

3) Importes a ingresar para las peticiones aceptadas y coeficiente de prorrateo:

Precio ofrecido — Porcentaje (excupón)	Importe nominal — Millones de euros	Precio de adjudicación — Porcentaje
Peticiones competitivas:		
112,60	60,000	116,160
112,61	150,000	116,170
112,62	125,000	116,180
112,63 y superiores	295,000	116,190
Peticiones no competitivas:	85,639	116,190

Coefficiente de prorrateo aplicado a las peticiones formuladas al precio mínimo aceptado: 24,98 por 100.

4) Segunda vuelta:

Importe nominal adjudicado: 153,729 millones de euros.

Precio de adjudicación: 116,190 por 100.

Madrid, 23 de marzo de 2004.—La Directora general, Belén Romana García.

6841 *RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2004, de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, por la que se modifican un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del Sistema Eléctrico.*

Visto el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica;

Visto el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios;

Vista la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica;

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema, de acuerdo con lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, para la modificación de los procedimientos P.O.- 2.1, P.O.- 2.2, P.O.- 2.5, P.O.3.1, P.O.- 3.4, P.O.- 3.6 y P.O.4, así como la aprobación de un nuevo procedimiento P.O. 9 que englobe en un solo procedimiento todos los aspectos relativos al intercambio de información en los que interviene el operador del sistema y que sustituya a los actualmente vigentes P.O.- 9.1, P.O.- 9.2, P.O.- 9.3, P.O.- 9.4, P.O.- 9.5 y P.O.- 9.6;

Considerando que como consecuencia de los cambios en las normas sobre la publicidad de la información, establecidas en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio y en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica aprobadas el 5 de abril de 2001, se hace necesario revisar los Procedimientos de Operación vigentes,

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, ha adoptado la presente resolución:

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

Segundo.—Quedan derogados los siguientes procedimientos para la operación del sistema eléctrico:

P.O-2.5, P.O-3.1 y P.O-3.4 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales, de 30 de julio de 1998.

P.O-2.1, P.O-3.6, P.O-9.1, P.O-9.3 y P.O-9.5 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, de 18 de diciembre de 1998.

P.O-4 aprobado mediante Circular 5/1998 de la Comisión Nacional de la Energía, de 29 de diciembre de 1998.

P.O-2.2, P.O-9.2, P.O-9.4 y P.O-9.6 aprobados por Resolución de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, de 24 de junio de 1999.

Tercero.—La presente Resolución entrará en vigor al día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

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, y contra la misma podrá interponer recurso potestativo de reposición, en el plazo de un mes, ante el Excmo. Sr. Secretario de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa o, directamente recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación.

Madrid, 17 de marzo de 2004.—El Secretario de Estado, José Folgado Blanco.

Ilma. Sra. Directora general de Política Energética y Minas, Excmo. Sr. Presidente de la Comisión Nacional de la Energía, Sr. Presidente de Red Eléctrica de España, S. A., y Sra. Presidenta de la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad S. A.

ANEXO

PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

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

P.O.2.1 Previsión de la demanda.

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

P.O.2.5 Planes de mantenimiento de las unidades de producción.

P.O.3.1 Programación de la generación.

P.O.3.4 Programación del mantenimiento de la Red de Transporte.

P.O.3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.

P.O.4 Gestión de las conexiones internacionales.

P.O.9 Información intercambiada por REE.

Previsión de la demanda P.O.2.1

ÍNDICE

- Objeto.
- Ámbito de aplicación.
- Previsión mensual con horizonte anual móvil.
- Previsión con horizonte semanal móvil.
- Previsión diaria.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es especificar las previsiones de la demanda que lleva a cabo Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, en los diversos horizontes temporales.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación para Red Eléctrica y demás sujetos del sector eléctrico.

3. Previsión mensual con horizonte anual móvil

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento, antes del día 15 de cada mes, una previsión de la demanda de energía en barras de central correspondiente al mes siguiente al de la fecha de publicación.

4. Previsión con horizonte semanal móvil

Esta previsión contemplará la demanda diaria de energía en barras de central con un horizonte de siete días y con desglose horario.

Los días laborables antes de las 13:00 horas, Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, que abarcará los 7 días siguientes.

5. Previsión diaria

La previsión diaria contemplará la demanda diaria de energía en barras de central, con desglose horario.

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario. Esta previsión abarcará al menos todas y cada una de las horas del día siguiente.

Red Eléctrica elaborará y comunicará en el ámbito de aplicación de este procedimiento nuevas previsiones de demanda correspondientes al día en curso y al día siguiente siempre que las modificaciones respecto a las previsiones previas así lo hagan aconsejable.

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

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Previsiones con horizonte anual.
 - 3.1 Cobertura.
 - 3.2 Análisis de seguridad.
 - 3.3 Método de estudio.
 - 3.4 Información necesaria.
 - 3.4.1 Centrales térmicas de carbón.
 - 3.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.
 - 3.4.3 Centrales hidroeléctricas y de bombeo.
 - 3.4.4 Previsiones del OM.
 - 3.4.5 Contratos de importación o exportación.
4. Previsiones a largo plazo.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir el proceso de previsión de la cobertura de la demanda eléctrica y del uso de los recursos 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 Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, para los agentes del mercado y para el operador del mercado (OM).

3. Previsiones con horizonte anual

3.1 Cobertura.

Red Eléctrica 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 que deben enviar 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 que pueda recibir del 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, fuel/gas— producción hidráulica, ciclos combinados, 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, será comunicado al OM y a la Administración.

3.2 Análisis de seguridad.

Red Eléctrica analizará mensualmente la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil.

El análisis de seguridad comprenderá los dos aspectos siguientes:

- a) Análisis en nudo único.
- b) Análisis zonal, detectando 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 y la hidraulicidad, con diversos supuestos de demanda y de disponibilidad de los grupos generadores.

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 el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas.

El informe de seguridad de la cobertura se comunicará mensualmente a la Administración y al OM.

3.3 Método de estudio.

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

a) 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.

b) 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.

c) 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 periodo, según lo dispuesto más adelante en este procedimiento.

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

e) Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por Red Eléctrica a partir de la información recibida de las empresas propietarias.

f) La estructura de consumo en termias de Poder Calorífico Inferior (PCI) será la obtenida a partir de los datos disponibles de explotación de las centrales.

g) 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.

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

i) Se considerarán también las previsiones generales sobre el funcionamiento de los mercados que pueda proporcionar 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 a Red Eléctrica la información siguiente:

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

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

c) 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.

d) 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 a Red Eléctrica la información siguiente:

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

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

c) 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 a Red Eléctrica la siguiente información:

- a) Aportaciones en los embalses y caudales previstos.
- b) Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- c) Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante doce horas consecutivas, una vez cada semana.
- d) Aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que eventualmente puedan existir.
- e) Variaciones previsibles de disponibilidad de los grupos hidráulicos y de bombeo.

3.4.4 Previsiones del OM.

Red Eléctrica tendrá en cuenta la información recibida del OM relativa a 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 a Red Eléctrica las características técnicas de los citados contratos.

4. Previsiones a largo plazo

Red Eléctrica efectuará un análisis de seguridad de la cobertura del sistema que abarcará las previsiones para los 10 años siguientes al año en curso y que se comunicará a la Administración 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.

Planes de Mantenimiento de las Unidades de Producción P.O. 2.5

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Comunicación y tratamiento de indisponibilidades.
4. Compromiso de los plazos anunciados.

1. Objeto

Determinar los procedimientos para que Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, disponga permanentemente de la información actualizada necesaria para elaborar la previsión de indisponibilidades de las unidades de producción, bien por mantenimiento anual, bien por otras razones conocidas con antelación suficiente, así como su actualización periódica con horizonte anual móvil.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación para Red Eléctrica, los agentes titulares de unidades de producción sometidas al sistema de ofertas incluidas las de régimen especial y las sujetas a contratos bilaterales físicos que les eximan de la obligación de ofertar.

3. Comunicación y tratamiento de indisponibilidades

Los trabajos de mantenimiento así como cualesquiera otras causas previstas que puedan afectar a la disponibilidad total o parcial de las unidades de producción, deberán ser anunciados con la mayor antelación posible a Red Eléctrica de modo que le permitan, tanto su consideración en las previsiones de cobertura y en el control del nivel de garantía de suministro

de electricidad a corto y medio plazo, como facilitar dicha información al operador de mercado (OM) en tiempo y forma útiles.

Antes del día 15 de cada mes las empresas titulares de unidades de producción incluidas en el ámbito de aplicación de este procedimiento comunicarán a Red Eléctrica sus mejores previsiones sobre cambios de disponibilidad de sus unidades de producción, bien sea por alteración de los planes de mantenimiento vigentes bien por averías o cualquier otra causa previsible que conlleve un programa de actuaciones. El horizonte contemplado será de un año móvil.

La información tendrá como mínimo el siguiente contenido:

- a) Identificación de la central y/o grupo afectado por la indisponibilidad o en su caso, fracción de potencia total afectada de indisponibilidad.
- b) Alcance de los trabajos de mantenimiento o naturaleza de la indisponibilidad en su caso.
- c) Fechas de comienzo y fin (o duración) de las operaciones de mantenimiento o de resolución de la indisponibilidad.
- d) Potencia que queda indisponible.

Con la información facilitada, dentro de los 10 primeros días de cada mes Red Eléctrica elaborará un documento en el que recopilará la información actualizada de los planes de indisponibilidades previstas del equipo nuclear y térmico, hidráulico convencional y de bombeo, con horizonte anual.

Las fechas comunicadas por los agentes serán mantenidas por Red Eléctrica siempre que con ello y a su juicio no resulte comprometida la seguridad del sistema. Si así no fuere Red Eléctrica propondrá los cambios que corresponda.

El documento elaborado por Red Eléctrica contendrá, además de las fechas y duración de los trabajos previstos, una estadística de la potencia disponible en las diferentes unidades de producción para el horizonte contemplado y con desglose mensual.

4. Compromiso de los plazos anunciados

Con carácter general, todos los trabajos de mantenimiento de centrales que supongan una indisponibilidad de potencia igual o superior a 50 MW y cuyo comienzo esté previsto en los dos meses siguientes a la fecha del documento elaborado por Red Eléctrica, según se especifica en el apartado anterior, se considerarán firmes y cualquier modificación de fechas deberá ser notificada a Red Eléctrica para que ésta la tenga en cuenta a efectos de seguridad y garantía de suministro y de planificación de trabajos del resto de elementos del sistema que puedan verse afectados por el cambio y, en su caso, autorice la modificación propuesta.

En cualquier caso, las empresas titulares de unidades de producción bajo el ámbito de aplicación de este procedimiento deberán comunicar a Red Eléctrica cualquier modificación que surja respecto al plan vigente en cada momento, cualquiera que fuere su naturaleza, según el proceso descrito anteriormente.

Programación de la Generación P.O. 3.1

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Definiciones.
 - 3.1 Programa base de casación (PBC).
 - 3.2 Programa diario base de funcionamiento (PBF).
 - 3.3 Programa diario viable provisional (PVP).
 - 3.4 Asignación de reserva de regulación secundaria.
 - 3.5 Programa horario final (PHF).
 - 3.6 Programa horario operativo (PHO).
 - 3.7 Restricción técnica.
 - 3.8 Desvíos generación-consumo.
4. Programación previa.
 - 4.1 Programa diario base de funcionamiento (PBF).
 - 4.2 Programa diario viable provisional (PVP).
 - 4.3 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.
 - 4.4 Asignación de reserva de regulación secundaria.
 - 4.5 Requerimientos de reserva de regulación terciaria.
 - 4.6 Ofertas de regulación terciaria.

5. Mercado intradiario (MI).
6. Gestión de desvíos.
7. Programación en tiempo real.
- 7.1 Programas horarios operativos (PHO).
- 7.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real.
- 7.3 Modificaciones de los PHO.
- 7.4 Solución de restricciones detectadas en tiempo real.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de los mercados diario e intradiario y de las comunicaciones de ejecución de contratos bilaterales físicos, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario base de casación (PBC).
- b) El programa diario base de funcionamiento (PBF).
- c) El programa diario viable provisional (PVP).
- d) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- e) Los programas horarios finales resultantes de las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
- f) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- g) Los programas horarios operativos, establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (PHO).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica a Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, a los agentes del mercado (AM) y al Operador del Mercado (OM).

3. Definiciones

3.1 Programa base de casación (PBC).

Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el OM a partir de la casación de las ofertas de venta y de adquisición de energía recibidas de los AM.

3.2 Programa diario base de funcionamiento (PBF).

Es el programa de generación y demanda diario, con desglose horario, realizado por el OM a partir del PBC, de los programas individualizados de los contratos bilaterales físicos para los que se ha comunicado su ejecución, y de las previsiones de entrega de energía de la producción en régimen especial que no presenta ofertas al mercado de producción, comunicadas por los agentes distribuidores encargados de la gestión de dichas entregas de energía.

3.3 Programa diario viable provisional (PVP).

Es el programa diario, con desglose horario, que incorpora las modificaciones introducidas en el PBF para la solución de las restricciones técnicas.

3.4 Asignación de reserva de regulación secundaria.

Proceso de asignación de ofertas de regulación secundaria realizado por Red Eléctrica el día D-1 para garantizar la disponibilidad en el día D de la banda de potencia de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

3.5 Programa horario final (PHF).

Es la programación establecida por el OM, tras cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario, a partir de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía formalizadas en dicha sesión para cada periodo de programación, teniendo además en cuenta la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas que, de acuerdo con la información facilitada por Red Eléctrica, den lugar a restricciones técnicas, y los programas de producción y de consumo previamente establecidos.

3.6 Programa horario operativo (PHO).

Es el programa operativo que Red Eléctrica establece en cada hora hasta el final del horizonte de programación y que se comunica 15 minutos antes del inicio de cada hora, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento

de operación por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica.

3.7 Restricción técnica.

Es cualquier limitación derivada de la situación de la red de transporte o del sistema conjunto producción-transporte para que el suministro de energía eléctrica pueda realizarse en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico. Adicionalmente pueden producirse restricciones debidas a:

- a) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- b) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- c) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estos tipos de restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la solución de las restricciones técnicas y las condiciones para la prestación de los servicios complementarios correspondientes.

3.8 Desvíos generación-consumo.

Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y el programa de generación previsto por indisponibilidad total o parcial de uno o varios generadores, variaciones de la demanda real del sistema y/o de las entregas de la producción en régimen especial respecto a la previsión, y por la existencia de importantes diferencias entre la demanda total prevista en el sistema y el programa de producción resultante de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

4. Programación previa

4.1 Programa diario base de funcionamiento (PBF).

Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, Red Eléctrica pondrá a disposición de todos los agentes del mercado, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica, la información referente a las previsiones de demanda, capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales y situación de la red de transporte prevista para el día siguiente.

Red Eléctrica recibirá, antes de las 11:00 horas de cada día, el programa base de casación (PBC) correspondiente al día siguiente.

Red Eléctrica recibirá, antes de las 12:00 horas de cada día, el PBF correspondiente a la programación del día siguiente. Antes de las 12:00 horas, o en caso de retraso en la comunicación del PBF en el plazo máximo de 1 hora desde su comunicación, los agentes responsables de cada unidad de producción incluida en el PBF deberán comunicar al OM, y éste a Red Eléctrica, el reparto físico asignado a las diferentes unidades de producción que integran cada unidad de oferta de venta de energía, incluidas las unidades de oferta correspondientes a la producción en régimen especial participante en el mercado, y a cada uno de los grupos de bombeo que integran cada unidad de adquisición de energía asociada a consumo de bombeo, con objeto de poder analizar el nivel de seguridad del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectar las posibles restricciones que pudieran surgir de la aplicación del PBF.

