1 Datos horarios.

Los agentes enviarán al concentrador de medidas del OS (SIMEL) las integraciones horarias de los flujos de energía en los puntos de medida definidos en las fronteras entre actividades conforme a las Instrucciones Técnicas Complementarias y normativa que las desarrolle.

5.2 Datos diarios.

Los sujetos del sistema facilitarán al OS todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Los datos relativos a valores de energía eléctrica diaria continuarán siendo enviados al OS mientras no haya finalizado la tercera fase especificada en el Reglamento de Puntos de Medida. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas. El plazo máximo de envío de estos datos será el de los dos días laborables siguientes:

Producciones de los grupos térmicos en barras de central.

Producciones de las centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en barras de central.

Consumos propios en generación con la central parada.

Consumos de centrales de bombeo.

Energía vertida a la red por los productores acogidos al régimen especial.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Consumo de combustible en centrales térmicas.

Existencias de combustible en centrales térmicas.

Información hidrológica:

Precipitaciones.

Caudales medios de los ríos en estaciones de aforo.

Reservas hidroeléctricas.

Vertidos.

Incidencias en la red de transporte.

5.3 Datos mensuales.

Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

Producciones de grupos térmicos, brutas y netas.

Producciones de centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en bornes de alternador.

Pérdidas turbinables en centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW.

Consumos propios de generación.

Consumos de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Energía adquirida a cada productor acogido al régimen especial.

Entrada de combustible en centrales térmicas.

Consumo de combustible en centrales térmicas.

Existencias de combustible en centrales térmicas.

P.O. 9.4

Información para liquidaciones de energía

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir la información que el operador del sistema (OS) debe recibir de los agentes y la que debe poner a disposición del OM y agentes para que pueda llevarse a cabo la liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), al operador del mercado (OM) y a los agentes del mercado (AM).

3. Información

La información que el OS facilitará se refiere, fundamentalmente, a los siguientes conceptos:

Programas de intercambios internacionales suscritos por REE.

Resolución de las restricciones técnicas correspondientes a los mercados diario e intradiario.

Servicio complementario de regulación secundaria.

Servicio complementario de regulación terciaria.

Gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Solución de restricciones en tiempo real.

Resultados de las sesiones de intradiario.

Programa horario operativo (PHO).

Asignación de producción por mecanismos excepcionales.

Medidas de energía.

Pérdidas en la red de transporte.

Retribución por garantía de potencia.

4. Herramientas de información

La información que el OS deba comunicar al OM para la liquidación de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica se encauzará a través del Sistema de Intercambio de Información del OS (SIOS) y del Sistema de Información de Medidas Eléctricas (SIMEL) y estará detallada en la versión vigente del documento editado por el OS «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y OM/Agentes».

5. Procedimiento de información

Se relaciona a continuación toda la información necesaria para la liquidación incluida en cada uno de los conceptos anteriormente establecidos:

5.1 Programas de intercambios internacionales suscritos por REE.

El OS informará mensualmente al OM de:

Costes e ingresos fijos mensuales reconocidos a los contratos.

Precio variable de la energía

Desvíos en los costes o ingresos mensuales de períodos anteriores.

Eventuales intercambios de apoyo realizados.

5.2 Resolución de restricciones técnicas correspondientes a los mercados diario e intradiario.

El OS informará al OM diariamente de:

Redespachos de energía efectuados para resolver las restricciones técnicas correspondientes al programa resultante del mercado diario, esta información estará incluida en el Programa Viable Provisional (PVP).

Ingresos obtenidos como resultado de la asignación de la capacidad de intercambio de los contratos bilaterales físicos.

5.3 Servicio complementario de regulación secundaria.

Al publicar el Programa Diario Viable Definitivo, el OS informará al OM de:

Asignación de banda de regulación.

Precio marginal de asignación de banda de regulación (PTA/kW).

Banda asignada a subir y a bajar (MW) a cada unidad de producción.

Diariamente, el OS informará al OM de los resultados de la asignación de la regulación secundaria y de su seguimiento en tiempo real, así como del precio horario de utilización de la energía de regulación secundaria utilizada.