Antes de las 12:00 horas de cada día, los agentes distribuidores receptores de las entregas de energía de producción de régimen especial no participante en el mercado deberán hacer llegar a Red Eléctrica un desglose con detalle horario de dichas entregas de energía, diferenciando las entregas de energía directamente asociadas a la producción eólica de aquellas otras entregas asociadas a la producción no eólica (autoproducción y otras).

En aquellos periodos de mayor consumo, para los que Red Eléctrica así lo solicite, los titulares de las unidades de producción hidráulica deberán enviar diariamente a Red Eléctrica, antes de las 12:00 horas, o en caso de retraso en la comunicación del PBF en el plazo máximo de 1 hora desde su comunicación, la información correspondiente a las potencias hidráulicas máximas que pueden llegar a ser suministradas, en caso de que así se les requiriera por razones de seguridad del sistema, durante un tiempo máximo de 4 y 12 horas, respectivamente, de forma adicional a la potencia correspondiente a la energía incorporada en el PBF.

4.2 Programa diario viable provisional (PVP).

Red Eléctrica, teniendo en cuenta la demanda prevista en el sistema y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades

de producción, realizará un análisis de seguridad para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquéllas que, resolviendo la restricción, impliquen un menor sobrecoste para el sistema, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de restricciones técnicas.

Con la solución seleccionada, confeccionará el PVP correspondiente y lo comunicará no más tarde de las 14:00 horas de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica.

4.3 Requerimientos de reserva de regulación secundaria.

Cada día, Red Eléctrica establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente, serán comunicados por Red Eléctrica a todos los agentes del mercado, antes de las 14:00 horas de cada día.

4.4 Asignación de reserva de regulación secundaria.

Una vez comunicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, Red Eléctrica abrirá el proceso de recepción de ofertas para la prestación del servicio complementario de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas, salvo otra indicación de Red Eléctrica previo acuerdo de todos los agentes del mercado habilitados para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, Red Eléctrica asignará la prestación del servicio complementario de regulación secundaria con criterios de mínimo coste, siguiendo el proceso descrito en el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio complementario de regulación secundaria.

No más tarde de las 16:00 horas, Red Eléctrica comunicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

4.5 Requerimientos de reserva de regulación terciaria.

Cada día, Red Eléctrica establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos horarios de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán comunicados por Red Eléctrica a todos los agentes del mercado antes de las 21:00 horas de cada día.

4.6 Ofertas de regulación terciaria.

Antes de las 22:00 horas de cada día, los AM presentarán las ofertas de regulación terciaria para todo el horizonte de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen las condiciones para la prestación del servicio complementario de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los AM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción.

5. Mercado intradiario (MI)

A lo largo del horizonte de programación, Red Eléctrica recibirá los programas resultantes de las diferentes sesiones del MI convocadas por el OM, según se contempla en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

Como resultado de la programación establecida por el OM a partir de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía formalizadas en dicha sesión para cada periodo de programación, y teniendo además en cuenta la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas que, de acuerdo con la información facilitada por Red Eléctrica, den lugar a restricciones técnicas, y los programas de producción y de consumo previamente establecidos, se obtendrá el programa horario final (PHF).

6. Gestión de desvíos

Los desvíos entre producción y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre que cumplan las condiciones de aplicación de este mecanismo fijadas en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de solución de los desvíos generación-consumo.

La solución de estos desvíos abarcará siempre como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del MI.

7. Programación en tiempo real

7.1 Programas horarios operativos (PHO).

Los PHO son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la comunicación de estos programas.

Cada uno de los PHO se comunicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

7.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real.

En el momento en que aparezca una incidencia con desequilibrio entre la generación y el consumo, se producirá, de forma automática, la actuación inmediata de la regulación primaria y secundaria para corregir el desequilibrio, con la consiguiente pérdida de reserva de regulación.

Cuando la reserva secundaria se reduzca por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad, Red Eléctrica requerirá la utilización de reserva de regulación terciaria para regenerar la reserva secundaria, aplicando para ello el procedimiento de operación por el que se establece la prestación del servicio complementario de regulación terciaria.

7.3 Modificaciones de los PHO.

La modificación de un PHO respecto del anterior puede venir motivada por:

- a) Modificaciones de los programas de producción y consumo efectuadas en las sesiones del MI, o por aplicación del procedimiento de gestión de desvíos, o por asignación de ofertas de regulación terciaria.
- b) Indisponibilidades sobrevenidas de las unidades de producción en el período que media entre la comunicación de dos PHO consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda hasta la siguiente sesión del MI realizadas por Red Eléctrica que difieran de la demanda total casada resultante de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente de la empresa propietaria de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.

7.4 Solución de restricciones detectadas en tiempo real.

La modificación de la programación para la solución de las restricciones identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el procedimiento de solución de restricciones técnicas.

Programación del mantenimiento de la red de transporte P.O.3.4

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Programa de mantenimiento.
 - 3.1 Plan Anual de Descargos.
 - 3.1.1 Recepción y tratamiento de las propuestas de indisponibilidades.
 - 3.2 Plan Semanal de Descargos.
 - 3.2.1 Criterios de autorización de los trabajos.
 - 3.3 Programación a corto plazo.
 - 3.3.1 Trabajos gestionados en el corto plazo.
 - 3.3.2 Flujo de información.

4. Tratamiento de los trabajos en los análisis diarios de seguridad.

1. Objeto

Este procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la elaboración de los planes de mantenimiento de los elementos y las instalaciones de la red de transporte en los horizontes anual, bimestral, semanal y de corto plazo de modo que:

Se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

Se minimicen las restricciones técnicas que afecten a los medios de producción.

Se obtenga un estado de disponibilidad de la red de transporte que garantice la seguridad y la calidad del abastecimiento de la demanda.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Red Eléctrica de España en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, en adelante Red Eléctrica.
- Las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte.
- Empresas propietarias u operadoras de las redes de distribución conectadas a la red de transporte, en su caso.
- Consumidores cualificados con conexión directa a la red de transporte.
- Empresas propietarias u operadores de grupos generadores con conexión directa a la red de transporte.

3. *Programa de mantenimiento*

El programa de mantenimiento comprende un Plan Anual de Descargos, que será revisado bimestralmente, un Plan Semanal y una programación cuyo ámbito temporal es inferior a la semana, denominada de corto plazo, que termina en el tiempo real.

3.1 Plan Anual de Descargos.

El Plan Anual de Descargos de la red de transporte es responsabilidad de Red Eléctrica e incluye todas las indisponibilidades de la red de transporte, tal como ésta se define en la normativa vigente.

3.1.1 Recepción y tratamiento de las propuestas de indisponibilidades.

Red Eléctrica elaborará el Plan Anual de Descargos de las instalaciones de la red de transporte, a partir de las propuestas presentadas por las empresas propietarias sujetas a este procedimiento. Dichas propuestas deberán ser presentadas a Red Eléctrica antes del 30 de septiembre de cada año, con la información relativa a las indisponibilidades del año siguiente y, en el caso de la red de transporte, con una previsión de mantenimiento para los dos años siguientes, incluyéndose en el segundo año aquellos trabajos firmes ya presupuestados, y debiendo constar:

- La empresa que solicita los trabajos;
- Los elementos afectados (línea, transformador, barra, protección, etc.) indicando el estado de disponibilidad previsto durante los trabajos;
- Una breve descripción de los trabajos a realizar y de sus implicaciones;
- La duración prevista;
- Las fechas deseadas de realización;
- El margen de movilidad posible en el calendario;
- La posibilidad de reposición diaria y tiempo de la misma;
- El tiempo de reposición en situación de emergencia;
- Cualquier otra información que se juzgue oportuna.

Con esta información, y teniendo en cuenta los programas de mantenimiento de las unidades de producción, Red Eléctrica elaborará antes del 15 de diciembre el Plan Anual de Descargos de la red de transporte, teniendo presente el criterio de minimización de las restricciones técnicas que afecten a los medios de producción.

Para imponer el menor número posible de restricciones tanto para la generación como para la operación del sistema, Red Eléctrica agrupará los diferentes trabajos en una única indisponibilidad, eligiendo la mejor época del año y el horario más adecuado que permita la realización de todos los trabajos propuestos, y tendrá en cuenta las diferentes alternativas de plazos y modalidades técnicas manifestadas por las empresas propietarias de las instalaciones.

Tras su elaboración, Red Eléctrica comunicará el Plan Anual de Descargos a todos los sujetos afectados por este procedimiento.

En caso de no ser posible programar los trabajos en las fechas y formas propuestas por los propietarios de las instalaciones, Red Eléctrica se lo comunicará con el fin de buscar nuevas alternativas viables.

Este plan se revisará bimestralmente por lo que las empresas propietarias de las instalaciones deberán actualizar la información descrita anteriormente como mínimo 20 días laborables antes de la fecha de publicación de cada revisión, que coincidirá con el primer día laborable del mes correspondiente.

Las alteraciones surgidas en el período de vigencia del Plan Anual de Descargos que supongan una modificación de las hipótesis que sirvieron de base para su elaboración, tales como cambios sustanciales de hidraulicidad y de las fechas de indisponibilidades de grupos generadores o indisponibilidades permanentes acaecidas en el plazo que media entre dos revisiones, se tendrán en cuenta en las sucesivas revisiones del Plan Anual de Descargos.

3.2 Plan Semanal de Descargos.

Red Eléctrica también elaborará un Plan Semanal de Descargos con un horizonte de dos semanas, que permitirá a las empresas afectadas por este procedimiento una adecuada programación de los trabajos y asegurará un estado de disponibilidad adecuado de la red de transporte en términos de seguridad y calidad de servicio. Los trabajos programados para la segunda semana estarán todavía sujetos a confirmación en la semana anterior a su ejecución.

En este plan se gestionarán tanto los trabajos programados en el ámbito anual como los que se soliciten por primera vez en el ámbito semanal.

Para su elaboración, las empresas propietarias de las instalaciones deberán proponer a Red Eléctrica, antes de las 20:00 horas del lunes anterior a la primera semana del horizonte de programación, la información indicada en el apartado 3.1.1 para los trabajos que deban iniciarse en las dos siguientes semanas. El período semanal comienza a las 00:00 horas del sábado y acaba a las 24:00 horas del viernes de la semana siguiente.

El Plan Semanal de Descargos estará constituido por los trabajos autorizados que comenzarán dentro del horizonte considerado y será publicado antes de las 14:00 horas del jueves de la semana anterior a la que se programa.

Este plan hará distinción entre los trabajos cuya autorización se considera firme y aquéllos cuya autorización permanece sujeta al cumplimiento de condiciones concretas de operación en el momento en que deban ejecutarse. Una vez conocidas las condiciones, los trabajos serán autorizados o denegados definitivamente.

3.2.1 Criterios de autorización de los trabajos.

En la autorización de los descargos a incluir en el Plan Semanal de Descargos se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

a) Incompatibilidad de indisponibilidades simultáneas: En caso de incompatibilidad entre varios descargos, tendrán prioridad de ejecución los que hubieran sido programados en el Plan Anual de Descargos, con excepción de las indisponibilidades resultantes de averías que puedan poner en peligro la seguridad del sistema, personas o bienes.

b) Alteraciones de las condiciones previstas a largo plazo: Una alteración sustancial de las condiciones de operación, respecto de las que, con las mejores previsiones disponibles, hubieran sido consideradas en el momento de la ejecución del Plan Anual de Descargos, podrá ser motivo para no autorizar un descargo incluido en dicho plan. La decisión deberá estar justificada por el impacto negativo, bien desde el punto de vista técnico bien desde el económico, que el descargo induzca en la operación.

c) Trabajos que den lugar a restricciones de generación: Aquellos trabajos que hayan sido solicitados en las fechas inicialmente acordadas en el Plan Anual de Descargos y cuya ejecución dé lugar a restricciones de producción de grupos generadores, serán autorizados en la semana en que se soliciten en firme siempre que las condiciones de operación previsibles a lo largo del año en curso no posibiliten otra fecha alternativa más aconsejable por razones técnicas o económicas.

Las indisponibilidades no programadas en el Plan Anual de Descargos que supongan restricciones del equipo generador o no dispongan de reposición diaria o de emergencia adecuada, sólo serán autorizadas en caso de averías urgentes que pongan en peligro la seguridad del sistema, personas o bienes.

No obstante, si las condiciones de ejecución de los trabajos permitiesen la reposición, bien diaria, bien en cualquier momento a petición de Red Eléctrica, su autorización quedará condicionada hasta que se conozca el perfil de generación, o el valor de la demanda y el estado de la red en el período en cuestión. En el Plan Semanal de Descargos, dichos trabajos se identificarán de forma que los despachos estén informados de las condiciones exigidas para su ejecución. Si la indisponibilidad no fuese autorizada finalmente por no cumplir las condiciones exigidas, entonces la

petición será incorporada en la siguiente revisión del Plan Anual de Descargos, sin perjuicio de que pueda ser solicitada en semanas posteriores y autorizadas en el caso de que fuere posible.

3.3 Programación a corto plazo.

Los trabajos que surjan en un plazo inferior al indicado en el Plan Semanal de Descargos, tal y como se ha descrito en el punto 3.2, se tratarán como descargos de corto plazo cuya tramitación abarcará desde las 20:00 horas del lunes - fin del plazo para el ámbito semanal - hasta el día en que se pretenda iniciar los trabajos.

3.3.1 Trabajos gestionados en el corto plazo.

Únicamente se considerarán indisponibilidades gestionables en el corto plazo aquéllas que presenten las siguientes características:

- a) Indisponibilidades fortuitas que, como consecuencia de una avería, no puedan ser resueltas de otra forma por parte del propietario de la instalación.
- b) Indisponibilidades urgentes que surjan tras la programación semanal y cuyo retraso para un posterior ciclo semanal de descargos conduzca a una merma apreciable de la seguridad del sistema, ponga en riesgo la seguridad de personas o instalaciones, o cree una restricción de generación o transporte.
- c) Indisponibilidades programadas que puedan ser anticipadas para un horizonte definido como de corto plazo, en el caso de que dicha anticipación sea favorable para el sistema. De acuerdo con la decisión a tomar por Red Eléctrica, dichos trabajos se deberán iniciar cuanto antes.
- d) Indisponibilidades que habiéndose tramitado en el horizonte semanal, su autorización hubiera quedado condicionada al conocimiento más concreto de las condiciones de operación. Las condiciones de ejecución de estos trabajos deberán permitir una reposición diaria o en un plazo razonable de interrupción de los trabajos a petición de Red Eléctrica.
- e) Trabajos en elementos que vayan a estar fuera de servicio por estar cubiertos por otros trabajos autorizados en el ámbito semanal y que hayan surgido tras la pertinente decisión semanal.

3.3.2 Flujo de información.

Para efectuar la tramitación de los descargos referidos en el punto 3.3.1, las empresas afectadas por este procedimiento deberán facilitar a Red Eléctrica la siguiente información:

- a) Causa que justifique el tratamiento de la indisponibilidad en el corto plazo;
- b) Responsable de los trabajos;
- c) Elementos afectados (línea, transformador, barras, protecciones, etc.), indicando el estado de disponibilidad durante los trabajos;
- d) Duración prevista;
- e) Fecha deseada para su realización;
- f) Margen de movilidad posible de la fecha propuesta;
- g) Posibilidad de reposición diaria y tiempo de la misma;
- h) Tiempo de reposición en situación de emergencia;
- i) Cualquier otra información que se considere oportuna.

Para los trabajos descritos en la letra d) del apartado 3.3.1 anterior no es necesario reenviar la información ya comunicada en el ámbito semanal. Sólo se debe indicar, en su caso, el cambio ocurrido en las condiciones de ejecución de los trabajos.

4. Tratamiento de los trabajos en los análisis diarios de seguridad

De acuerdo con los resultados de sus análisis diarios de seguridad, Red Eléctrica manifestará su conformidad o rechazo a la ejecución de los trabajos considerados como de corto plazo. Los trabajos ya autorizados continuarán su curso salvo que Red Eléctrica, justificación previa mediante, determine su interrupción.