5.4 Servicio complementario de regulación terciaria.

Cada día, el OS facilitará al OM la información horaria correspondiente al día anterior de:

Energía de regulación terciaria asignada a subir o a bajar, por cada unidad de producción (MWh).

Precio marginal horario de energía terciaria a subir o a bajar (PTA/kWh).

5.5 Gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Cada día, el OS facilitará al OM la información horaria correspondiente al día anterior de los desvíos resueltos mediante el procedimiento de gestión de desvíos:

Redespacho de energía a subir o bajar (MWh) por cada unidad de producción.

Precio marginal de la energía redespachada a subir o a bajar (PTA/kWh)

Hora de publicación del resultado del proceso de gestión de desvíos

Información sobre las unidades causantes del desvío.

5.6 Solución de restricciones en tiempo real.

El OS comunicará al OM diariamente de:

Magnitud de los redespachos de energía (MWh).

Precio de asignación (PTA/kWh), en caso de que éste sea el de la oferta de regulación terciaria. En este caso se comunicará también la oferta completa de energía de regulación terciaria en el sentido en que fue asignada.

Ingresos obtenidos por la asignación de capacidad de intercambio internacional a los contratos bilaterales.

5.7 Aplicación de los resultados de las sesiones del intradiario.

Cuando excepcionalmente se anule la aplicación durante una o varias horas del horizonte de los resultados de una sesión del mercado intradiario, el OS comunicará al OM y agentes la anulación y las causas que la motivaron.

5.8 Programa horario operativo (PHO).

El OS al final de día publicará:

Programación final horaria de las unidades de producción y consumo.

5.9 Asignación de producción por mecanismos excepcionales.

En los programas horarios operativos, el OS reflejará:

Magnitud de los redespachos (MWh).

Hora de publicación del redespacho.

Mercado o procedimiento al que corresponde la asignación.

5.10 Medidas de energía.

La definición de los puntos frontera, la información a intercambiar entre los agentes, el OS y el OM, así como las características principales de los equipos, se establecen en el Real Decreto 2018/1997 y las instrucciones técnicas complementarias que lo desarrollan.

El OM facilitará al OS la relación completa de unidades de oferta que acudan al mercado, así como las altas y bajas en esta relación con anterioridad a que tengan efecto.

Los AM facilitarán diariamente al OS, antes de las ocho horas, los valores desagregados correspondientes al día anterior para cada período de integración en cada uno de sus puntos de medida de: energía activa entrada; energía activa salida, y energía reactiva en cada uno de los cuatro cuadrantes.

Los valores de las distintas energías podrán llegar al concentrador principal del SIMEL (Sistema de Información de Medidas Eléctricas):

Directamente desde los contadores-registradores.

Desde un concentrador secundario que cumpla todos los requisitos de integridad.

Desde terminales portátiles de lectura (TPL) que estén autorizados por el OS.

Por lecturas visuales realizadas por el OS.

Durante la etapa transitoria, estos valores:

Podrán referirse a puntos de media múltiples que permitan obtener, con los coeficientes adecuados, la medida del punto frontera.

Ser obtenidos mediante sistemas de teled medida o estimación de la empresa propietaria del punto frontera.

En todos los casos, la información irá identificada por su origen.

Los valores a recibir en el SIMEL para cada período de integración serán los de los siguientes puntos frontera:

Para los agentes productores y autoprodutores, la energía neta de cada grupo intercambiada con las redes de transporte o distribución.

Para los agentes transportistas y distribuidores, la energía intercambiada en cada punto frontera distribución-distribución de diferentes agentes o transporte-distribución independientemente de la propiedad.

Para los agentes consumidores, tanto si acuden al mercado individualmente como a través de una comercializadora, la energía medida en cada punto de consumo.

Para las interconexiones internacionales, la energía intercambiada con cada sistema exterior en cada punto frontera.

El OS analizará los datos recibidos, validándolos o modificándolos con sus sistemas de estimación, y enviará los datos provisionales o definitivos correspondientes de puntos frontera y unidades de oferta de cada día al OM, antes de las once horas del día laborable siguiente.

Los datos de medidas podrán ser definitivos o provisionales. En este caso, el OS enviará al OM nuevos datos cuando disponga de medidas de mayor fiabilidad.

Para las medidas horarias que se recogerán en el SIMEL durante la etapa transitoria, los agentes enviarán mensualmente (antes del segundo día hábil del mes siguiente) la lectura mensual a las veinticuatro horas del último día del mes, de los contadores-registradores anteriores, cuando el origen de dichas medidas no sea directamente un registrador, un TPL o un concentrador secundario con la información encriptada y firmada.

El OS calculará y enviará al OM el perfil horario definitivo del mes anterior de las unidades de oferta y los puntos frontera necesarios para la liquidación, enviándolas al OM antes de las once horas del tercer día hábil del mes.

Una vez transcurrido un mes y dentro de los cuatro días hábiles mes siguiente, el OS enviará al OM, y al único efecto de asegurar la correspondencia entre los datos que ambos manejan, los valores horarios acumulados mensuales de intercambios entre actividades.

Los participantes en una medida recibirán del OS la información que les resulte imprescindible para comprobar su liquidación y podrán solicitar al OS certificaciones sobre las medidas.

El OS calculará diariamente los desvíos de regulación horarios en las fronteras con cada uno de los países conectados a la red española y los facilitará al OM.

Estos desvíos se obtendrán como diferencia entre la suma de las energías programadas con cada país conectado y el saldo de los contadores de las líneas de interconexión correspondientes.

Cuando se carezca de medidas en firme en un punto de medida, el OS realizará la estimación conforme a lo indicado en las instrucciones técnicas complementarias y al procedimiento específico que se establezca. Si en un plazo de treinta días el OS no recibe objeción alguna, se adoptará como firme la medida estimada.

5.11 Pérdidas en la red de transporte.

El OS calculará diariamente con valores provisionales, y mensualmente con valores definitivos, las pérdidas en la red de transporte, conforme a lo establecido en el P.O. 5.

Esta información se enviará al OM junto con los valores horarios provisionales del día anterior y mensualmente con los valores definitivos.

El OS publicará la información diaria, con desglose horario, relativa a los coeficientes de pérdidas en los nudos de la red de transporte.

5.12 Retribución por garantía de potencia.

Los agentes comunicarán al OS y éste a su vez notificará al OM de forma inmediata las indisponibilidades de generación.

Los agentes comunicarán al OS y éste a su vez notificará al OM mensualmente:

La potencia media limitada de los grupos térmicos por indisponibilidad de materias primas.

Para los grupos térmicos, su producción neta.

Los agentes comunicarán al OS y éste a su vez notificará al OM, no más tarde de enero del año «n» para los doce meses del año «n-1»:

Para las centrales de bombeo mixto, la producción neta con aportaciones naturales.

Para las centrales hidráulicas, la producción neta.

Los agentes comunicarán al OS, y éste a su vez notificará al OM, al día siguiente:

Para las centrales de bombeo puro, valor porcentual máximo de llenado en el vaso superior en cada período horario de programación de cada día.

6. *Modificación de la información*

Una vez transcurrido el plazo previsto de comunicación de cada una de las informaciones para liquidación mencionadas en el punto anterior, cualquier modificación de las mismas con posterioridad deberá ser comunicada a todos los agentes y el OM.

P.O. 9.6

Acceso al Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS)

1. *Objeto*

El objeto de este procedimiento es determinar el contenido de la información y la forma en que los diferentes agentes del mercado y el operador del mercado podrán acceder al Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS), tanto para la presentación de ofertas y actualización de datos como para consulta de la información contenida en el sistema.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento aplica al operador del sistema (OS), a los agentes del mercado (AM) y al operador del mercado (OM).

3. *Acceso a la información*

3.1 Información disponible.

La información será facilitada a través de ficheros informáticos y se referirá a:

Programaciones resultantes de los mercados diarios e intradiarios y precios de los mismos comunicados por el OM.

Programas horarios operativos.