Si la naturaleza de los trabajos -como la reparación de averías de carácter urgente- obligare a una actuación de plazo inferior al diario, Red Eléctrica comunicará su decisión a los sujetos afectados por este procedimiento lo más rápidamente posible, una vez analizada su repercusión en la seguridad del sistema afectado.

Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción P.O.3.6

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Definiciones.
4. Responsabilidades.
5. Criterios para la determinación de las indisponibilidades.
6. Procedimientos de actuación.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios que deberán aplicarse para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de los grupos generadores, con el fin de que Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, realice una adecuada programación de las unidades de producción, conociendo en todo momento los medios de producción disponibles para la operación del sistema, y pueda confirmar además las circunstancias que eximan a las unidades de producción de su obligación de presentar ofertas en el mercado diario en caso de indisponibilidad, y para que el operador del mercado (OM) pueda efectuar las liquidaciones correspondientes a la retribución por garantía de potencia.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento debe ser aplicado por Red Eléctrica, el operador del mercado (OM) y los agentes titulares de las unidades de producción.

3. Definiciones

Se considera que una unidad de producción está completamente disponible si puede participar en el despacho de producción sin ninguna limitación de capacidad de generación. En caso contrario se considerará la existencia de una indisponibilidad, que podrá ser parcial o total.

4. Responsabilidades

Los agentes titulares de las unidades de producción de potencia neta registrada (1) igual o superior a 30 MW son responsables de comunicar a Red Eléctrica cualquier indisponibilidad total o parcial, que haya afectado o pueda afectar a la capacidad de generación de sus respectivas unidades de producción, tan pronto como este hecho se produzca.

La comunicación posterior de estas indisponibilidades de las unidades de producción al OM es responsabilidad de Red Eléctrica.

5. Criterios para la determinación de las indisponibilidades

Para determinar las potencias indisponibles y los períodos de indisponibilidad de las unidades de producción se atenderá a los siguientes criterios generales:

- a) Independientemente de la causa que haya provocado la indisponibilidad, la potencia neta indisponible de un grupo, excepto en los casos para los que se indica un tratamiento específico, vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta instalada en barras de central y la potencia neta realmente disponible.
- b) El período de indisponibilidad es el comprendido entre el instante en que ésta se inicia y aquél en que finaliza. La finalización de una indisponibilidad no se considerará efectiva hasta que ésta sea comunicada a Red Eléctrica. En consecuencia, la comunicación de disponibilidad de una unidad de producción no tendrá efecto retroactivo.
- c) Durante el proceso de arranque y parada de un grupo se considerará disponible toda su potencia neta instalada, salvo que exista alguna causa que lo limite.
- d) El retraso en el acoplamiento, siempre que éste se produzca una vez finalizada la hora en la que se hallaba programado, tendrá consideración de indisponibilidad total del grupo durante el período de tiempo comprendido entre el inicio de la hora en que estaba previsto acoplar y el instante de acoplamiento efectivo, en horas y minutos.
- e) Por el contrario, el acoplamiento que tenga lugar antes de finalizar la hora entera en que se hallaba programado no supondrá indisponibilidad de la unidad de producción.
- f) Durante el período de realización de pruebas se considerará que el grupo está disponible si la naturaleza de las mismas permite su anulación o modificación, en caso de requerimiento de Red Eléctrica.
- g) La disponibilidad de una unidad de producción no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red de transporte o, en su caso, en la red de distribución, que posibiliten la evacuación de la potencia de dicha unidad de producción, estando ésta en condiciones de generarla. Se considerarán, por el contrario, indisponibilidades del grupo generador todas aquellas situaciones de reducción de su producción debidas a problemas en elementos o equipos de conexión del grupo con el correspon-

(1) Valor de potencia establecido en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica.

diente punto frontera de la red de transporte, o en su caso, de la red de distribución (transformador de salida de grupo, interruptor de generación, líneas directas de conexión con la red de transporte o red de distribución, etc.).

6. Procedimiento de actuación

Tan pronto como una unidad de producción quede o vaya a quedar indisponible, el titular de la unidad de producción correspondiente lo comunicará a Red Eléctrica, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica.

La información que deberá ser facilitada a Red Eléctrica será la siguiente:

- a) Unidad indisponible.
- b) Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- c) Fecha y hora prevista para la normalización.
- d) Fecha y hora real de la finalización.
- e) Potencia neta disponible.
- f) Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada por el agente titular de la unidad de producción mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

a) Tras recibir la declaración de una indisponibilidad, siempre que su consideración sea compatible con el horario de comunicación del PHO contemplado en los procedimientos de operación, Red Eléctrica modificará la programación de la unidad afectada en el siguiente PHO que deba ser comunicado, incluyendo el nuevo programa realizable por la unidad.

En este caso, el déficit de generación resultante será resuelto mediante asignación de regulación terciaria o mediante gestión de desvíos, según el caso.

Si la comunicación del PHO no hubiera podido incluir una indisponibilidad habida, el desequilibrio de generación existente se corregirá mediante la utilización de reserva terciaria, sin que ello suponga modificación del PHO comunicado con anterioridad.

b) Previamente al inicio de las sesiones del Mercado diario (MD) e Intradía (MI), Red Eléctrica comunicará los datos relativos a las indisponibilidades al OM. Si se produjese alguna modificación de indisponibilidad posteriormente, el agente comunicará, vía SIOS, la citada modificación a Red Eléctrica y éste, a su vez, al OM, tan pronto la haya verificado.

c) Si mediante la asignación de gestión de desvíos o en las sesiones del MI se modificase el programa de una unidad de producción declarada indisponible, la comunicación de un adelanto en la finalización de la indisponibilidad previamente comunicada, no podrá dar lugar a una nueva modificación de su programa hasta la siguiente sesión del MI, aunque sí a la finalización del período de indisponibilidad.

d) La declaración de indisponibilidad y la correspondiente modificación del PHO no eximirá al agente titular de la unidad de producción afectada de la responsabilidad de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados.

e) Red Eléctrica informará a la Comisión Nacional de la Energía de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de los agentes titulares de las unidades de producción o errores en la información transmitida.

Gestión de las interconexiones internacionales P.O. 4

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Definiciones.
 - 3.1 Interconexión internacional.
 - 3.2 Programa de intercambio.
 - 3.3 Capacidad de intercambio.
 - 3.4 Desvío.
 - 3.5 Intercambio de apoyo entre sistemas.
4. Cálculo de la capacidad de intercambio.
 - 4.1 Criterios de seguridad y funcionamiento aplicables en el sistema español.
 - 4.2 Horizontes y escenarios.
 - 4.3 Procedimiento de cálculo de la capacidad de intercambio.
 - 4.4 Información que facilitará red eléctrica.
5. Medida de la energía intercambiada.
6. Determinación y compensación de los desvíos.
7. Custodia de la información.
8. Programación de los intercambios de apoyo.

- 8.1 Intercambio de apoyo demandado por el sistema español.
- 8.2 Apoyo demandado por un sistema exterior.
- 8.3 Compensación de las energías de apoyo.

9. Participación de los agentes externos en los servicios complementarios.
10. Intercambios en tensiones inferiores a 220 kV.
11. Ejecución de los programas.
12. Tránsitos.
13. Acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos.

Anexo A: Líneas de interconexión internacional de tensión inferior a 220 kV.

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer la forma de gestionar las interconexiones internacionales en los aspectos relativos al cálculo de la capacidad de intercambio, la medida de la energía intercambiada, la determinación y compensación de los desvíos, la programación de los intercambios de apoyo, la participación de los agentes externos en los servicios complementarios, los intercambios en tensiones inferiores a 220 kV y la ejecución de los programas de intercambio.

La resolución de las restricciones técnicas en las interconexiones será realizada por Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en la Orden Ministerial de fecha 14 de julio de 1998 y en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de congestiones en las interconexiones internacionales.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Red Eléctrica.
- b) El operador del mercado (OM).
- c) Los agentes del mercado (AM).

3. Definiciones

3.1 Interconexión internacional.

Conexión por línea o líneas eléctricas entre subestaciones de dos países diferentes.

3.2 Programa de intercambio.

Energía programada en valores enteros de MWh para intercambio en cada período horario, acordada entre los operadores respectivos de los sistemas interconectados.

3.3 Capacidad de intercambio.

Es la capacidad técnica máxima de importación y de exportación del sistema eléctrico español con el correspondiente sistema de un país vecino compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos para cada sistema.

Esta capacidad deberá ser acordada entre los operadores de los sistemas respectivos.

3.4 Desvío.

Diferencia entre la magnitud del programa de intercambio de energía y la energía realmente circulada, medida por contadores, en un período determinado.

3.5 Intercambio de apoyo entre sistemas.

Es el programa que se establece entre dos sistemas eléctricos, en caso necesario, con el objeto de garantizar las condiciones de seguridad del suministro en cualquiera de los dos sistemas interconectados, en caso de urgencia para resolver una situación especial de riesgo en la operación de uno de los sistemas, previo acuerdo de los operadores respectivos y en ausencia de otros medios de resolución disponibles en el sistema que precise el apoyo.

4. Cálculo de la capacidad de intercambio

Cada uno de los operadores de los sistemas eléctricos correspondientes realizará el cálculo de la capacidad de intercambio en los sentidos

importador y exportador. La capacidad de intercambio vendrá determinada por el valor más limitativo de los calculados por ambos operadores.

4.1 Criterios de seguridad y funcionamiento aplicables en el sistema español.

Los criterios de seguridad aplicables en el sistema español serán los recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Con carácter general, no se admitirán sobrecargas transitorias en las líneas de interconexión respecto a su límite térmico estacional.
- b) Con carácter excepcional, se considerarán los siguientes criterios:

Interconexión España-Francia: Se podrán admitir sobrecargas transitorias de hasta un 30% ante la pérdida de un grupo español, durante el periodo de tiempo previo al comienzo de la actuación de la regulación secundaria.

Interconexión España-Portugal: Se podrán admitir las sobrecargas transitorias contempladas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, previa conformidad del operador del sistema portugués.

c) En los casos en los que sea posible tomar medidas rápidas de operación después de la ocurrencia de una contingencia, se considerarán únicamente contingencias de fallo simple y fallo simultáneo de líneas de doble circuito que compartan apoyos a lo largo de más de 30 km de su trazado.

d) Para aquellos otros casos en los que no sea factible aplicar de forma rápida medidas correctoras de operación tras la ocurrencia de una contingencia, se considerarán contingencias de fallo sucesivo de grupo y línea o de dos grupos, uno español y otro del otro lado de la interconexión.

e) En todas las interconexiones, se comprobará, para el nivel máximo de intercambio resultante, la estabilidad dinámica de frecuencia y tensión del sistema mediante el análisis de su comportamiento frente a contingencias. Caso de detectarse limitaciones por este motivo, éstas impondrán el nivel máximo de intercambio.

f) Adicionalmente a los criterios recogidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico, se tendrán en cuenta los desvíos previsible de regulación en cada interconexión debido a fluctuaciones de la generación y la demanda, cuyo valor establecerá y comunicará Red Eléctrica de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica.

4.2 Horizontes y escenarios.

Los escenarios a considerar para el cálculo de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales serán los establecidos en los acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos. En su defecto, se considerarán los siguientes horizontes y escenarios asociados:

Horizonte anual: Corresponde al año natural siguiente. Se modelará la red con todos sus elementos disponibles y se analizarán los escenarios horarios de máxima demanda de invierno y verano, bajo los siguientes supuestos de despacho de generación en España:

a.1 Hidráulica: Perfiles de generación tipo que reflejen condiciones extremas de hidraulicidad húmeda y seca con unas probabilidades del 10% y del 90%, respectivamente, de ser superadas.

a.2 Térmica: Un único supuesto de despacho proporcional a la potencia térmica instalada, excepto la generación nuclear que se simulará a potencia máxima.

En cada escenario se considerarán diferentes alternativas de generación en el sistema exterior vecino.

Horizonte semanal: Corresponde a los siete días naturales siguientes. Se considerarán las indisponibilidades programadas de generación y red, y se analizarán los periodos horarios correspondientes a los escenarios llano/punta y valle de demanda. El supuesto de despacho de generación para cada día se basará en el despacho del día equivalente de la semana anterior.

4.3 Procedimiento de cálculo de la capacidad de intercambio.

La aplicación de los criterios de seguridad definidos en el apartado 4.1 sobre los escenarios definidos en el apartado 4.2 determinará la capacidad de intercambio definida por el sistema español.

Esta capacidad se contrastará con la obtenida por el operador del correspondiente sistema vecino interconectado, tomándose el valor más restrictivo como capacidad de intercambio de la interconexión.

4.4 Información que facilitará Red Eléctrica.

Para cada una de las interconexiones Red Eléctrica comunicará de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica:

Antes del 30 de noviembre de cada año, los niveles de capacidad previstos para el año siguiente. La información contendrá los resultados para cada escenario definido en los acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos o, en su defecto, en el apartado 4.2.a.

Antes de las 18:00h de cada jueves, la capacidad de intercambio con cada uno de los países vecinos interconectados para cada periodo de programación para las dos semanas eléctricas siguientes (de sábado a viernes), con comienzo a las 00:00h del sábado siguiente.

El nuevo valor de capacidad de intercambio, tan pronto como sea acordado por los operadores respectivos, siempre que exista alguna modificación con respecto al previamente publicado.

Adicionalmente, Red Eléctrica comunicará los escenarios utilizados para realizar los estudios y cálculos de la capacidad de intercambio, conforme a los acuerdos de reciprocidad para el tratamiento de la información que establezca con los operadores de los sistemas vecinos y al procedimiento por el que se establecen los intercambios de información con Red Eléctrica.

5. Medida de la energía intercambiada

Los respectivos operadores de ambos sistemas eléctricos deberán establecer acuerdos bilaterales en los que deberá indicarse el número, tipo y ubicación de los contadores registradores, con los que se efectuará la medida de energía intercambiada en la interconexión, la periodicidad de las lecturas, y la forma de compensar los desvíos y de determinar las pérdidas en las líneas de interconexión.

Red Eléctrica realizará las lecturas de los contadores registradores según el R.D. 2018/1997 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

En la medida de la energía intercambiada participarán los contadores de todas las líneas de interconexión, incluidos los de aquellas líneas de menor tensión que no ejercen una función de intercambio entre sistemas, sino de apoyo y posible suministro a mercados locales.

6. Determinación y compensación de los desvíos

Con las lecturas de los contadores, Red Eléctrica determinará el valor de los desvíos.

Red Eléctrica deberá acordar con los operadores de los sistemas vecinos interconectados el método a seguir para la compensación de los desvíos en la interconexión, de forma que la energía desviada se compense mediante devolución en periodos equivalentes de programación de punta, llano y valle. Se podrán establecer umbrales de energía para que, en caso de existir desvíos significativos, éstos puedan ser gestionados como una transacción económica integrada en los procesos de mercado y valorados al coste que corresponda.

La liquidación de los desvíos en la interconexión se realizará conforme a lo establecido en el apartado décimo de la Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Red Eléctrica será responsable de determinar la modificación a efectuar en el programa físico para la compensación de estos desvíos.

7. Custodia de la información

Red Eléctrica deberá custodiar los registros correspondientes a las medidas, programas y desvíos descritos durante seis años.

8. Programación de los intercambios de apoyo

8.1 Intercambio de apoyo demandado por el sistema español.

Red Eléctrica, una vez constata su necesidad, y habiendo verificado que no dispone de otros medios de resolución disponibles al efecto, establecerá el intercambio de apoyo con el operador del sistema exterior que corresponda, para garantizar las condiciones de calidad y seguridad del

suministro exigibles en el sistema español, limitando la aplicación de este intercambio al horizonte temporal en el que la seguridad del sistema eléctrico español así lo exija.