Requerimientos, asignaciones y precios de los mercados gestionados por el OS.

Reprogramaciones y sus precios correspondientes.

Ofertas presentadas al OS una vez haya transcurrido un período de tiempo equivalente al indicado en las reglas del mercado para las ofertas al mercado diario.

Indisponibilidades de las unidades de producción comunicadas al OS.

Dado el volumen de información contenida en el SIOS, sólo los datos más recientes permanecerán accesibles directamente. En el caso de que se necesite información histórica, el OS podrá facilitarla a petición del solicitante.

En caso de ser necesario modificar posteriormente un dato, se modificará el fichero correspondiente y se enviará de nuevo a todos los AM.

3.2 Modo de acceso.

Cada usuario autorizado del SIOS contará con un nombre de usuario y una clave de acceso secreta que le permitirán la conexión vía FTP a los servidores establecidos a tal efecto. Una vez establecida la conexión, podrán acceder a la información generada por el SIOS.

La información del SIOS permanecerá en los servidores un tiempo no inferior a una semana. Pasado este tiempo, la información se eliminará de los buzones de lectura automáticamente, y pasará a tener la consideración de histórica.

3.3 Altas y bajas.

Cuando sea necesario dar de alta a un nuevo usuario en el sistema SIOS, éste hará la petición oficial al OS, quien, una vez estudiada la solicitud, y verificación de su condición de agente del Sistema Eléctrico Español procederá a establecer esta nueva conexión en el SIOS y suministrará a la entidad correspondiente la clave de acceso que deberá utilizar.

Cuando un agente cause baja en el Registro de Agentes, el OS procederá a dar de baja el acceso al usuario correspondiente.

3.4 Reclamaciones.

El OS habilitará el mecanismo pertinente para recibir, tratar y resolver las posibles reclamaciones que los agentes pudieran plantearle respecto al funcionamiento del sistema.

P.O. 11.1

Criterios generales de protección en la red gestionada

1. *Objeto*

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales de protección a aplicar a las instalaciones de la red gestionada y a los elementos del sistema eléctrico conectados a la misma. Con ello, se pretende minimizar la extensión y las consecuencias de las perturbaciones, en cualquier situación de explotación del sistema eléctrico.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento afecta al operador del sistema (OS), transportistas, distribuidores, generadores y clientes cualificados incluidos o conectados directamente a la red gestionada.

3. *Requerimientos exigibles al sistema de protección*

Los equipos que constituyen el sistema de protección de la red gestionada e instalaciones a ella conectadas deberán satisfacer los requerimientos de selectividad y rapidez que establezca el OS, y que deberán ser aprobados por la CNSE. Hasta que se elaboren y aprueben estos requerimientos, se aplicarán los criterios establecidos en el documento «Criterios Generales de Protección del Sistema Eléctrico Peninsular Español», publicado por Red Eléctrica de España en noviembre de 1995, elaborados con la participación de las empresas del sector eléctrico.

Cada agente será responsable de que sus instalaciones estén acordes con estos criterios. A tal fin dispondrá los equipos y sistemas necesarios y documentará adecuadamente el equipamiento existente en cada una de sus instalaciones para la actuación de su sistema de protección frente a cualquier tipo de perturbación de las indicadas en dichos criterios. Cada agente, a requerimiento del OS, informará sobre las carencias existentes respecto al grado de cumplimiento con los criterios generales, y plazos para su resolución.

El OS revisará periódicamente los criterios generales de protección, en función de las problemáticas detectadas y cambios tecnológicos existentes, sometiéndolo a la aprobación de la CNSE. Para estas revisiones contará con la colaboración de los agentes implicados.

4. *Ajustes de las protecciones*

4.1 *Criterios de coordinación de ajustes.*

Los criterios de coordinación de ajustes son las directrices que permitirán ajustar los equipos de protección de manera que puedan detectar y eliminar cualquier perturbación con la máxima selectividad y rapidez, sin arrastrar a otros elementos del sistema.

El OS establecerá, con la colaboración de los agentes afectados, los criterios de coordinación de ajustes de los equipos de protección de las instalaciones de la red gestionada, así como los de coordinación de éstos con las instalaciones de generación y de distribución conectadas directamente a la red gestionada.

Los citados criterios de coordinación serán revisados en caso necesario por el OS en función de los cambios introducidos en las instalaciones de la red gestionada.

Para faltas internas en sus instalaciones, los generadores ajustarán sus protecciones evitando que los grupos desconecten innecesariamente, y por otro lado asegurando la actuación requerida para cada caso, con el fin de evitar una evolución que afecte al resto del sistema.

En caso de faltas externas, como cortocircuitos en la red gestionada, desequilibrio generación-carga, o variaciones bruscas de tensión, las protecciones de los generadores deberán dar prioridad a la actuación de las propias protecciones de la red gestionada en la solución del problema, y actuar de acuerdo con los criterios generales de protección citados en el apartado 3.

4.2 *Criterios de ajuste de las protecciones.*

Los criterios de ajuste de las protecciones especifican la respuesta que debe dar un equipo de protección ante variaciones de los parámetros físicos del sistema eléctrico.

Las protecciones de los elementos de la red de distribución frontera con la red gestionada deberán tener en cuenta los criterios de ajuste establecidos en la red gestionada, de forma que se garantice un comportamiento selectivo ante faltas internas en la red de distribución.

Los criterios de ajuste de las protecciones de la red gestionada que afecten a instalaciones de varias empresas deberán ser acordados por éstas cumpliendo los criterios de coordinación establecidos, debiendo ser comunicadas al OS para su aprobación.

Para garantizar la coordinación de los ajustes de las protecciones de las instalaciones conectadas directamente a la red gestionada con las de la propia red gestionada, los propietarios de instalaciones de distribución y generación, así como los clientes conectados directamente a la red gestionada, deberán acordar con el OS, antes de su aplicación, los criterios de ajuste de aquellas de sus protecciones que pudieran afectar a la coordinación.

Los propietarios de equipos de protección de la red gestionada y de las instalaciones conectadas a ella mantendrán actualizada una base de datos con los criterios de ajuste aplicados en cada instalación, que facilitados al OS, quien a su vez, podrá facilitar esta información a los interesados previa solicitud de la misma.

4.3 *Ajuste de las protecciones.*

Los ajustes de un equipo de protección son los valores concretos de regulación interna que le permiten cumplir con los criterios de ajuste especificados.

Los ajustes serán establecidos por los propietarios de las instalaciones respectivas, teniendo en cuenta los criterios de ajuste mencionados y las características constructivas de los equipos.

P.O. 11.2

Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos

1. *Objeto*

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales que deben cumplir los automatismos del sistema eléctrico que aseguren la mejor respuesta del mismo en caso de incidente.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento afecta al operador del sistema (OS), transportistas, distribuidores, generadores y clientes cualificados conectados directamente a la red gestionada.

3. *Tipos de automatismos*

Los automatismos instalados pueden realizar las siguientes funciones:

De reposición de la red gestionada (como son relés de mínima tensión, teleacopladores, etc.).

De partición de la red con formación de islas.

De deslastre de cargas en el sistema por relés de mínima frecuencia.

Automatismos de teledisparo de grupos de generación y bombeo.

Estos automatismos se llevarán a cabo a través de dispositivos especiales instalados en las subestaciones o bien mediante funciones centralizadas en los sistemas de telecontrol, en función de la coordinación entre equipos y redes que requiera cada automatismo.

4. Criterios generales de automatismos

Los principios básicos a tener en cuenta en la instalación de automatismos son los siguientes:

4.1 Automatismos de reposición de la red gestionada.

El OS con la colaboración de las empresas transportistas y distribuidoras determinará los automatismos de reposición que deberán instalarse en la red gestionada para colaborar en el proceso de reposición de tensión ante una pérdida de suministro zonal o nacional.

La instalación y modo de funcionamiento de dichos automatismos estarán previstos en los planes de reposición del servicio.

El alcance y modo de funcionamiento de los automatismos instalados en la red gestionada deberán ser aprobados por el OS.