8.2 Apoyo demandado por un sistema exterior.

Ante una solicitud de apoyo desde un sistema eléctrico vecino interconectado al sistema eléctrico español, Red Eléctrica comprobará en primer lugar, dentro de sus posibilidades, que el sistema demandante del apoyo no dispone de otros posibles medios alternativos al intercambio de apoyo de energía.

A continuación, siempre que la seguridad del sistema eléctrico español lo permita, Red Eléctrica procederá al establecimiento del programa de intercambio correspondiente a esta acción de apoyo entre sistemas eléctricos, manteniéndose su programación durante el horizonte de tiempo mínimo imprescindible, como máximo hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del mercado intradiario (MI). De esta forma, se procederá a la reducción o a la anulación del programa de intercambio en el momento en el que haya desaparecido la situación especial de riesgo en la operación del sistema que ha solicitado el apoyo, o bien tan pronto como éste ya disponga de medios alternativos al intercambio de apoyo entre sistemas para afrontar la situación especial de riesgo.

8.3 Compensación de las energías de apoyo.

La energía facilitada por un sistema como apoyo a otro será devuelta con los coeficientes de devolución y horarios que se fijen, en su caso, en los acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos, pudiéndose acordar también con el operador del sistema correspondiente otras fórmulas de compensación económica que tengan en cuenta el coste de la energía facilitada por el sistema que presta el apoyo.

9. Participación de los agentes externos en los servicios complementarios

La participación de los agentes externos en el mercado de servicios complementarios del sistema español se realizará de acuerdo con la regulación que se establezca a tal efecto en el futuro.

10. Intercambios en tensiones inferiores a 220 kV

La relación de líneas de interconexión internacional de tensión inferior a 220 kV se recoge en el anexo A de este procedimiento.

Debido a su carácter zonal, estas líneas no ejercen una función efectiva de intercambio entre sistemas eléctricos sino de suministro a mercados locales. Por tanto, el tratamiento de los intercambios a través de estas líneas ha de ser diferente al del resto de líneas de interconexión.

Los intercambios a través de estas líneas participarán únicamente en el proceso de cálculo y compensación de los desvíos, y no serán tenidos en consideración en el cálculo de la capacidad de intercambio, ni en la resolución de las posibles restricciones técnicas en las interconexiones.

11. Ejecución de los programas

El cumplimiento de los intercambios internacionales ha de estar garantizado por los operadores de los sistemas interconectados.

Sólo serán firmes, por ello, a efectos de la gestión técnica del sistema, una vez que los respectivos operadores de estos sistemas hayan confirmado su ejecución.

12. Tránsitos

El tratamiento de los tránsitos de energía entre sistemas externos a través del sistema español se realizará de acuerdo con lo que la regulación española y comunitaria establezca a tal efecto.

13. Acuerdos bilaterales suscritos por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos

Los acuerdos bilaterales suscritos para cada interconexión por los operadores de los sistemas eléctricos respectivos, a los que se hace mención en el presente procedimiento, deberán ser presentados por Red Eléctrica a la Comisión Nacional de la Energía para su consideración y aprobación.

ANEXO A

Líneas de interconexión internacional de tensión inferior a 220 kV

Irún-Errondena, 132 kV.
Benós-Lac D'Oo, 110 kV.
Adrall-Escalades (1), 110 kV.
Adrall-Escalades (2), 110 kV.
Conchas-Lindoso, 132 kV.
Santa Marina-Elvas, 66 kV.
Rosal-V. de Ficalho, 15 kV.
Enzinasola-Barrancos, 15 kV.

Información intercambiada por Red Eléctrica P.O. 9

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Ámbito de aplicación.
3. Procesos de gestión de información en los que interviene Red Eléctrica.
4. Datos estructurales del sistema eléctrico.
 - 4.1 Responsabilidades.
 - 4.2 Contenido y estructura de la base de datos.
 - 4.3 Proceso de carga.
 - 4.4 Actualización de la información.
 - 4.5 Confidencialidad de la información.
5. SIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema).
 - 5.1 Bases de datos del SIOS.
 - 5.2 Acceso al SIOS.
 - 5.2.1 Medios de intercambio de información.
 - 5.2.2 Comunicaciones.
 - 5.2.3 Acceso.
 - 5.2.3.1 Seguridad del servicio de acceso privado.
 - 5.3 Gestión de la información.
 - 5.3.1 Intercambios de información.
 - 5.3.2 Criterios de publicidad de la información.
 - 5.3.3 Información pública.
 - 5.3.3.1 En tiempo real.
 - 5.3.3.2 Diariamente.
 - 5.3.3.3 A los tres días.
 - 5.3.3.4 Mensualmente.
 - 5.3.3.5 A los tres meses.
 - 5.3.4 Información confidencial.
 - 5.3.4.1 Al Operador del Mercado (OM).
 - 5.3.4.2 A los agentes del mercado.
 - 5.3.4.3 A los gestores de las redes de distribución.
 - 5.3.5 Intercambio de datos de medidas.
 6. Concentrador principal de medidas eléctricas.
 - 6.1 Contenido de la base de datos del concentrador principal de medidas eléctricas.
 - 6.2 Acceso a la información del concentrador principal de medidas.
 - 6.2.1 Información de libre acceso.
 - 6.2.2 Información para los participantes de algún punto frontera del sistema de medidas.
 - 6.2.3 Información para el Operador del Mercado.
 - 6.2.3.1 Carga Inicial de Datos Estructurales de Medidas.
 - 6.2.3.2 Modificación de Datos Estructurales de Medidas.
 - 6.2.3.3 Valores de Medidas Diarias.
 - 6.2.3.4 Modificaciones a Medidas Enviadas en Días Anteriores.
 - 6.2.3.5 Valores de Medidas Mensuales.
 - 6.2.3.6 Pérdidas en la Red de Transporte.
 - 6.3 Gestión de la información.
 - 6.3.1 Alta de puntos frontera y datos estructurales.
 - 6.3.2 Recepción de medidas del Concentrador Principal.
 - 6.3.3 Difusión de información de medidas de RED ELÉCTRICA a los participantes del Sistema de información de medidas.
 - 6.3.4 Envío de información de medidas de RED ELÉCTRICA al OM.
 - 6.3.5 Otras consideraciones sobre la información de medidas.

7. SCO (Sistema de Control de la Operación en tiempo real).

7.1 Despacho delegado de instalaciones de producción.

7.2 Contenido y estructura de la Base de Datos del SCO (BDCO).

7.2.1 Requerimientos técnicos.

7.2.2 Información necesaria.

7.2.2.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar a Red Eléctrica.

8.1 Datos diarios.

8.2 Datos semanales.

8.3 Datos mensuales.

8.4 Información necesaria para la previsión de cobertura.

8.4.1 Centrales térmicas de carbón.

8.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.

8.4.3 Centrales hidroeléctricas y de bombeo.

8.4.4 Previsiones del OM.

8.4.5 Contratos de importación o exportación.

9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema.

9.1 Información diaria.

9.2 Información a los tres días.

9.3 Información mensual.

9.4 Información anual.

10. Análisis e información de incidencias.

10.1 Incidencias.

10.2 Comunicación a Red Eléctrica.

10.3 Comunicación de Red Eléctrica.

10.4 Investigaciones conjuntas.

Anexo 1: Contenido de la base de datos estructural.

Anexo 2: Información que se enviará a Red Eléctrica en tiempo real.

Anexo 3: Informes de incidencias.

1. Objeto

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la información, la forma y los plazos en los que debe comunicar o publicar esta información.

Dicha información incluye, entre otras, la correspondiente a los datos estructurales de las instalaciones del sistema eléctrico, la relativa a la situación en tiempo real de las mismas (estado, medidas, etc.), la información necesaria para la elaboración de las estadísticas relativas a la operación del sistema, la requerida para el análisis de las incidencias del sistema eléctrico, así como la que se refiere a los datos para las liquidaciones de las transacciones efectuadas en el mercado de producción de energía eléctrica.

Se establece en este Procedimiento, con el detalle que procede en cada caso, la forma en que se realizará el intercambio de la información entre Red Eléctrica y los distintos sujetos del sistema eléctrico español, el modo de acceso a la información, la forma de estructurarla y organizarla (bases de datos), su carácter (público o confidencial) y su tratamiento posterior (análisis, estadísticas e informes).

2. Ámbito de aplicación

Red Eléctrica de España, en lo sucesivo Red Eléctrica, en su condición de operador del sistema y gestor de la red de transporte.

Operador del Mercado (OM).

Gestores de las redes de distribución.

Transportistas.

Distribuidores.

Productores.

Comercializadores.

Consumidores conectados a la red de transporte o a la red complementaria.

Agentes externos.

Agentes vendedores en representación de productores.

3. Procesos de gestión de información en los que interviene Red Eléctrica

Los procesos de intercambio de información en los que interviene Red Eléctrica se pueden considerar agrupados de la siguiente forma:

a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.

b) SIOS: El Sistema de Información de la Operación del Sistema.

c) Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

d) SCO: Sistema de Control de la Operación en Tiempo Real.

e) Otras informaciones que deban enviar los sujetos del sistema.

f) Estadísticas e Información Pública relativa a la Operación del Sistema.

g) Análisis e información de incidencias en el sistema eléctrico.

4. Datos estructurales del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte, la red complementaria y la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control, que Red Eléctrica precisa para ejercer sus funciones y para efectuar los análisis de seguridad y los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico.

4.1 Responsabilidades.

Red Eléctrica es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales del sistema eléctrico. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los productores, los consumidores que ejerzan su condición de elegibilidad, los transportistas, los distribuidores, los gestores de las redes de distribución y los agentes vendedores que, actuando en representación de productores, presenten ofertas al mercado, vendrán obligados a suministrar a Red Eléctrica la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener en todo momento el contenido de la BDE actualizado y fiable.

4.2 Contenido y estructura de la Base de Datos.

La BDE incluirá los registros de todos los elementos dados de alta en el sistema eléctrico gestionado por Red Eléctrica. Igualmente incluirá los registros de elementos en proyecto y construcción y de elementos planificados, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en servicio. Estos últimos registros se darán de alta para facilitar la realización de los estudios de planificación de la red de transporte y los diferentes análisis de previsiones del sistema eléctrico. Con carácter general, no se incluirán en la BDE los grupos generadores que no estén conectados a la red de transporte o a la red complementaria y que no estén sujetos a instrucciones de Red Eléctrica, salvo que la potencia vertida por ellos en un nudo de la red sea superior a 50 MW.

El contenido de la BDE responderá a la siguiente estructura:

Sistema de Producción:

Grupos hidráulicos.

Embalses.

Unidades térmicas.

Unidades de producción en régimen especial.

Grupos no eólicos.

Parques eólicos.

Sistema de Transporte y Red Complementaria:

Subestaciones.

Parques.

Líneas.

Transformadores.

Elementos de control de potencia activa o reactiva.

Instalaciones de consumo.

Protecciones.

Red Observable:

Subestaciones.

Parques.

Líneas.

Transformadores.

En el Anexo 1 se incluye una relación detallada de los diferentes campos en los que se estructura la BDE.

4.3 Proceso de carga.

Red Eléctrica definirá el soporte informático empleado y habilitará las plantillas de las fichas de entrada de datos con los formatos necesarios.

Red Eléctrica cumplimentará los campos contenidos en las citadas fichas con toda la información de que disponga acerca del elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario del elemento al que se refiere la información.

Los sujetos efectuarán una comprobación de la información de las fichas relativas a sus instalaciones y las modificarán, en su caso, con la mejor información disponible, cumplimentando los campos que no dispongan de información.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará a Red Eléctrica el resultado de su revisión.

4.4 Actualización de la información.

La actualización de la información contenida en la BDE puede ser propiciada por cualquiera de las tres circunstancias siguientes:

- Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.
- Por alta o baja de algún elemento.
- Por haberse detectado un valor erróneo en algún campo.

Cuando se produzca alguna de las tres circunstancias anteriores, el sujeto propietario del elemento correspondiente o el sujeto que actúe en su representación deberá comunicar a Red Eléctrica las modificaciones necesarias a incorporar.

Red Eléctrica pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos de los elementos de su propiedad o a los que represente recogidos en la base de datos con objeto de que los sujetos puedan comprobar su adecuada correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar a Red Eléctrica las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información.

Los datos relativos a las instalaciones de la red de transporte, de la red complementaria y de la red observable tendrán carácter público. Los datos relativos a instalaciones de producción tendrán carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

La CNE que podrá disponer de toda la información.

La Administración competente, que podrá disponer de toda la información.

Los gestores de las redes de distribución que podrán disponer de los datos de las instalaciones ubicadas en la red de distribución bajo su ámbito de gestión.

5. SIOS (*Sistema de Información del Operador del Sistema*)

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, Red Eléctrica debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, a partir de la casación de las ofertas presentadas al mercado en el horizonte diario, realizada por el OM, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios, serán gestionados por el Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS). Este sistema ha de ser robusto, fiable y garantizar un funcionamiento sin interrupciones. El SIOS realizará los procesos de subasta, y el registro y archivo de datos y resultados necesarios para la liquidación posterior, así como los intercambios de la información asociada a dichos procesos, con los agentes del mercado, el OM y otros sujetos del Sistema Eléctrico.

En la ejecución de los procesos e intercambios de información indicados en el párrafo anterior, el SIOS deberá garantizar:

- a) Confidencialidad absoluta y a toda prueba de la información propiedad de cada agente.
- b) Acuse de recibo a cada agente de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

5.1 Bases de datos del SIOS.

Red Eléctrica mantendrá en las bases de datos del SIOS toda la información necesaria para la correcta gestión de los mercados que están bajo su responsabilidad.

Las bases de datos del SIOS cumplirán los siguientes requisitos:

- a) Dimensionamiento adecuado para permitir el almacenamiento de toda la información.
- b) Todas las magnitudes económicas están referidas en unidades de céntimos de EURO (c€).
- c) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- d) Integridad referencial de los datos grabados.
- e) Gestión histórica asociada a toda la información.

5.2 Acceso al SIOS.

El acceso al SIOS por parte de los agentes del mercado, del OM, de otros sujetos del sistema eléctrico o del público en general, se hará en función del carácter de la información a la que se tiene acceso, ya sea pública o confidencial de acuerdo con los criterios que se recogen en el apartado 5.3.

El SIOS estará compuesto por dos sistemas: uno principal y otro de respaldo. Red Eléctrica proporcionará a los usuarios del SIOS los modos de acceso a ambos sistemas.

5.2.1 Medios de intercambio de información.

La comunicación entre Red Eléctrica, el OM y los agentes del mercado, así como la divulgación de la información pública de libre acceso se hará por medios electrónicos de intercambio de información, utilizando en cada momento las tecnologías que, en conformidad con los requisitos indicados en el apartado 5, sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión de la utilización de alguno de los existentes, se comunicará a los usuarios con la suficiente antelación de forma que éstos puedan realizar las oportunas modificaciones en sus sistemas de información.

Red Eléctrica publicará los medios electrónicos de intercambio de información disponibles y sus características, aquéllos nuevos que vayan a ser implementados y los que vayan a ser suspendidos, así como los plazos previstos para ello.

En cualquier caso, los intercambios electrónicos de información a través de los medios de comunicación disponibles en cada momento utilizarán en el SIOS servidores de comunicaciones de alta disponibilidad que garanticen un funcionamiento continuo y, en el eventual caso de fallo, el más corto periodo de indisponibilidad. Los servidores de comunicaciones estarán protegidos adecuadamente.

5.2.2 Comunicaciones.

Para la realización de los intercambios de información, Red Eléctrica dispondrá de diversos medios alternativos de uso común para acceder tanto al sistema principal como al de respaldo y comunicará a los usuarios los detalles técnicos necesarios para el acceso y los procedimientos de actuación en caso de conmutación entre los dos sistemas.

La instalación, mantenimiento y configuración de los canales de comunicación para acceder al SIOS será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios, salvo acuerdo bilateral expreso contrario. Red Eléctrica indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.2.3 Acceso.

Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: privado y público.

El servicio privado estará reservado únicamente a los agentes del mercado, el OM y otros sujetos del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por Red Eléctrica.

Los servicios de acceso, tanto privados como públicos utilizarán las tecnologías más adecuadas en cada caso.

Para la utilización del servicio de acceso privado será necesaria una autorización personal otorgada por Red Eléctrica de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesaria ningún tipo de autorización.

5.2.3.1 Seguridad del servicio de acceso privado.

En la actualidad, el sistema de seguridad del servicio de acceso privado se basa en la utilización de los siguientes elementos:

- a) Comunicación encriptada.
- b) Uso de certificados digitales.
- c) Utilización de tarjetas inteligentes o medios equivalentes para acceso al sistema. Cada usuario AM poseerá una tarjeta de identificación o equivalente donde se almacenara su certificado y firma digital y sus datos identificadores y poseerá además un código para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío.

5.3 Gestión de la información.

Los intercambios de información de Red Eléctrica con el exterior pueden ser en ambos sentidos:

- Información comunicada por Red Eléctrica.
- Información comunicada a Red Eléctrica.

La información comunicada por Red Eléctrica puede tener distinto carácter:

Público.
Confidencial.

5.3.1 Intercambios de información.

El detalle de la información intercambiada por Red Eléctrica mediante el sistema SIOS se recoge en los documentos siguientes: «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y Agentes», «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» y «Modelo de Ficheros de Intercambio de Información para la Gestión del Servicio Complementario de Control de Tensión en la Red de Transporte» o documentos que los sustituyan.

5.3.2 Criterios de publicidad de la información.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por Red Eléctrica sobre los procesos relacionados con el Mercado de Producción Eléctrica son los establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2000 de 23 de junio, en el informe 1/2001 de la CNE sobre las propuestas de modificación de las Reglas de funcionamiento del mercado con objeto de adaptarlas al Real Decreto-Ley 6/2000 y en las Reglas de Funcionamiento del Mercado aprobadas por Resolución de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, de fecha 5 de abril de 2001, publicada en el B.O.E. con fecha 20 de abril de 2001.

Estos criterios son los siguientes:

Red Eléctrica hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrico, al ser éstos objeto de su responsabilidad.

El OM y Red Eléctrica, en el ámbito de sus respectivas competencias, harán públicos los datos agregados comprensivos de volúmenes y precios, así como los datos relativos a las capacidades comerciales, intercambios intracomunitarios e internacionales por interconexión y, en su caso, por sistema eléctrico, así como las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes.

Toda la información que Red Eléctrica proporcione a un agente sobre otro, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general.

En todo caso, el OM y Red Eléctrica garantizarán el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los agentes del mercado, tal y como se establece en los apartados 2f) y 2k) de los artículos 27 y 30, respectivamente, del RD 2019/1997.

5.3.3 Información pública.

Información que Red Eléctrica hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública.

5.3.3.1 En tiempo real.

La información que Red Eléctrica publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas.

La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales actualizada en tiempo real.

Los programas brutos agregados de intercambio actualizados en tiempo real.

El resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en tiempo real.

El resultado agregado del mercado de regulación terciaria.

El resultado agregado del mercado de gestión de desvíos.

5.3.3.2 Diariamente.

Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

Con una antelación no inferior a una hora respecto a la hora de cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:

Capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales.

Previsión de la demanda del sistema peninsular español.

Situación prevista de la red de transporte.

Después de cada mercado o proceso de operación técnica:

Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos.

Resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en mercado diario e intradiario.

Resultado agregado del mercado de reserva de potencia de regulación secundaria.

Resultado agregado de la asignación diaria de ofertas de recursos adicionales para el control de tensión de la red de transporte.

El día D+1 la información correspondiente al día D:

Resultado agregado del mercado de energía de regulación secundaria.

5.3.3.3 A los tres días.

Una vez transcurridos tres días se publicará la información desglosada por tipo de tecnología (mercados de operación), o en su caso, por tipo de agente (interconexiones internacionales).

La información que se publicará el día D+4 correspondiente al resultado de la programación horaria de los mercados de operación del día D, se desagregará por los siguientes tipos:

Nuclear.

Carbón.

Fuel-Gas.

Hidráulica convencional.

Turbinación bombeo.

Consumo bombeo.

Agentes externos.

Contratos de intercambio de energía previos a la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico.

5.3.3.4 Mensualmente.

Con periodicidad mensual se publicarán las previsiones de demanda referidas a meses completos, en los primeros quince días del mes anterior a aquél al que se refiere la previsión.

Asimismo, mensualmente se publicarán las cuotas mensuales por agente obtenidas como resultado de los mercados o procesos de operación del sistema.

El primer día del mes M+2 se publicarán las cuotas por agente en el mes M sobre los siguientes mercados o procesos de operación del sistema:

Solución de restricciones técnicas en el Programa Base de Funcionamiento (PBF).

Solución de restricciones técnicas en el mercado intradiario.

Solución de restricciones técnicas en tiempo real.

Gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Reserva de potencia de regulación secundaria.

Energía utilizada para regulación secundaria.

Energía de regulación terciaria.

Recursos adicionales asignados de potencia reactiva.

Energía reactiva.

5.3.3.5 A los tres meses.

La información confidencial recogida en el apartado 5.3.4 que se comunica a cada agente sobre las unidades de su propiedad o a las que represente, se publicará una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera, sin perjuicio de lo establecido al respecto en las Reglas de Funcionamiento del Mercado.

Se incluirá dentro de esta publicación la información correspondiente a los mercados y procesos de operación técnica y los casos PSS/E utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF).

5.3.4 Información confidencial.

La información confidencial es aquella que se comunica a los sujetos o agentes del sistema de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de agentes, salvo lo establecido en el apartado anterior para que esta información se publique una vez transcurridos tres meses desde el momento de su comunicación de forma confidencial.

Esta información se refiere a los mercados y procesos de operación del sistema:

Programas de intercambios internacionales.

Solución de restricciones técnicas.

Gestión de los desvíos entre generación y consumo.

Servicio complementario de regulación secundaria.

Servicio complementario de regulación terciaria.

Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte.

Otros programas de operación en tiempo real (indisponibilidades, desvíos comunicados, etc.).

Todos estos procesos están regulados y desarrollados en los Procedimientos de Operación del Sistema.

Los criterios de comunicación que deben ser adoptados en función de los sujetos o agentes que participen en los mercados de operación son los que se muestran a continuación.

5.3.4.1 Al Operador del Mercado (OM).

Se le comunicará toda la información necesaria para la liquidación del mercado de producción y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.3.4.2 A los agentes del mercado.

Se les comunicará la información detallada correspondiente a las unidades de su propiedad, o a las que representen.

A los propietarios de unidades de producción compartidas que no sean sin embargo los responsables del envío de ofertas sobre los mercados de operación se les comunicará la información del resultado de los mercados de operación pero no se les comunicará la información de las ofertas.

A los propietarios de unidades afectas a contratos bilaterales físicos internacionales que no sean sin embargo los responsables de la comunicación de ofertas para las subastas de capacidad de intercambio se les comunicará la información del resultado del proceso de solución de restricciones técnicas en las interconexiones pero no se les informará sobre las ofertas por subasta de capacidad de intercambio.

5.3.4.3 A los gestores de las redes de distribución.

Se les comunicará la información de las instalaciones de generación y red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad de oferta e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

Red Eléctrica, en caso de considerar necesaria la inclusión de información que no corresponda a la propia zona del gestor de una red de distribución, presentará a la Comisión Nacional de la Energía para su aprobación su propuesta de red observable para este gestor, incluyendo la exposición de motivos por los cuales se considera necesaria la inclusión de esta información adicional.

5.3.5 Intercambio de datos de medidas.

Información que se intercambia entre el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas y el SIOS de Red Eléctrica.

5.4 Gestión de Datos Estructurales.

Para el correcto funcionamiento de los mercados y procesos gestionados por Red Eléctrica es necesario conocer y mantener información relativa a los agentes del mercado, Unidades Oferentes y Físicas, Contratos Bilaterales, productores en régimen especial, agentes vendedores, Consultas e información general, así como una serie de datos adicionales y parámetros para el Sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

Información sobre agentes: datos de los agentes existentes en el mercado, Productores en Régimen Especial y, en su caso, Agentes Vendedores en representación de Productores en Régimen Especial.

Información sobre unidades oferentes. Información sobre unidades físicas y relación entre unidades de oferta y unidades físicas.

Información de carácter diverso: tipos de mercado, tipos de unidad, tarjetas de seguridad.

Diversos tipos de parámetros, que afectan al sistema.

Información sobre las distintas sesiones que componen y definen los diferentes Mercados gestionados por Red Eléctrica.

6. *Concentrador principal de medidas eléctricas*

El Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es el sistema con el que Red Eléctrica gestiona la información de la energía intercambiada entre los puntos frontera del mercado eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

La base de datos del Concentrador Principal recoge los datos estructurales de los puntos frontera, inventarios y certificados de verificación, así como las medidas asociadas a los mismos.

La información estructural residente en el Concentrador Principal contiene:

Puntos de Medida.

Puntos frontera.

Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.

Relaciones de las Unidades de Oferta con los Puntos Frontera.

La información de inventarios residente en el Concentrador Principal contiene:

Contadores.

Registadores.

Transformadores de medida y equipos conectados a los mismos.

La información de medidas residente en el Concentrador Principal contiene:

Medidas horarias en los puntos de medida.

Datos horarios de las medidas calculadas en los puntos frontera.

Datos horarios de las medidas calculadas en las Unidades de Oferta.

Datos horarios y agregados de pérdidas, balances, actividades, etc.

6.2 Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas.

Red Eléctrica gestiona el acceso a la información a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a continuación:

6.2.1 Información de libre acceso.

Red Eléctrica publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el concentrador principal.

Dicha información esta disponible en la dirección de Internet de Red Eléctrica (<http://www.ree.es>).

6.2.2 Información para los participantes de algún punto frontera del sistema de medidas.

La información contenida en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es de carácter restringido, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera de los que es partícipe.

Red Eléctrica ha desarrollado un sistema de acceso seguro, mediante el cual cada participante del sistema de medidas puede consultar la siguiente información residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

Medidas horarias de los puntos de medida.

Medidas horarias de los puntos frontera.

Configuración de cálculo de los puntos frontera y unifilares de las instalaciones.

Inventario de los puntos de medida.

Tablas de inventario correspondientes a los puntos de medida.

Eventos de los registradores asociados a los puntos de medida de los que son participantes.

Informes de medidas agregados.

Futura información sobre unidades de oferta, etc.

En la dirección de Internet de Red Eléctrica se indican los requisitos y procedimiento a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

6.2.3 Información para el Operador del Mercado.

Red Eléctrica pondrá a disposición del OM la información de medidas residente en el concentrador principal de medidas eléctricas que se indica a continuación.

6.2.3.1 Carga Inicial de Datos Estructurales de Medidas.

Los ficheros para la carga masiva inicial se enviarán una sola vez, utilizando a partir de dicho momento el procedimiento de modificaciones indicado en el apartado siguiente.

Los ficheros que definen dicha carga inicial son:

Fronteras entre actividades.

Unidades de oferta.

6.2.3.2 Modificación de Datos Estructurales de Medidas.

Antes del envío diario, caso de haber existido modificaciones en los puntos frontera o unidades de oferta, se enviarán:

Modificaciones en fronteras.

Modificaciones de unidades de oferta de puntos frontera.

6.2.3.3 Valores de Medidas Diarias.

Diariamente y antes de las 11:00 horas de cada día se enviarán las medidas de las que disponga Red Eléctrica relativas a:

Valores horarios de pérdidas en la red de transporte del día anterior.

Valores horarios de los puntos frontera del día anterior.

Valores de acumulados horarios entre actividades del día anterior.

Valores horarios de las unidades de oferta del día anterior.

Desvíos entre puntos frontera internacionales y programas internacionales del día anterior.

6.2.3.4 Modificaciones a Medidas Enviadas en Días Anteriores.

Diariamente se enviarán las medidas en las que se hayan producido cambios de:

Valores de cambios horarios en puntos frontera.

Valores de cambios horarios en unidades de oferta.

6.2.3.5 Valores de Medidas Mensuales.

Mensualmente, antes de las 11:00 horas del tercer día hábil de cada mes, se enviarán las medidas correspondientes a todos los días del mes al cierre provisional que se indican a continuación:

Valores horarios de pérdidas en la red de transporte del mes anterior.

Valores horarios de los puntos frontera del mes anterior.

Valores de acumulados horarios entre actividades del mes anterior.

Valores horarios de las unidades de oferta del mes anterior.

Desvíos horarios entre puntos frontera internacionales y programas internacionales del mes anterior.

Adicionalmente, cada vez que se realice el cierre definitivo de cada uno de los meses, se enviarán los mismos ficheros anteriormente indicados identificando su estado de cierre definitivo.

6.2.3.6 Pérdidas en la Red de Transporte.

Red Eléctrica calculará diariamente con valores provisionales, y mensualmente con valores definitivos, las pérdidas en la red de transporte, como diferencia entre la energía inyectada en la red de transporte por los generadores, productores en régimen especial, interconexiones internacionales y redes de distribución, y la energía consumida por los clientes conectados a la red de transporte, los distribuidores y las interconexiones internacionales.

6.3 Gestión de la información.

El Concentrador Principal recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera del mercado eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en el RD 2018/1997 y las Instrucciones Técnicas Complementarias que lo desarrollan.

6.3.1 Alta de puntos frontera y datos estructurales.

Los productores (o, en su caso, agentes vendedores en su representación), transportistas, distribuidores, comercializadores y clientes cualificados dentro del ámbito de sus competencias están obligados a facilitar la información actualizada estructural y de inventarios a Red Eléctrica de acuerdo a la versión vigente del documento «Información de Medidas entre Agentes y Red Eléctrica».

6.3.2 Recepción de medidas del Concentrador Principal.

Los productores en régimen ordinario o régimen especial (o, en su caso, agentes vendedores en su representación), transportistas, distribuidores, comercializadores y clientes cualificados dentro del ámbito de sus competencias están obligados a facilitar la información de medidas a Red Eléctrica de acuerdo al procedimiento de operación por el que se establecen los concentradores de medidas eléctricas y los sistemas de comunicaciones.

6.3.3 Difusión de información de medidas de red eléctrica a los participantes del Sistema de información de medidas.

Se realizará a través de Internet de acuerdo a los procedimientos descritos en el apartado 6.2 de este documento.

6.3.4 Envío de información de medidas de red eléctrica al OM.

La información descrita en el apartado 6.2.3 de este documento se pondrá a disposición del OM de acuerdo con la versión vigente del documento «Modelo de ficheros para el intercambio de información entre ree y OM/Agentes».

6.3.5 Otras consideraciones sobre la información de medidas.

La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el Concentrador Principal durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del año siguiente a la fecha de cada medida. El acceso a información de más de dos años de antigüedad podrá requerir un procedimiento especial.

7. SCO (Sistema de Control de la Operación en tiempo real)

Red Eléctrica deberá recibir en su Sistema de Control de la Operación en tiempo real, y de forma automática, toda la información de las instalaciones de transporte y producción, incluida la generación en régimen especial y la red observable —según se define ésta última en el procedimiento de operación por el que se define la red gestionada por Red Eléctrica— que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, Red Eléctrica dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Despacho delegado de instalaciones de producción.

La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción llegará a Red Eléctrica a través del despacho de maniobras de dicha instalación o, en su caso, de su despacho delegado.

Este despacho será el responsable del envío a Red Eléctrica de toda la información en tiempo real correspondiente a la instalación, así como el interlocutor por parte de la instalación en todas las comunicaciones con Red Eléctrica en relación con la operación de la instalación, incluidos todos los intercambios de información relativos a la participación de la misma en los servicios del sistema y en los mercados de operación.

En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, el despacho delegado será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

7.2 Contenido y estructura de la Base de Datos del SCO (BDCO).

En la Base de Datos del SCO se recibirá la información que a continuación se indica y con las especificaciones técnicas que asimismo se reflejan:

7.2.1 Requerimientos Técnicos.

La información a intercambiar con Red Eléctrica se realizará de acuerdo a un protocolo de comunicación estándar a determinar por Red Eléctrica. La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo del regulador maestro. El resto de la información será intercambiado con una periodicidad a determinar por Red Eléctrica con cada agente, que en ningún caso superará a 12 segundos.

Red Eléctrica mantendrá la confidencialidad de la información recibida, y enviará a cada agente aquella información que el agente solicite que sea manifiestamente necesaria para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema (control de tensión, planes de salvaguarda, emergencia y reposición del servicio), previa autorización del titular de la información generada.

7.2.2 Información necesaria.

En lo concerniente a las instalaciones, este documento aplica a las que se enumeran a continuación:

Red de Transporte.

Red Observable.

7.2.2.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas.

En este procedimiento, se entenderá por posición los elementos asociados a línea, transformador, reactividad, barras o acoplamiento de barras que son precisos para su maniobra y operación.

El estado (abierto/cerrado) de los interruptores y seccionadores se dará mediante 2 bits. El resto de las señales se dará con uno solo.

Dada su singularidad, se han considerado de forma separada los Compensadores Síncronos y Condensadores.

En cuanto a la forma de captación de las señales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Bajo el epígrafe de transformadores se consideran incluso los de grupos y los de consumo.

b) Se ha realizado la siguiente clasificación de la información a captar:

1. Señalizaciones.—Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal fun-

cionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Medidas.—Incluye las medidas analógicas o digitales para magnitudes numéricas discretas de la instalación (p.e. indicación de tomas de transformadores).

La información detallada de señales a captar se recoge en el Anexo 2.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar a red eléctrica

Red Eléctrica será responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación del sistema descrita en este apartado.

Es responsabilidad de los productores, transportistas y gestores de las redes de distribución facilitar a Red Eléctrica la información que éste le requiera y que se derive de la operación de las instalaciones de su propiedad o bajo el ámbito de su gestión.

Así mismo, los gestores de las redes de distribución recabarán de los generadores en régimen especial de su ámbito, la información necesaria para la Operación y la enviarán a Red Eléctrica con la periodicidad que éste precise. Dentro de este tipo de información resulta especialmente importante la relativa a las previsiones de producción diaria con desglose horario y por tecnologías que deberán ser comunicadas a Red Eléctrica el día D-1, y actualizadas el propio día D con la mejor información disponible. En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar a Red Eléctrica su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados a Red Eléctrica con dos niveles distintos de agregación temporal (diaria y mensual), necesarios para mantener las series estadísticas relativas a los balances energéticos y el funcionamiento del sistema, así como para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad.

8.1 Datos diarios.

Los sujetos del sistema facilitarán a Red Eléctrica todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas. El plazo máximo para el envío de estos datos será el de los cuatro 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.

Producción hidroeléctrica por subsistemas hidráulicos.

Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada unidad de oferta hidráulica durante cuatro horas consecutivas.

Producciones de parques eólicos.

Consumos propios en generación con la central parada.

Consumos de centrales de bombeo.

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 por embalses (en Hm³ y MWh).

Vertidos.

Incidencias en la Red de Transporte.

8.2 Datos semanales.

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

Eventualmente, aquellas restricciones a la explotación de los embalses de regulación que se prevean para la próxima semana.

8.3 Datos mensuales.

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

Producciones de grupos térmicos, brutas y netas.

Producción hidroeléctrica (bruta y neta) por subsistemas hidráulicos.

Producciones de centrales hidráulicas con potencia instalada igual o superior a 5 MW, en bornas de alternador y reservas en los embalses asociados.

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

Consumos propios de generación.

Consumos y producción de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Reservas hidroeléctricas por embalses.

Energía adquirida a cada productor acogido al Régimen Especial.

Energía producida por cada productor acogido al Régimen Especial.

Entrada de combustible en centrales/grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Consumo de combustible en centrales/grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Existencias de combustible en centrales/grupos térmicos [en toneladas y termias (PCI)] desglosado por clases de carbón o fuelóleo en las centrales de este tipo.

Poder calorífico inferior de cada uno de los carbones utilizados en la generación.

Plan previsto de entregas mensualizadas de carbón de consumo garantizado para los próximos doce meses (expresadas en toneladas y en termias (PCI) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.

Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos de producción (térmicos, hidráulicos y de bombeo), de acuerdo con lo indicado en el procedimiento por el que se establecen los planes de mantenimiento de las unidades de producción.

8.4 Información necesaria para la Previsión de Cobertura.

Los sujetos del sistema facilitarán a Red Eléctrica la información necesaria para realizar la previsión de cobertura y análisis de seguridad, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento por el que se establece la previsión de la cobertura y los análisis de seguridad del sistema eléctrico. Esta información será la siguiente:

8.4.1 Centrales térmicas de carbón.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar a Red Eléctrica 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.

8.4.2 Centrales de fuelóleo, gas y mixtas.

Antes del día 20 de cada mes, las empresas productoras deberán enviar a Red Eléctrica 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).

8.4.3 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 a Red Eléctrica 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.

8.4.4 Previsiones del OM.

Red Eléctrica tendrá en cuenta la información recibida del OM relativa a su previsión sobre la evolución del funcionamiento del mercado para los doce meses siguientes.

8.4.5 Contratos de importación o exportación.

Las empresas que suscriban contratos de intercambio con empresas de otros países deberán comunicar a Red Eléctrica las características técnicas de los citados contratos.

9. Estadísticas e información pública relativa a la operación del sistema

Red Eléctrica publicará los datos que más adelante se indican sobre la operación realizada, incluyendo el comportamiento de la red de transporte y de los medios de generación.

9.1 Información diaria.

La información que Red Eléctrica publicará diariamente es la siguiente:
Curva de carga del sistema.

Estado de las reservas hidroeléctricas y aportaciones en los ríos más importantes.

9.2 Información a los tres días.

La información correspondiente al día D que Red Eléctrica publicará el día D + 4 es la siguiente:

Balance eléctrico de producción.

9.3 Información mensual.

Mensualmente Red Eléctrica publicará la siguiente información:

Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.
Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y reactivancias de la red de transporte.

Estadísticas de incidentes.

Evolución de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.

Calidad de servicio ENS y TIM.

9.4 Información anual.

Red Eléctrica publicará anualmente la siguiente información:

Disponibilidad del equipo generador.
Disponibilidad de la red de transporte.

Calidad de servicio ENS y TIM:

Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, Red Eléctrica mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

Potencia instalada en el sistema.

Energía generada tanto por el régimen ordinario como por el régimen especial.

Demanda del sistema eléctrico.

Producible hidroeléctrico.

Reservas hidroeléctricas.

Tasas de disponibilidad del equipo generador.

Tasas de disponibilidad de la red de transporte.

10. Análisis e información de incidencias

10.1 Incidencias.

Los eventos del sistema eléctrico que están sujetos a los requerimientos de este procedimiento son los siguientes:

a) La pérdida de una o varias instalaciones de transporte y/o de otros elementos del sistema eléctrico (generación y/o transformación transporte-distribución) cuando ésta resulte en una violación de los criterios de funcionamiento y seguridad del sistema eléctrico establecidos en el correspondiente procedimiento de operación o en una pérdida directa de mercado.

b) Cualquier otra circunstancia que resulte en:

- a. Daño mayor a cualquiera de los elementos del sistema eléctrico.
- b. Fallo, degradación, o actuación incorrecta del sistema de protección, de automatismos o de cualquier otro sistema que no requiera intervención manual por parte del operador.

c. Cualquier acto que pueda sospecharse provocado por sabotaje electrónico o físico, terrorismo dirigido contra el sistema eléctrico o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

Los eventos anteriores definen aquellas incidencias del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del agente titular de las instalaciones afectadas o del suministro a los mercados afectados.

10.2 Comunicación a Red Eléctrica.

En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el agente titular de las instalaciones o del suministro afectado deberá facilitar a Red Eléctrica y en un plazo de 2 horas la mejor información de que disponga sobre las causas y efectos del evento. Esta información que constituye el informe preliminar de la incidencia contendrá, al menos, los aspectos a), b), c) y d) que se recogen en el Anexo 3 que resulten de aplicación.

Red Eléctrica podrá, cuando así lo estime necesario, realizar consultas adicionales con objeto de clarificar el contenido de dicho informe preliminar quedando el emisor del mismo obligado a atender la consulta en ese momento o tan pronto como disponga de la información adicional necesaria.

Cuando Red Eléctrica determine que el evento constituye una incidencia significativa para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al titular de la instalación o al responsable del mercado afectado. Dicho titular deberá remitir un informe escrito a Red Eléctrica en un plazo no superior a 15 días hábiles a contar desde el requerimiento. En dicho informe se revisará y completará la información remitida en el informe preliminar (Anexo 3) y se incluirán las posibles acciones identificadas por el agente para evitar o minimizar el efecto de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación de Red Eléctrica.

Cuando se produzca una incidencia de las que son objeto de un informe preliminar, Red Eléctrica incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los agentes antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando Red Eléctrica considere una incidencia de especial relevancia elaborará un informe escrito, una vez disponga de la información definitiva de la misma. Este informe incluirá las medidas a tomar para evitar la repetición de la incidencia o la minimización de sus consecuencias en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Este informe se remitirá a los agentes afectados, a la CNE y al MINECO, en un plazo no superior a 60 días hábiles tras la ocurrencia de la incidencia.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones del Grupo de Análisis de Incidencias que convocará Red Eléctrica.

10.4 Investigaciones Conjuntas.

Para aquellas incidencias que por su importancia o naturaleza Red Eléctrica lo juzgue necesario, propondrá a la mayor brevedad posible la realización de un análisis conjunto con los restantes agentes involucrados o afectados. Los resultados de dicho análisis se incorporarán en el informe que elabore Red Eléctrica sobre la incidencia.

ANEXO 1

Contenido de la base de datos estructural

Notas generales y abreviaturas:

Como norma general, los datos deben expresarse en unidades del sistema internacional, salvo que expresamente se indique otra cosa.

De los datos de impedancia se debe indicar la tensión a la que están referidos o los valores de base, en su caso.

La expresión PSS/E se refiere a la aplicación informática para el análisis de la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia de Power Technologies Inc.

SISTEMA DE PRODUCCIÓN

Grupos hidráulicos

1. Datos generales e hidráulicos de la instalación:

Nombre de la Central:

Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos

(detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.
NIF.
Dirección.

Empresa o empresas explotadoras:

Nombre.
NIF.
Dirección.

Cuenca (río) en que está ubicada la central.

Esquema del subsistema hidráulico.

Embalse asociado.

Subestación/parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Número del Grupo.

Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).

Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).

Canal de conducción/galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).

Depósito o cámara de carga (SÍ/NO). En caso afirmativo, volumen.

Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).

Tipo de turbina.

Caudal nominal (m^3/s).

Velocidad nominal (m/s).

Caudal máximo de turbinación (m^3/s).

Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).

Salto bruto máximo (m).

Salto bruto mínimo (m).

Salto neto nominal (m).

Salto neto de equipo (m).

Salto neto máximo (m).

Salto neto mínimo (m).

Coefficiente energético máximo (kWh/m^3).

Coefficiente energético mínimo (kWh/m^3).

Curvas cuadráticas de rendimiento para cotas máxima, media y mínima (alternativa: tablas de eficiencia cota-potencia).

En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

Altura de impulsión nominal (m).

Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

Caudal máximo de bombeo (m^3/s).

Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).

Índice de acumulación por bombeo (%), definido como la relación entre la energía eléctrica que puede producirse con el agua acumulada por bombeo y la energía consumida para su elevación.

2. Datos de cada generador:

Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).

Potencia nominal en turbinación (MW).

Potencia nominal en bombeo (MW), en su caso.

Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.

Factor de potencia nominal.

Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).

Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).

3. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria:

Características de la turbina: se ha de proporcionar un modelo simplificado de la turbina incluyendo la constante de tiempo del agua T_w .

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

Estatismo permanente:

rango de ajuste.

valor ajustado y posibilidad de su telemida.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Banda de insensibilidad del regulador.

Banda muerta ajustable del regulador (mHz):

rango de ajuste.

valor ajustado.

posibilidad de telemida del valor ajustado.

Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico,...).

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor de ajuste o consigna.

Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de centrales de más de 50 MW o que se conecten a la red de transporte, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Datos de regulación secundaria:

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO).

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

5. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio:

Capacidad de arranque autónomo (SI/NO).

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar el grupo en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

6. Datos de las protecciones:

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

Relés de mínima tensión: ajustes.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

Datos adicionales en el caso de grupos conectados a la red de transporte o a la red complementaria:

1. Datos de la central:

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Configuración general de la central.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.

Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

2. Datos de cada grupo:

Tensión nominal de generación (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina.

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).

Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.

Reactancia de fuga no saturada (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.).

Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.).

(Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga, ver figura 1.)

3. Datos principales de los equipos de control de tensión:

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Servicio complementario de control de tensión: Declaración explícita de cumplimiento de requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

5. Datos de los transformadores de grupo: Ver transformadores de transporte.

6. Datos de la línea de evacuación (en su caso): Ver líneas de transporte.

7. Datos de las protecciones:

7.1 Protecciones de la Central:

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación de esta protección con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.

Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

7.2 Protecciones asociadas a la interconexión:

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: ajustes.

7.3 Teledisparo ante contingencias en la red:

Capacidad de teledisparo (SI/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Embalses:

Nombre del embalse.

Empresa propietaria o concesionaria:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Cuenca (río).

Situación: provincia, término municipal, paraje o predio.

Fecha de terminación.

Capacidad en energía eléctrica bruta (MWh).

Serie histórica de aportaciones naturales mensuales (m³).Volumen máximo (hm³).Volumen útil (hm³).Volumen mínimo (hm³).

Curva cota/volumen (mínimo 3.º grado).

Cota máxima de explotación (m).

Cota mínima de explotación (m).

Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.

Régimen de regulación (fluyente, semanal, anual, hiperanual).

Coeficiente de regulación (días), definido como el cociente entre el volumen del embalse y la aportación media anual al embalse.

Tiempo de vaciado del embalse (horas) con turbinación a plena carga de la propia central.

Uso (Hidroeléctrico, Mixto).

Restricciones de explotación (detracciones, riegos, etc.).

Unidades térmicas

1. Datos generales de la instalación:

Denominación de la central.

Denominación de la instalación.

Localización geográfica (solicitudes de acceso): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso).

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Empresa o empresas propietarias:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Empresa o empresas explotadoras:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Número de identificación en el RAIPEE.

Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Combustibles.

Subestación/parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).

Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias).

Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto (kWh/kcal).

Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh).

Régimen de funcionamiento previsto.

Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

2. Datos de cada generador:

En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos de potencia activa y reactiva, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, con turbina de vapor fuera de servicio.

Potencia aparente instalada (MVA).

Tensión nominal de generación (kV).

Máxima tensión de generación (kV).

Mínima tensión de generación (kV).

Potencia activa instalada en b.a. (MW).

Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).

- Mínimo técnico en b.a. (MW).
 - Mínimo técnico en b.c. (MW).
 - Mínimo técnico especial en b.a. (MW).
 - Mínimo técnico especial en b.c. (MW).
 - Tiempo que puede mantenerse el mínimo técnico especial (h).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar) en b.a.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia activa (MW).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a plena carga, potencia reactiva (MVar).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia activa (MW).
 - Consumo de servicios auxiliares en b.a. a mínimo técnico, potencia reactiva (MVar).
 - Factor de potencia nominal.
 - Reactancias no saturada síncrona, transitoria (vacío y cortocircuito) y subtransitoria (vacío y cortocircuito) para eje directo y eje transversal (p.u.).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s).
 - Constante de inercia del conjunto giratorio turbina-generador (s).
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.).
 - Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u. (p.u.), según figura 1.
 - Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u. (p.u.), según figura 1.
- (Los tres datos anteriores podrán recogerse en forma de curva de entrehierro y a plena carga.)

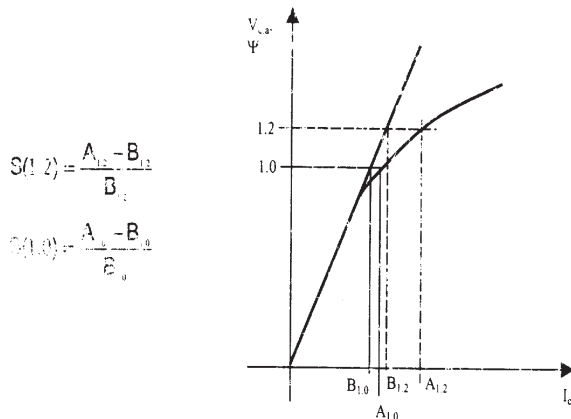


Figura 1.- Factores de saturación.

3. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria: En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada turbina de gas y de vapor:

Características de la turbina de gas (en su caso): se ha de incluir un modelo simplificado que considere el limitador de la temperatura de combustión.

Características de la turbina de vapor (en su caso): se ha de incluir un modelo simplificado que especifique la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. Debe incluirse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

Estatismo permanente:

– rango de ajuste.

– valor ajustado y posibilidad de su telemedida.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Banda de insensibilidad del regulador.

Banda muerta ajustable del regulador (mHz):

rango de ajuste.

valor ajustado.

posibilidad de telemedida del valor ajustado.

Características del regulador (o de los reguladores, en su caso): fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...).

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se han de especificar el rango de cada parámetro y su valor de consigna.

Esquema de bloques del regulador (o de los reguladores, en su caso) de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

4. Datos de regulación secundaria:

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO).

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

5. Datos para programación y regulación terciaria: En el caso de generadores dependientes entre sí, como pueden serlo los integrantes de ciclos combinados, aportar también los datos solicitados, para las distintas configuraciones posibles de funcionamiento tanto permanente como de corta duración, por ejemplo, arranque de la segunda turbina de gas en caso de estar funcionando con una turbina de gas y la turbina de vapor.

Tiempo mínimo de arranque de programación.

desde sincronización hasta mínimo técnico (min.).

desde sincronización hasta plena carga (min.).

Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min.).

Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min.).

Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min.).

6. Datos principales de los equipos de control de tensión: En el caso de ciclos combinados de múltiple eje, la información aquí solicitada se enviará por separado para cada generador de turbina de gas y de vapor.

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

7. Servicio complementario de control de tensión: Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión de la red de transporte o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

8. Datos necesarios para los planes de reposición del servicio:

Capacidad de arranque autónomo.

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

9. Datos de los transformadores de grupo: Ver transformadores de transporte.

10. Datos de la línea de evacuación (en su caso): Ver líneas de transporte.

11. Datos de las protecciones:

11.1 Protecciones de la Central:

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los criterios generales de protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

Servicios auxiliares, relés de mínima tensión y/o de mínima frecuencia: indicar ajustes y para el relé de mínima tensión fases en que mide.

Estabilidad de la central (grupo y servicios auxiliares) ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección ante pérdida de sincronismo: indicar tipo de protección, número de deslizamientos para el disparo y si ante éste el grupo queda sobre auxiliares.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de secuencia inversa: indicar estado de coordinación con el reenganche monofásico y los relés de discordancia de polos de la red.

Protección de mínima frecuencia de grupo: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia (sí/no). Ajustes, en su caso.

Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

11.2 Protecciones asociadas a la interconexión:

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de grupo. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección. Tiempo crítico contemplado.

Relé de mínima tensión: ajustes.

11.3 Teledisparo ante contingencias en la red:

Capacidad de teledisparo (SI/NO).

Tipo de teledisparo (apertura de interruptor de generación o fast-valving).

Potencia final y tiempo de bajada en los casos de reducción rápida de carga (fast-valving) y en general en procesos no instantáneos, como por ejemplo, en ciclos combinados, el de respuesta de la turbina de vapor al teledisparo parcial de turbinas de gas.

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Unidades de Producción en Régimen Especial

Grupos no eólicos

1. Datos de la instalación y de los generadores:

Nombre de la central.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Empresa propietaria:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Número de identificación en el RAIPEE.

Unidad de oferta a la que pertenece, en su caso.

Domicilio de la central: municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tipo de central.

Fecha de concesión en Régimen Especial.

Año final de la concesión.

Normativa aplicable.

Compañía Distribuidora.

Subestación/parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Tipo de instalación según tipificación Real Decreto 2818/1998.

Número de grupos.

Combustible.

Salto (m).

Caudal máximo (m³/s).

Cuenca (río).

Tipo de potencia (eventual/garantizada).

Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.

Potencia acogida al R.D. 2818/1998 (MW).

Potencia no acogida (MW).

Potencia activa neta y mínimo técnico (MW) disponibles para la red: distribución estadística por deciles de potencias o energías horarias vertidas a la red desde que la planta entró en funcionamiento o estimada.

Máxima generación de reactiva a plena carga (MVAr) en el punto de conexión a la red.

Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVAr) en el punto de conexión a la red.

Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVAr) en el punto de conexión a la red.

2. Datos de regulación primaria:

Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.

Estatismo permanente:

– rango de ajuste

– valor ajustado y posibilidad de su telemedida.

Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.

Banda de insensibilidad del regulador.

Banda muerta ajustable del regulador (mHz):

rango de ajuste.

valor ajustado.

posibilidad de telemedida del valor ajustado.

3. Datos para los planes de reposición del servicio:

Capacidad de arranque autónomo.

Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.

Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios.

Tiempo mínimo de arranque en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).

Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.

4. Datos de las protecciones: Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas a la central (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

Relés de mínima tensión: ajustes.

Estabilidad de la central ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

Datos adicionales en el caso de unidades de generación que participen en el mercado de producción de energía eléctrica:

1. Datos para programación y regulación terciaria:

Tiempo mínimo de arranque de programación.

desde sincronización hasta mínimo técnico (min.).

desde sincronización hasta plena carga (min.).

Tiempo mínimo de parada de programación (desde plena carga hasta desconexión) (min.).

Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 min.).

Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 min.).

Datos adicionales en el caso de unidades de generación que participen en el mercado de producción de energía eléctrica y también lo hagan en el servicio complementario de regulación secundaria:

1. Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria:

Características de la turbina: se ha de proporcionar un modelo simplificado de la turbina. Para una turbina hidráulica debe incluir la constante de tiempo del agua T_w . Para una turbina de gas el modelo debe considerar el limitador de la temperatura de combustión. Para una turbina de vapor se ha de especificar la constante de tiempo de la etapa de alta presión y del recalentador junto con las fracciones de potencia correspondientes a cada etapa. En este último caso, debe proporcionarse también un modelo simplificado de la caldera con la constante de tiempo de acumulación del vapor, el modelo del regulador de presión y los correspondientes ajustes y límites.

Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

Características del regulador: fabricante, tipo de control (compensador serie PID, compensación por realimentación mediante estatismo transitorio,...) y tecnología (hidráulico, electrohidráulico...).

Compensaciones dinámicas: función de transferencia de la compensación dinámica (estatismo transitorio, compensador serie,...). Se ha de especificar el rango de cada parámetro y su valor actual.

Esquema de bloques del regulador de velocidad-turbina y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará, en el caso de grupos de más de 50 MW o que se conecten a la red de transporte, mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

2. Datos de regulación secundaria:

Zona de regulación a la que pertenece.

Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SI/NO).

Generadores con posibilidad de participación activa en la regulación secundaria:

Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el AGC: características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...

Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW) para distintos puntos de funcionamiento estable, si procede.

Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

Datos adicionales en el caso de generadores conectados a la red de transporte o a la red complementaria:

1. Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Configuración general de la instalación, indicando en su caso características de acoplamiento entre elementos (p.e. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.

Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden), en caso de que existan procesos con control de onda en la instalación:

Armónicos de tensión.

Armónicos de intensidad.

Esquema unifilar de protección y medida de la instalación.

2. Datos de cada generador:

Tensión nominal (kV).

Constante de inercia del grupo turbogenerador(s).

Velocidad nominal.

Reactancias no saturada síncrona, transitoria y subtransitoria para ejes directo y transversal (Ω).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como para eje transversal (s).

Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como para eje transversal (s).

Breve descripción del regulador de tensión-excitatriz, que incluirá el nombre y tipo del regulador.

Esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados, de los reguladores de tensión-excitatriz y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este dispositivo. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

3. Servicio complementario de control de tensión: Declaración explícita de cumplimiento de requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

4. Datos del transformador principal: Ver transformadores de transporte.

5. Datos de la línea de evacuación (en su caso): Ver líneas de transporte.

6. Datos de las protecciones:

6.1 Protecciones de la Central.

Relé de sobretensión: ajustes.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

6.2 Protecciones asociadas a la interconexión.

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

6.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

Capacidad de teledisparo (SI/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Parques eólicos

1. Características de cada parque:

Nombre del parque.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Empresa propietaria:

Nombre.

NIF.

Dirección.

Fecha de concesión del Régimen Especial.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Domicilio del parque: municipio, código postal y provincia.

Coordenadas UTM de la poligonal del parque.

Compañía Distribuidora.

Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW).

Subestación/parque de conexión a la red (Nombre, kV).

Compensación de reactiva total del parque. Posibilidad de regulación.

Régimen de operación previsto del parque:

Máxima potencia de evacuación simultánea.

Potencia reactiva absorbida como función de la potencia generada.

Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.

Gráfico de operación prevista en función del tiempo, así como gráficos de respuesta en transitorios de potencia nula a máxima y viceversa:

Activa generada $P(\text{MW}) = f(t)$.

Reactiva absorbida $Q(\text{MVar}) = f(t)$.

Procedimiento de arranque/frenado.

2. Datos del transformador de conexión a la red:

Propietario.

En su caso, número de identificación en el RAIPEE.

Potencia nominal (MVA) de cada arrollamiento.

Tensión nominal (kV) de cada arrollamiento.

Grupo de conexión.

3. Datos de las protecciones:

3.1 Protecciones del parque:

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (recogidos en el procedimiento por el que se establecen los Criterios Generales de Protección) ante perturbaciones internas al parque (sí/no). Indicar particularidades, en su caso.

Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.

Relé de sobretensión: ajustes.

Estabilidad del parque ante cortocircuitos en la red: tiempo crítico de desconexión.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

3.2 Protecciones asociadas a los aerogeneradores:

Relé de mínima tensión: indicar fases en que mide y ajustes.

Relé de sobretensión: ajustes.

Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

3.3 Protecciones asociadas a la interconexión:

Relé de mínima tensión: ajustes.

Datos adicionales en el caso de parques conectados a la red de transporte o a la red complementaria:

1. Características de cada parque:

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.

Datos de Aerogeneradores:

Número.

Tipo (modelo y características de control; información complementaria).

Potencia nominal de cada aerogenerador.

Factor de potencia nominal de cada aerogenerador.

Características de cada generador (por cada uno de los tipos concretos que integren el parque):

Constante de inercia del aerogenerador referida al lado eléctrico (s).

Relación de multiplicación, en su caso.

Constante de elasticidad del acoplamiento mecánico-eléctrico, en su caso, referida al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).

Coefficiente de amortiguamiento, en su caso, referido al lado eléctrico (en unidades absolutas o en p.u. indicando las bases).

Velocidad nominal.

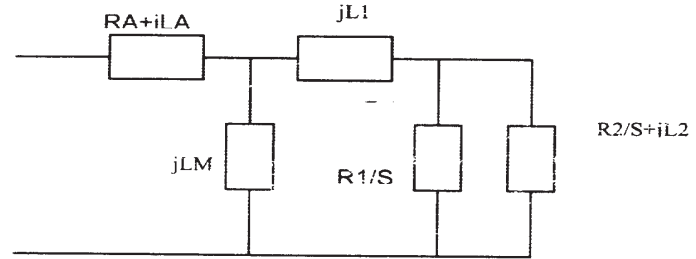
Rendimiento.

Máquinas asíncronas (en su caso):

Resistencias y reactancias estatórica y rotórica; esta última para diferentes valores de deslizamiento (Ω).

Reactancia de magnetización (Ω).

Alternativamente, los parámetros resultantes de la consideración del modelo como el representado en la siguiente figura:



Para aerogeneradores de otras tecnologías se aportará un modelo del tipo de generador correspondiente que describa el comportamiento dinámico desde el punto de vista de la red eléctrica ante perturbaciones en la misma (velocidad de viento constante). Asimismo, deberá contemplar el comportamiento dinámico de la parte mecánica si, durante perturbaciones en la red, dicho comportamiento modifica la respuesta eléctrica o justificase su desconexión. Se aportará el esquema de bloques, y los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

Compensación de reactiva total del parque:

Baterías de condensadores: disposición física, potencia reactiva (MVar), control (número de escalones y control de los mismos).

Sistemas de compensación o regulación continua (tipo SVC), en su caso.

Intensidad de cortocircuito aportada por el parque a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.

Contenido máximo de distorsión armónica garantizado (magnitud y orden):

Armónicos de tensión.

Armónicos de intensidad.

Niveles de tensión (kV) de la red interna de conexión de los generadores y consecutivos niveles según agrupación.

Esquema unifilar de protección y medida del parque.

2. Datos del transformador de parque (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, usar el formulario del punto 4):

MVA nominales.

Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

Grupo de conexión.

Tensión de cortocircuito (en las tomas principal, máxima y mínima) (%).

Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características de regulación (arrollamiento con tomas, relación máxima y mínima).

3. Datos de la línea de evacuación de cada parque (en su caso) (en caso de ser ésta la línea de conexión a la red de transporte, usar el formulario del punto 5):

Denominación de la línea.

Parques extremos de la línea.

Número de circuitos y longitud en km.

Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Resistencia en secuencia directa (Ω).

Reactancia en secuencia directa (Ω).

Susceptancia en secuencia directa (μS).

Resistencia en secuencia homopolar (Ω).

Reactancia en secuencia homopolar (Ω).

Susceptancia en secuencia homopolar (μS).

4. Datos del transformador de conexión a la red: Ver transformadores de transporte.

5. Datos de la línea de evacuación (en su caso): Ver líneas de transporte.

6. Datos de las protecciones:

6.1 Protecciones del parque: Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

6.2 Protecciones asociadas a la interconexión:

Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de Criterios Generales de Protección.

Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de la red.

6.3 Teledisparo ante contingencias en la red:

Capacidad de teledisparo (SI/NO).

Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal (indicar también tiempos de apertura de interruptor).

Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

Información complementaria que deberán facilitar los productores conectados a la red de transporte para el servicio complementario de control de tensión de la red de transporte

Transformador de salida de grupo:

Posiciones de tomas más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

En el caso de grupos reversibles generador/motor, los datos susceptibles de ello se especificarán para ambos modos de funcionamiento.

En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos mediante desanegado del rodete de la turbina/bomba se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y los tiempos requeridos para llevar a cabo estas acciones.

Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del agente productor propietario del grupo.

SISTEMA DE TRANSPORTE Y RED COMPLEMENTARIA

Subestaciones

Nombre de la subestación.

Domicilio. Municipio, código postal y provincia.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Parques

Nombre de la subestación.

Tensión (kV).

Configuración.

Propietario de cada posición.

Propietario de cada barra.

Intensidad máxima de cortocircuito admisible de los distintos elementos del parque.

Poder de corte nominal en cortocircuito de los interruptores.

Esquemas unifilares de protección y medida.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Líneas

Denominación de línea.

Parques extremos de la línea.

Número de circuito y longitud en km.

Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramos del mismo con características homogéneas.

Resistencia de secuencia directa (Ω).

Reactancia de secuencia directa (Ω).

Susceptancia de secuencia directa (μS).

Resistencia de secuencia homopolar (Ω).

Reactancia de secuencia homopolar (Ω).

Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Límites térmicos permanentes de conductor/aparamenta, en MVA:

Verano.

Otoño.

Invierno.

Primavera.

Temperatura máxima de diseño del conductor ($^{\circ}\text{C}$).

Longitud en apoyos compartidos, en su caso.

Configuración de la línea.

Conductor: Denominación/material/sección total (mm^2).

Hilo de tierra: Denominación/material/sección total (mm^2).

Número de conductores por fase.

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Transformadores

El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores conectados entre red de transporte, red complementaria y red observable. Los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables se tratan bajo el epígrafe «Instalaciones de consumo».

Nombre de la subestación y parque del nivel de tensión más alto.

Número de orden.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión en la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de conexión a la red.

Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.

Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador/transformador, circuito magnético (n.º de columnas).

Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).

Tipo de refrigeración.

Tensión nominal de cada arrollamiento (kV).

Tensión máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).

Grupo de conexión.

Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática.

Número de tomas en cada arrollamiento y extensión de tomas (%). Número de la toma principal (correspondiente a la tensión nominal del transformador), de la toma habitual (regulación en vacío) y de la toma máxima.

Relación de transformación entre primario y secundario para cada una de las posibles tomas del transformador o autotransformador.

Pérdidas en el transformador:

Pérdidas debidas a la carga entre cada pareja de arrollamientos (kW).

Pérdidas en vacío (kW).

Pérdidas en los equipos auxiliares (kW).

Tensión de cortocircuito entre cada pareja de arrollamientos en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (%).

Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima, en su caso (% en base máquina).

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Elementos de control de potencia activa o reactiva

Los ítems que forman la base de datos para los elementos más comunes de compensación de energía reactiva son los siguientes:

Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.

Tipo (Reactancia o Condensador o Estática; se replicará la información en caso de elementos con posibilidades de compensación inductiva y capacitiva).

Número de orden.

Tensión nominal (kV).

Potencia nominal (MVAR).

Tensión de conexión (kV).

Situación (barras o terciario de transformador).

Propietario.

Pérdidas en el hierro (kW).

Pérdidas en el cobre (kW).

Pérdidas totales incluidas adicionales (kW).

Tipo de conexión.

Número de escalones.

Para cada escalón:

N.º de bloques.
Potencia nominal de cada bloque (MVAr).
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

En el caso de compensación estática: las características del transformador de conexión a la red, tensión nominal del equipo compensador, característica V/I del sistema de compensación, y esquema de bloques del regulador de tensión con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. Esta información se aportará mediante modelo compatible con PSS/E, bien de la librería propia de la aplicación, bien como modelo de usuario suministrando el código de su programa fuente en lenguaje FLECS.

En el caso de elementos de control de potencia activa, se facilitarán los datos asociados en función de la configuración correspondiente.

Protecciones: ver epígrafe «Protecciones».

Instalaciones de consumo

El presente epígrafe es de aplicación a los transformadores que alimentan cargas y los conectados a redes no observables. Los transformadores conectados entre red de transporte, red complementaria y red observable se tratan bajo el epígrafe «Transformadores».

Denominación de la instalación.
Número de orden.

Localización geográfica (solicitudes de acceso a la red de transporte o a la red de distribución con influencia en la red de transporte): planos (detalle mínimo de situación particular E 1:50.000 y de situación general E 1:200.000) y distancias significativas (a líneas y nudos de conexión a la red).

Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de conexión a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 100 kV con influencia en la red de transporte).

Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de conexión.

Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de conexión a la red.

Propietario.
Domicilio de la instalación. Municipio, código postal y provincia.
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
Tipo de carga (red de distribución, servicios auxiliares, consumidor).
Subestación y parque de conexión a la red (Nombre, kV).
Configuración general de la instalación, modularidad y flexibilidad de funcionamiento.

Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento y otras causas (índices anuales y estacionales si procede).

Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVAr) en el punto de conexión a la red en las situaciones horarias y estacionales significativas, así como energía estimada anual.

Transformador de conexión a la red:

Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
Grupo de conexión.
Tipo de regulación en cada arrollamiento (carga o vacío). Posibilidad de regulación automática.
Pérdidas debidas a la carga (kW).
Tensión de cortocircuito (%).
Impedancia homopolar (% en base máquina).

Características principales de composición de la carga (si procede):

Proporción asimilable a carga de potencia constante.
Proporción asimilable a carga de impedancia constante.
Proporción asimilable a carga de intensidad constante.

Características y ajuste del relé de frecuencia. Este punto es adicional a los recogidos bajo en epígrafe «Protecciones»:

Frecuencia: rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
Temporización: rango de ajuste y valor de ajuste (s).
Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.

Control de tensión:

Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento por el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y justificación.

Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:

Tensión nominal (kV).
Potencia del horno (MVA).
Compensación de reactiva: tipo y potencia nominal (MVAr).

Información adicional para hornos de arco en corriente continua:

Tensión nominal (kV).
Potencia de rectificación (MW).
Número de pulsos.
Compensación de reactiva: tipo y potencia nominal (MVAr).
Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVAr).

Información adicional para cargas desequilibradas:

Tensión nominal (kV).
Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.

Línea de evacuación (en su caso):

Número de circuitos y longitud en km.
Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
Tensión nominal de funcionamiento y máxima de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramo del mismo con características homogéneas.
Resistencia de secuencia directa (Ω).
Reactancia de secuencia directa (Ω).
Susceptancia de secuencia directa (μS).
Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Protecciones

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección (de acuerdo con el procedimiento por el que se establecen los criterios generales de protección). Indicar particularidades, en su caso.

Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.

Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SI/NO) con las protecciones de otros elementos.

Esquema unifilar de protección y medida.

Relés 86: desglose, indicando para cada uno si es o no telemandado.
Acopladores de red o teleacopladores:

Tiempo que se mantiene la búsqueda de condiciones de cierre a partir de la orden dada (min)

Modo redes acopladas:

Diferencia de frecuencias máxima (Hz).

Diferencia angular máxima ($^{\circ}$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal.

Modo redes desacopladas:

Diferencia máxima de frecuencia para la que se permite el cierre (Hz).
Diferencia máxima de tensiones de línea para la que se permite el cierre (kV).

Relés de sincronismo:

Diferencia máxima de frecuencias (Hz).
Diferencia angular máxima ($^{\circ}$) que permite el cierre para las siguientes diferencias en el módulo de las tensiones de línea: nula, del 10% y del 20% de la tensión nominal.

Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.

Límite de sobrecarga:

Independientemente de que el elemento esté dotado de un relé específico de disparo por sobreintensidad de fase, se deberá conocer la máxima capacidad de transporte de potencia activa en condiciones equilibradas antes del disparo, para la tensión nominal y 0,95 p.u., y factores de potencia 0,8, 0,9 y 1.

Notas:

1.—Los valores que se dejen en blanco se supondrá que son mayores del doble del límite térmico estacional de invierno del elemento que protege.

2.—Si fuese necesario se distinguirá entre factor de potencia inductivo y capacitivo.

Relés de mínima tensión.
Existencia (SI/NO).
Activo (SI/NO).
Ajustes (kV, s).
Lógica de disparo.

Protecciones de sobretensión:

Existencia (SI/NO).
Ajustes (kV, s).

Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

Reenganche de líneas:

Posición del reenganchador en condiciones normales de operación (no activo/mono/mono+tri/tri).

Extremo que lanza tensión en el reenganche trifásico.
Supervisión de sincronismo en el reenganche trifásico (SI/NO).

Teledisparo de líneas:

Teledisparo ante apertura voluntaria, y su selección en condiciones normales de operación, en su caso (NO/activo/inactivo).

Teledisparo ante apertura de interruptor (SI/NO).

Teledisparo de protecciones (SI/NO). Indicar qué protecciones lo activan, en su caso.

RED OBSERVABLE

Subestaciones

Nombre de la subestación.
Domicilio. Municipio, código postal y provincia.
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Parques

Nombre de la subestación.
Tensión (kV).
Configuración.
Propietario de cada posición.
Propietario de cada barra.
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

Líneas

Denominación de línea.
Parques extremos de la línea.
Número de circuito y longitud en km.
Propietario o conjunto de propietarios y participación, en su caso.
Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
Resistencia de secuencia directa (Ω).
Reactancia de secuencia directa (Ω).
Susceptancia de secuencia directa (μS).
Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
Susceptancia de secuencia homopolar (μS).

Transformadores

Los transformadores conectados a la red de transporte y a la red complementaria se tratan en el capítulo de «Sistema de Transporte y Red Complementaria».

ANEXO 2

Información que se enviará a red eléctrica en tiempo real

Red de transporte y red observable interruptores

Señalizaciones:
Posición de los interruptores.

Seccionadores

Señalizaciones:
Posición de los seccionadores.

Líneas

Medidas:
Potencia activa.
Potencia reactiva.
Tensión de línea.

Transformadores (incluye transporte, generación y consumo) y reactancias

Señalizaciones:
Posición de los interruptores.
Posición de los seccionadores.
Control automático de tensión (sólo transformadores).

Medidas:
Potencia activa primario de transformador.
Potencia reactiva primario de transformador.
Potencia activa secundario de transformador.
Potencia reactiva secundario de transformador.
Potencia reactiva terciario de transformador.
Toma del regulador en carga (sólo transformadores).
Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores).
Potencia reactiva en reactancias.

Acoplamiento de barras

Señalizaciones:
Posición de los interruptores.
Posición de los seccionadores.

Medidas:
Potencia activa.
Potencia reactiva.

Barras

Medidas:
Tensión por sección de barra.
Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas.

Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación

Señalizaciones:
Estado local/remoto de regulación del grupo.
Tipo de regulación, control/no control.

Grupos térmicos:

Medidas:
Potencia activa en alta del transformador de máquina.
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.
Potencia activa en baja del transformador de máquina.
Potencia reactiva en baja del transformador de máquina.
Tensión de generación.

Grupos hidráulicos

Medidas:
Potencia activa en alta del transformador de máquina.
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.

Grupos de bombeo puro

Medidas:

Potencia activa en alta del transformador de máquina.
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina.
Cota de embalse.

Grupos eólicos

Medidas:

Potencia activa en alta agrupada por parque eólico.
Potencia reactiva en alta agrupada por parque eólico.

Régimen especial superior a 5 MW

Medidas:

Potencia activa.
Potencia reactiva.

Compensadores sincronicos y condensadores

Señalizaciones:

Estado de conexión.

Medidas analógicas:

Potencia reactiva.
Tensión.

ANEXO 3

Informes de incidencias

Los contenidos que deben incluirse en el informe sobre una incidencia son los que resulten de aplicación de entre los que se enumeran a continuación:

- a) Fecha y hora de la incidencia.
- b) Instalaciones de transporte y/o elementos del sistema eléctrico directamente involucradas en la incidencia (y no únicamente afectadas por la incidencia), duración de la pérdida de servicio (con indicación de si se trata de dato o previsión).
- c) Afectación directa al mercado: ubicación y número de clientes afectados, demanda (en MW) interrumpida y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión).
- d) Afectación a la generación: grupo o grupos afectados, generación interrumpida (MW) y duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Daños constatados.
- e) Descripción de la incidencia (cronología de eventos, actuación de sistemas de protección y automatismos,...).

6842

RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se certifica un captador solar, marca «Isofotón», modelo Ferroli Ecounit, fabricado por Isofotón, Sociedad Anónima.

El captador solar Garol I fabricado por Isofotón, Sociedad Anónima, fue certificado por Resolución de fecha 7 de enero de 2004 con la contraseña de certificación NPS-0104,

Recibida en la Dirección General de Política Energética y Minas la solicitud presentada por Ferroli España, Sociedad Anónima, con domicilio social en Alcalde Cobo Calleja, s/n, Polígono Industrial Villayuda, 08080 Burgos, para la certificación del citado captador solar con una denominación comercial diferente pero con las mismas características técnicas.

Habiendo sido presentado escrito por parte del fabricante en el que autoriza a que se contemple la nueva marca comercial para Ferroli,

Esta Dirección General ha resuelto certificar el citado producto con la contraseña de certificación NPS-0804 y con fecha de caducidad 7 de enero de 2007, definiendo como características técnicas del modelo o tipo certificado las que se indican a continuación, debiendo el interesado presentar, en su caso, el certificado de conformidad de la producción ante del 7 de enero de 2007.

Esta certificación se efectúa en relación con la disposición que se cita y por tanto el producto el producto deberá cumplir cualquier otro Reglamento o disposición que le sea aplicable.

El incumplimiento de cualquiera de las condiciones fundamentales en las que se basa la concesión de esta certificación dará lugar a la suspensión cautelar automática de la misma, independientemente de su posterior anulación, en su caso, y sin perjuicio de las responsabilidades legales que de ello pudieran derivarse.

Contra esta Resolución, que pone fin a la vía administrativa, cabe interponer, potestativamente, el recurso de reposición en el plazo de un mes contado desde el día siguiente al de notificación de esta Resolución, ante el Secretario de Estado de Economía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, previo al contencioso-administrativo, conforme a lo previsto en el artículo 116.1 de la Ley 4/1999 de 14 de enero, que modifica la Ley 30/1992 de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Marca: «Isofotón».

Modelo: Ferroli Ecounit.

Características:

Material absorbente: Chapa y parrilla de tubos.

Tratamiento superficial: Pintura negra mate.

Superficie útil: 1,88 m².

Lo que se comunica a los efectos oportunos.

Madrid, 17 de marzo de 2004.—La Directora General, Carmen Becerril Martínez.

6843

RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se certifica un captador solar, marca «Isofotón», modelo Ferroli Ecounit Plus, fabricado por Isofotón, Sociedad Anónima.

El captador solar Isonox II fabricado por Isofotón, Sociedad Anónima, fue certificado por Resolución de fecha 28 de agosto de 2001 con la contraseña de certificación NPS-1901.

Recibida en la Dirección General de Política Energética y Minas la solicitud presentada por Ferroli España, Sociedad Anónima, con domicilio social en Alcalde Cobo Calleja, s/n, Polígono Industrial Villayuda, 08080 Burgos, para la certificación del citado captador solar con una denominación comercial diferente pero con las mismas características técnicas.

Habiendo sido presentado escrito por parte del fabricante en el que autoriza a que se contemple la nueva marca comercial para Ferroli,

Esta Dirección General ha resuelto certificar el citado producto con la contraseña de certificación NPS-0704 y con fecha de caducidad 28 de agosto de 2004, definiendo como características técnicas del modelo o tipo certificado las que se indican a continuación, debiendo el interesado presentar, en su caso, el certificado de conformidad de la producción ante del 28 de agosto de 2004.

Esta certificación se efectúa en relación con la disposición que se cita y por tanto el producto el producto deberá cumplir cualquier otro Reglamento o disposición que le sea aplicable.

El incumplimiento de cualquiera de las condiciones fundamentales en las que se basa la concesión de esta certificación dará lugar a la suspensión cautelar automática de la misma, independientemente de su posterior anulación, en su caso, y sin perjuicio de las responsabilidades legales que de ello pudieran derivarse.

Contra esta Resolución, que pone fin a la vía administrativa, cabe interponer, potestativamente, el recurso de reposición en el plazo de un mes contado desde el día siguiente al de notificación de esta Resolución, ante el Secretario de Estado de Economía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, previo al contencioso-administrativo, conforme a lo previsto en el artículo 116.1 de la Ley 4/1999 de 14 de enero, que modifica la Ley 30/1992 de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Marca: «Isofotón».

Modelo: Ferroli Ecounit Plus.

Características:

Material absorbente: Cobre.

Tratamiento superficial: Superficie selectiva.

Superficie útil: 1,88 m².

Lo que se comunica a los efectos oportunos.

Madrid, 17 de marzo de 2004.—La Directora General, Carmen Becerril Martínez