4.2 Automatismos de partición de la red con formación de islas.

El OS determinará los automatismos de partición de la red que deberán instalarse en la red, así como sus condiciones de funcionamiento, para que, en caso de incidente, se formen islas de demanda alrededor de grupos generadores, con el fin de tratar de mantener a éstos acoplados al sistema, así como sus condiciones de funcionamiento.

4.3 Automatismos de deslastre de cargas en el sistema por relés de mínima frecuencia.

El objetivo de estos automatismos es evitar el hundimiento de la frecuencia, en caso de un fuerte desequilibrio generación-demanda.

La carga a deslastar para cada escalón de frecuencia será:

- 49,5 Hz: 50 por 100 del bombeo.
- 49,3 Hz: 50 por 100 del bombeo.
- 49,0 Hz: 15 por 100 de la carga.
- 48,7 Hz: 15 por 100 de la carga.
- 48,4 Hz: 10 por 100 de la carga.
- 48,0 Hz: 10 por 100 de la carga.

La actuación de estos relés no estará temporizada. En caso de actuación, la reposición se efectuará de forma manual.

Es responsabilidad de los gestores de distribución determinar los puntos de corte para que esta relación se cumpla tanto en valle como en punta, aplicando criterios técnicos no discriminatorios.

4.4 Automatismos de teledisparo de grupos de generación y de bombeo.

El OS comunicará diariamente los automatismos de teledisparo de grupos de generación que deberán activarse ante una pérdida parcial de sus vías de evacuación, como medida preventiva para evitar situaciones locales de sobrecarga, que conllevarían pérdidas mayores de generación y mercado. La necesidad de estos teledisparos vendrá definida por los resultados de los análisis de seguridad y la estructura de la generación programada.

5. Publicación de los criterios de funcionamiento de los automatismos

El OS publicará, previa aprobación de la CNSE, los criterios de funcionamiento de los diferentes automatismos instalados en la red gestionada, que serán revisados periódicamente en función de las problemáticas detectadas y de los cambios tecnológicos introducidos en los equipos asociados, siendo de obligado cumplimiento para todos los transportistas, generadores, distribuidores y consumidores afectados.

P.O. 11.3

Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios a seguir para efectuar un seguimiento del comportamiento ante incidentes de las protecciones y automatismos instalados en la red gestionada por el operador del sistema.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a todos los sistemas de protección y automatismos existentes en las instalaciones de la red gestionada por el operador del sistema, así como las instalaciones de generación y distribución conectadas directamente a esta red.

3. Seguimiento del funcionamiento de las protecciones

Los propietarios de los sistemas de protección y automatismos se responsabilizarán del cumplimiento de los criterios generales de protección de la red gestionada que se especifican en el P.O. 11.1, así como los criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos especificados en el P.O. 11.2.

El OS creará y coordinará un grupo de trabajo conjunto con las empresas transportistas y generadoras, así como, en su caso, con los gestores de distribución y consumidores conectados a la red de transporte afectados, para analizar la información relativa a los incidentes y a la actuación de los sistemas de protección y automatismos ante incidentes que se hayan producido en el sistema.

Con independencia de este análisis conjunto, el OS podrá recabar de los propietarios de las instalaciones la información relativa a las causas de los incidentes y el comportamiento de los sistemas de protección y automatismos de instalaciones afectadas y de otros equipos del sistema de potencia.

De los análisis efectuados se podrán derivar las actuaciones necesarias para la instalación, mantenimiento y ajuste de los sistemas de protección y automatismo, estableciéndose un plazo para su resolución por parte de su propietario.

Una vez resuelto el problema, la empresa propietaria informará al OS. Asimismo, informará de las carencias pendientes de solucionar, justificando cualquier modificación de los plazos inicialmente previstos para su resolución.

MINISTERIO DE ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

14771 REAL DECRETO 1163/1999, de 2 de julio, de integración de los servicios periféricos del organismo autónomo Parque Móvil del Estado en las Delegaciones y Subdelegaciones del Gobierno.

La Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado,