

## Prioridad: Fomento autoempleo y creación empresas

Entidad	Programa subvencionado	Importe — Pesetas
Coordinadora de Organizaciones de Agricultores y Ganaderos-Iniciativa Rural.	Creación y funcionamiento de cooperativas.	2.300.000
Fundación Laboral WWB en España.	Mantenimiento asistencia técnica autoempleo.	1.400.000
	X Feria de la Mujer Emprendedora.	4.000.000
Organización de Mujeres Empresarias y Gerencia Activa (OMEGA).	Gabinete jurídico.	2.600.000



En la página 36038, última línea de la prioridad: Inserción social mujeres en situación especial, donde dice: «Intercambios culturales entre españoles y emigrantes», debe decir: «Intercambios culturales entre españolas e inmigrantes».

## MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGÍA

447

*RESOLUCIÓN de 18 de diciembre de 1998, de la Secretaría de Estado de Industria y Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico.*

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

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

De acuerdo con lo anterior y previo informe de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

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

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

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

Madrid, 18 de diciembre de 1998.—El Secretario de Estado, José Manuel Serra Peris.

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

### PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

El presente documento contiene los siguientes procedimientos:

P.O.—2.1 Previsión de la demanda.

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

P.O.—8.2 Operación de la red.

P.O.—8.3 Control de las tensiones en la red.

P.O.—9.1 Base de datos estructurales del sistema eléctrico.

P.O.—9.3 Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real.

P.O.—9.5 Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico.

P.O.—2.1

#### Previsión de la demanda

##### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es especificar las previsiones de la demanda que debe hacer el Operador del Sistema (OS) en los diversos horizontes temporales, con el objeto de facilitar dichas previsiones a los agentes del mercado y al Operador del Mercado.

##### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), al Operador del Mercado (OM) y a los Agentes del Mercado (AM).

##### 3. Previsión anual

El OS elaborará y publicará mensualmente, antes del día 25 de cada mes, una previsión anual de la demanda de energía en barras de central a lo largo de un horizonte anual móvil, con desglose semanal e indicación de las puntas máximas de demanda en laborable y festivo. Por su parte, los AM comunicarán al OS aquellos hechos relevantes o singularidades puntuales que consideren significativas respecto a sus demandas.

##### 4. Previsión semanal

La previsión semanal 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 trece horas, el OS elaborará y publicará una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, que abarcará los siete días siguientes.

##### 5. Previsión diaria

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

El OS elaborará y publicará una previsión de la demanda de energía horaria en barras de central, noventa minutos antes de la hora de cierre del mercado diario, que abarcará las veinticuatro horas del día siguiente.

Esta previsión de la demanda diaria correspondiente al día en curso y al día siguiente se actualizará noventa minutos antes del cierre de cada sesión del mercado intradiario.

P.O.—3.6

#### Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción

##### 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 el Operador del Sistema (OS) realice una adecuada programación de las unidades de producción, y confirme 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 pueda efectuar las liquidaciones correspondientes a la retribución por garantía de potencia.

##### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento debe ser aplicado por el Operador del Sistema (OS), el Operador del Mercado (OM) y los productores.

### 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

Las empresas propietarias de las unidades de producción son responsables de comunicar al OS 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 del OS.

### 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:

1. 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.

2. El período de indisponibilidad es el comprendido entre el instante en que ésta se inicia y aquel en que finaliza. La finalización de una indisponibilidad no se considerará efectiva hasta que ésta sea comunicada al OS. En consecuencia, la comunicación de disponibilidad de una unidad de producción no tendrá efecto retroactivo.

3. 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.

4. 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.

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.

5. 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 del OS.

6. La disponibilidad de una unidad de producción no se verá afectada cuando no existan medios suficientes en la red que posibiliten la evacuación de la potencia de dicha unidad de producción, estando ésta en condiciones de generales.

### 6. Procedimiento de actuación

Tan pronto como una unidad de producción quede o vaya a quedar indisponible, la empresa propietaria correspondiente lo comunicará al OS vía Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS) mediante el correspondiente fichero, para posibilitar su posterior tratamiento informático.

La información contenida en este fichero será:

- Unidad indisponible.
- Fecha y hora de inicio de la indisponibilidad.
- Fecha y hora prevista para la normalización.
- Fecha y hora real de la finalización.
- Potencia neta disponible.
- Causa de la indisponibilidad.

Esta información deberá ser actualizada por la empresa propietaria de la unidad mediante la incorporación de la mejor previsión disponible en cada momento.

1. Tras recibir la declaración de una indisponibilidad, siempre que su consideración sea compatible con el horario de publicación del PHO contemplado en los Procedimientos de Operación, el OS modificará la programación de la unidad afectada en el siguiente PHO que deba ser publicado, 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 publicación 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 publicado con anterioridad.

2. Previamente al inicio de las sesiones del mercado diario e intradiario, el OS comunicará los datos relativos a las indisponibilidades al OM mediante la transmisión del fichero existente al efecto en el SIOS. Si se produjese alguna modificación de indisponibilidad posteriormente, el agente comunicará, vía SIOS, la citada modificación al OS y éste, a su vez, al OM antes del cierre de la correspondiente sesión del mercado.

3. Si mediante la asignación de gestión de desvíos o en las sesiones del Mercado Intradiario (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.

4. La declaración de indisponibilidad y la correspondiente modificación del PHO no eximirá a la empresa propietaria de la unidad de producción afectada de la responsabilidad de participar, en la medida que le corresponda, en los costes originados.

5. El OS informará a la CNSE de los incumplimientos que observe por falta de comunicación de los datos de indisponibilidad por parte de las empresas propietarias de las instalaciones o errores en la información transmitida.

P.O.—8.2

## Operación de la red

### 1. Objeto

Este procedimiento tiene por objeto establecer las actuaciones para la operación de las instalaciones de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema (OS) en los diferentes estados en que puede encontrarse el sistema eléctrico en relación con su seguridad.

### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), a las empresas transportistas, generadores, gestores de distribución y consumidores directamente conectados a la red.

### 3. Estados posibles del sistema

De acuerdo con lo indicado en el P.O.—1.1 se pueden distinguir cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

- Estado normal.
- Estado de alerta.
- Estado de emergencia.
- Estado de reposición.

### 4. Operación en estado normal

En esta situación, la operación de la red debe estar dirigida a mantenerla en un punto de funcionamiento que garantice los márgenes de seguridad, mediante la aplicación de los planes de control de tensión y la vigilancia de las consecuencias que para el sistema puedan tener las posibles contingencias.

Si una empresa transportista toma la iniciativa de efectuar una maniobra, deberá proponerla previamente al OS quien, una vez analizada, dará su conformidad si procede.

Si la iniciativa de la maniobra procede del OS, dará las instrucciones oportunas a la empresa propietaria de la instalación, o, en su caso, a la que tenga asignada la operación de dicha instalación. Si la empresa que opere dicha instalación advirtiere algún inconveniente para la maniobra deberá comunicarlo de inmediato.

Cualquier maniobra a efectuar en la red deberá ser propuesta previamente al OS, excepto las que sean necesarias, en casos de riesgo, para la seguridad de las personas o las instalaciones, debiendo informar al OS posteriormente y en el plazo más breve posible.

El OS deberá verificar permanentemente el cumplimiento de los criterios de seguridad de la red, previstos en el procedimiento P.O.—1.1, con objeto de que, en caso de detectarse un riesgo para la seguridad del sistema, pueda tomar las medidas oportunas con la anticipación suficiente.

### 5. Operación en estado de alerta

En esta situación todas las maniobras que se lleven a cabo en la red estarán encaminadas a devolver al sistema a su estado normal o a mitigar las consecuencias que pudieran derivarse de una evolución desfavorable del estado del sistema. Para ello el OS determinará las acciones más adecuadas sobre la topología de la red y el estado de la generación, y solicitará a las empresas responsables de las instalaciones la ejecución de las maniobras necesarias.

El proceso de detección y corrección de una situación de alerta es el siguiente:

Evaluación de los riesgos potenciales que se derivarían si se produjesen dichas contingencias.

Identificación y análisis de las posibles acciones correctoras y preventivas.

Aplicación de las acciones correctoras o preventivas requeridas.

5.1 Evaluación de los riesgos potenciales: Una vez determinadas las contingencias que provocarían las violaciones de los límites establecidos en los criterios de seguridad, se identificarán, para cada una de ellas, las posibles repercusiones sobre el sistema eléctrico.

Se asignará un nivel de riesgo especial a aquellas contingencias que lleven asociados incidentes de gran amplitud con unas consecuencias potenciales muy importantes, al poder dar lugar a:

Un incidente generalizado (desconexiones en cadena, colapso de tensión, pérdida de estabilidad que pueda conducir a la pérdida de una gran parte del sistema, etc.)

Un incidente de gran amplitud (el que sin llegar a degenerar en un incidente generalizado, puede afectar, sin embargo, a un volumen muy importante de mercado).

En la evaluación de riesgo de cada contingencia se prestará especial atención a las circunstancias que puedan incrementar la probabilidad de ocurrencia de la contingencia analizada.

Se tendrán en cuenta así, entre otras circunstancias, las siguientes:

Condiciones climatológicas adversas (tormentas, viento, nieve, etc.)

Riesgo de incendios que puedan afectar a las instalaciones.

Problemas identificados en equipos de las instalaciones.

Alerta especial frente a sabotajes.

5.2 Identificación y análisis de las posibles acciones preventivas y correctoras: En todos aquellos casos en los que las consecuencias potenciales de las contingencias sean un incidente generalizado o de gran amplitud, se deberá elaborar un plan de salvaguarda para reducir estas consecuencias cuanto sea posible.

En estos planes de salvaguarda se identificarán, para cada una de las contingencias que planteen problemas graves para la seguridad del sistema, las acciones correctoras de explotación que deberían aplicarse llegado el caso (redespacho de generación, utilización de regulación terciaria, reposición de emergencia de elementos en descargo, modificación de los programas de intercambio internacional, aplicación de interrumpibilidad, etc.), para garantizar la seguridad del sistema.

En los casos en que la seguridad del sistema frente a contingencias pueda ser controlada de forma rápida mediante la aplicación de medidas correctoras post-contingencia (redespacho del equipo generador, aplicación de interrumpibilidad, etc.), no será preciso tomar medidas preventivas más costosas.

Cuando las contingencias puedan provocar un incidente generalizado o un incidente de gran amplitud y las posibles acciones correctoras post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo razonablemente corto, como sería el caso de requerirse la conexión de un nuevo grupo térmico, será necesario adoptar medidas preventivas. Estas medidas podrían ser el acoplamiento de nuevas unidades de producción no incluidas en el programa de producción, la modificación de los programas de intercambio internacional previstos, etc. Cuando sean posibles varias soluciones, se elegirá aquella que introduzca un menor sobrecoste.

5.3 Aplicación de las acciones preventivas y correctoras: Cuando la seguridad del sistema frente a contingencias que puedan provocar un incidente generalizado o de gran amplitud, no pueda ser controlada mediante la aplicación de medidas correctoras post-contingencia y se exija, por ello, la adopción de medidas preventivas, éstas deberán aplicarse lo antes posible, en particular si concurren circunstancias especiales que incrementen la probabilidad de ocurrencia de contingencias.

En el caso de producirse una de estas contingencias, se deberán aplicar lo antes posible las medidas correctoras correspondientes, para devolver cuanto antes el sistema al estado de funcionamiento normal. Cuando exis-

tan circunstancias particulares, que puedan incrementar la probabilidad de ocurrencia de una nueva contingencia, se deberán hacer efectivas las medidas correctoras con la mayor brevedad posible.

Una vez tomada por parte del OS la decisión de ejecución de las medidas antes reseñadas dará las instrucciones oportunas a las empresas afectadas, quienes deberán responsabilizarse de su rápido cumplimiento.

Si surgiere alguna dificultad en la puesta en práctica de dichas instrucciones, las empresas responsables comunicarán al OS esta circunstancia a la mayor brevedad posible.

### 6. Operación en estado de emergencia

Durante la operación, en el caso de entrar en un estado de emergencia, el OS atenderá prioritariamente al restablecimiento urgente de la seguridad hasta devolver el sistema a su estado normal.

En esta situación, el OS tomará las medidas que estime necesarias, actuando sobre el sistema de producción y transporte, para conseguir de la forma más rápida posible que los parámetros de tensión, carga y frecuencia vuelvan a su estado normal.

Asimismo, en el caso de producirse, con carácter local, alguna interrupción del suministro eléctrico motivado por un incidente en la red gestionada, el OS deberá coordinar con los despachos de los agentes afectados, la reposición del servicio.

### 7. Operación en estado de reposición

En estas condiciones el OS, con el concurso de las empresas transportistas y, en su caso, productores y gestores de distribución, dispondrá las actuaciones sobre los elementos de la red en la forma siguiente:

De acuerdo con los Planes de Reposición del Servicio (PRS) correspondientes, cuando éstos sean de aplicación por las características y/o extensión del incidente, pudiendo el OS complementarlos o modificarlos sobre la marcha cuando las circunstancias así lo aconsejen. En este caso, el OS activará el Plan de Reposición que corresponda.

Si no existe un PRS específico, el OS dirigirá la reposición dando las instrucciones necesarias a los distintos transportistas y, en su caso los productores y gestores de distribución, basando sus decisiones en su propia experiencia y en las herramientas y ayudas de que disponga.

El proceso de reposición será coordinado y dirigido en todo momento por el OS.

Una vez detectada la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad del sistema eléctrico (cero nacional), el OS atenderá prioritariamente, a la reposición urgente del suministro eléctrico en la zona afectada.

El OS deberá poner en conocimiento de las administraciones competentes la existencia de la perturbación e informarles de su evolución. Asimismo, informará de su existencia a la CNSE, al OM y a los agentes del sistema.

Cuando el sistema se encuentre en estado de reposición, el primer objetivo será mantener, o recuperar en su caso, la continuidad de las interconexiones con Francia. Para ello, el OS tomará las medidas que sean precisas para eliminar las condiciones de operación que pongan en riesgo la continuidad de las interconexiones. Tomará, asimismo, las medidas necesarias para conseguir, lo antes posible, el equilibrio carga-generación en el sistema, evitando con ello el uso prolongado del apoyo que puede suministrar el sistema interconectado europeo a través de estas líneas.

En caso necesario, el operador del sistema activará los Planes de Reposición del Servicio y dará las instrucciones necesarias para afrontar el estado de reposición, coordinando su aplicación hasta devolver el sistema al estado normal de operación.

En esta situación, es de singular importancia asegurar de forma prioritaria la alimentación de los servicios auxiliares de las centrales nucleares. También se deberá suministrar energía lo antes posible a los servicios auxiliares del resto de generadores térmicos e hidráulicos.

Se suspenderán los descargos en curso que puedan tener incidencia en el proceso de reposición.

Si procede, se anularán los programas de intercambio con otros países y se solicitará apoyo de sus sistemas eléctricos en los términos indicados en los correspondientes procedimientos acordados con ellos.

Se tomarán las medidas precisas que aseguren el correcto funcionamiento de los sistemas informáticos, las vías de comunicaciones y la alimentación eléctrica a los centros de control e instalaciones vitales.

Si un centro de control hubiere quedado inhabilitado para operar, será su centro de control de reserva quien asuma temporalmente las funciones de aquél, informando de esta eventualidad al OS.

Cada centro de control alertará a los retenes de las diferentes instalaciones y servicios para posibilitar una intervención rápida.

P.O.—8.3

### Control de las tensiones en la red

#### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer los criterios generales para el control de la tensión en los nudos de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema (OS).

#### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento de operación aplica a todos los elementos de la red gestionada y afecta al Operador del Sistema (OS), a los productores, transportistas, gestores de distribución y consumidores conectados directamente a la red.

#### 3. Elementos de control

Los medios utilizables para el control de las tensiones en los nudos de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema (OS) son los siguientes:

Generación y absorción de potencia reactiva por las unidades de generación, grupos de bombeo, y compensadores síncronos en barras de subestación.

Reguladores de los transformadores.

Elementos de compensación de reactiva conectados en la red gestionada o conectados en los arrollamientos terciarios de transformadores pertenecientes a la misma.

Maniobra de líneas de la red gestionada

#### 4. Actuaciones para el control de las tensiones

El OS deberá supervisar permanentemente que los niveles de tensión en los nudos de la red bajo gestión técnica sean los adecuados para garantizar los niveles de seguridad y fiabilidad establecidos, de acuerdo con los procedimientos P.O.—1.1 y P.O.—1.3.

El OS impartirá instrucciones a los productores y transportistas, y solicitará de los gestores de distribución y consumidores conectados directamente a la red gestionada la utilización adecuada de los medios que tengan disponibles para este fin, asegurando la aplicación de criterios coherentes. En aquellos casos en que sea necesario, tomará acciones preventivas para mantener la tensión en los límites aceptables, modificando, si fuera preciso, el perfil de tensiones preestablecido.

Las empresas propietarias de elementos de control de tensión deberán informar al OS, a la mayor brevedad posible, de cualquier circunstancia que pueda afectar a la disponibilidad de los elementos de generación o absorción de potencia reactiva y de control de tensión de su propiedad.

P.O.— 9.1

### Base de datos estructurales del sistema eléctrico

#### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es definir el contenido y los procesos de actualización permanente de la Base de Datos Estructurales (BDE) del sistema eléctrico necesarios para que el Operador pueda realizar la operación y efectuar los estudios de funcionamiento del sistema eléctrico.

#### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento debe ser aplicado por el OS, las empresas transportistas, las empresas generadoras, los distribuidores y otros agentes conectados a la red de transporte. Aplica a las instalaciones de la Red Gestionada y la Red Observable, así como a los grupos generadores conectados a ellas.

#### 3. Responsabilidades

El OS es responsable del mantenimiento de la BDE del sistema. Los agentes productores, transportistas y los gestores de distribución vendrán obligados a facilitar la información necesaria de los elementos de su propiedad para mantener el contenido de la BDE actualizada y fiable. Los contenidos específicos, formatos y procedimientos de acceso a esta BDE serán definidos por el OS.

Los gestores de distribución solicitarán a los generadores en régimen especial de su ámbito la información necesaria y la facilitarán al OS.

#### 4. Estructura de la base de datos

La BDE incluirá los registros de todos los elementos en operación. Igualmente se incluirán los registros de elementos en proyecto y construcción, con los valores disponibles, si bien éstos se considerarán provisionales hasta su puesta en operación. Estos últimos registros se darán de alta para dar cobertura a las necesidades de estudios de previsión.

El contenido de la BDE responde a la siguiente estructura:

Sistema de Producción.

Grupos hidráulicos.

Embalses.

Unidades de producción térmica.

Unidades de producción en régimen especial.

Sistema de Transporte.

Subestaciones.

Parques.

Líneas.

Transformadores.

Sistemas de compensación de energía reactiva.

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

#### 5. Proceso de carga inicial

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

El OS cumplimentará los campos contenidos en las citadas fichas con toda la información disponible y las pondrá a disposición de cada agente.

Los agentes 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, el OS transferirá a la BDE la información contenida en ellas.

#### 6. 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 detectado un valor erróneo en algún campo.

Por haberse producido modificaciones de diseño en algún elemento.

Por dar de alta o de baja algún elemento.

El OS pondrá periódicamente a disposición de cada agente los datos de los elementos de su propiedad recogidos en la base de datos con objeto de que los agentes puedan comprobar la correspondencia con los datos reales de las instalaciones y, en su caso, comunicar al OS las modificaciones necesarias a introducir.

#### 7. Confidencialidad de la información

Los datos relativos a las instalaciones de la red de transporte tendrán el carácter de públicos y accesibles para los agentes.

### ANEXO

#### Estructura de la base de datos

##### 1. Sistema de Producción

###### 1.1 Grupos Hidráulicos.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre de la Central.

Número del Grupo.

Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece.  
 Código del Agente de Mercado.  
 Río en el que está la central.  
 Municipio.  
 Provincia.  
 Subestación/parque a la que se conecta a la red (Nombre/kV).  
 Potencia aparente en bornes del alternador (MVA).  
 Potencia bruta instalada de turbinación (MW).  
 Potencia instalada de bombeo (MW).  
 Mínimo técnico bruto (MW).  
 Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Regulación primaria (SI/NO).  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 5 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 30 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Regulación secundaria (SI/NO).  
 Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje inverso ( ).  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como inverso.  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como inverso.  
 Constante de inercia(s) del conjunto máquina eléctrica, excitatriz y turbina.  
 Capacidad de arranque autónomo (SI/NO).  
 Caudal máximo de turbinación ( $m^3/s$ ).  
 Caudal de bombeo ( $m^3/s$ ).  
 Coeficiente energético máximo ( $kWh/m^3$ ).  
 Coeficiente energético mínimo ( $kWh/m^3$ ).  
 Salto bruto máximo (m).  
 Salto bruto mínimo (m).  
 Tipo de turbina.  
 Tipo de grupo (Reversible/Convencional).  
 Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).  
 Transformador de grupo (ver transformadores de transporte).  
 Reactancia de Potier o de fuga.  
 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).  
 Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados.

Banda muerta del regulador de velocidad ( $\pm$  mHz).

### 1.2 Embalses.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre del embalse.  
 Unidad de Gestión Hidráulica.  
 Código de Agente de Mercado.  
 Río.  
 Capacidad energética máxima (MWh).  
 Volumen útil ( $hm^3$ ).  
 Cota máxima de explotación (m).  
 Cota mínima de explotación (m).  
 Tiempo de vaciado a plena carga (h).  
 Régimen de regulación (fluyente, semanal, anual, hiperanual).  
 Uso (Hidroeléctrico, Mixto).  
 Capacidad del aliviadero de superficie ( $m^3/s$ ).  
 Fecha de terminación.  
 Municipio.  
 Provincia.

### 1.3 Unidades Térmicas.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Código de la unidad de producción.  
 Código de Agente de Mercado.  
 Municipio.  
 Provincia.  
 Combustibles.  
 Subestación/parque a la que se conecta a la red (Nombre/kV).

Tensión nominal de generación (kV).  
 Máxima tensión de generación (kV).  
 Mínima tensión de generación (kV).  
 Potencia aparente instalada (MVA).  
 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).  
 Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Regulación primaria (SI/NO).  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 5 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 30 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Regulación secundaria (SI/NO).  
 Máxima rampa de arranque de programación (MW/min).  
 Máxima rampa de parada de programación (MW/min).  
 Máxima rampa ascendente de regulación terciaria (MW en 15 minutos).  
 Máxima rampa descendente de regulación terciaria (MW en 15 minutos).  
 Capacidad de generación sobre servicios auxiliares (SI/NO).  
 Tiempo mínimo de arranque en frío (min).  
 Tiempo mínimo de arranque en caliente (min).  
 Constante de inercia (s).  
 Reactancias no saturada síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje inverso ( ).  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como inverso.  
 Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como inverso.  
 Reactancia de Potier o de fuga.  
 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).

Se proporcionará el esquema de bloques de los reguladores de tensión-excitatriz, de velocidad-turbina y del sistema estabilizador de potencia (PSS) si cuentan con este último dispositivo. Asimismo se proporcionarán los valores correspondientes de los parámetros que en los esquemas estén representados.

Banda muerta del regulador de velocidad ( $\pm$  mHz).  
 Transformador de grupo (ver transformadores de transporte).  
 Capacidad de arranque autónomo o funcionamiento en isla.  
 Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

### 1.4 Unidades de producción en régimen especial.

#### 1.4.1 Unidades que no sean parques eólicos.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre de la central.  
 Potencia activa neta instalada (MW).  
 Potencia acogida al R.D (MW).  
 Potencia no acogida (MW).  
 Potencia aparente instalada (MVA).  
 Subestación/parque de conexión a la red (Nombre/kV).  
 Máxima generación de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVar).  
 Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar).  
 Regulación primaria (SI/NO).  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 5 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Máxima variación de carga (% nominal) en 30 seg. ante  $\Delta f=150$  mHz.  
 Tipo de central.  
 Combustible.  
 Tipo de potencia (eventual/garantizada).  
 Número de grupos.  
 Tipo de instalación según tipificación Real Decreto.  
 Salto (m).  
 Caudal máximo ( $m^3/s$ ).  
 Río.  
 Año final de la concesión.  
 Normativa aplicable.  
 Fecha de concesión en Régimen Especial.

Fecha del acta de puesta en marcha o baja (previsión, en su caso).  
 Domicilio de la central.  
 Población.  
 Provincia.  
 Compañía Distribuidora.  
 Propietario.

#### 1.4.2 Parques eólicos.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre de la central.  
 Potencia activa neta instalada (MW).  
 Potencia aparente del transformador principal (MVA).  
 Subestación/parque de conexión a la red (Nombre/kV).  
 Número de aerogeneradores.  
 Potencia nominal de cada aerogenerador.  
 Factor de potencia nominal de cada aerogenerador.  
 Compensación de reactiva total del parque.  
 Fecha de concesión en Régimen Especial.  
 Fecha del acta de puesta en marcha o baja (previsión, en su caso).  
 Domicilio de la central.  
 Población.  
 Provincia.  
 Compañía Distribuidora.  
 Propietario.

## 2. Sistema de Transporte

### 2.1 Subestaciones.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre de la subestación.  
 Municipio.  
 Provincia.  
 Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

### 2.2 Parques.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

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

### 2.3 Líneas.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

Nombre de línea.  
 Número de circuitos.  
 Tensión nominal de funcionamiento y máximo de servicio de cada circuito (y proyectada en caso de variación) para cada uno de los circuitos o tramo del mismo con características homogéneas.

Propietario.  
 Resistencia en secuencia directa ( $\Omega$ ).  
 Reactancia en secuencia directa ( $\Omega$ ).  
 Susceptancia en secuencia directa ( $\mu\text{S}$ ).  
 Resistencia en secuencia homopolar ( $\Omega$ ).  
 Reactancia en secuencia homopolar ( $\Omega$ ).  
 Susceptancia en secuencia homopolar ( $\mu\text{S}$ ).  
 Límites térmicos permanentes de conductor/aparamenta, en MVA:

Verano.  
 Otoño.  
 Invierno.  
 Primavera.

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

Longitud total o parcial en caso de compartir apoyos para líneas múltiples (km).

Configuración de la línea.  
 Conductor: Denominación/material/sección total ( $\text{mm}^2$ ).  
 Hilo de tierra: Denominación/material/sección total ( $\text{mm}^2$ ).  
 Número de conductores por fase.  
 Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).

### 2.4 Transformadores.

Los ítems que forman la base de datos son los siguientes:

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

Propietario.

Tipo de transformador.

Tipo de refrigeración.

Tensión máxima de servicio del devanado primario (kV).

Tensión máxima de servicio del devanado secundario (kV).

Tensión máxima de servicio del devanado terciario (kV).

Tensión nominal del devanado primario (kV).

Tensión nominal del devanado secundario (kV).

Tensión nominal del devanado terciario (kV).

Potencia nominal del devanado primario (MVA).

Potencia nominal del devanado secundario (MVA).

Potencia nominal del devanado terciario (MVA).

Grupo de conexión.

Tipo de regulación en primario.

Tipo de regulación en secundario.

Tipo de regulación en terciario.

Número de tomas del devanado primario y amplitud de regulación (%).

Número de tomas del devanado secundario y amplitud de regulación (%).

Pérdidas en el cobre entre primario y secundario (kW).

Pérdidas en el cobre entre primario y terciario (kW).

Pérdidas en el cobre entre secundario y terciario (kW).

Pérdidas en el hierro (kW).

Pérdidas totales incluyendo pérdidas adicionales (kW).

Tensión de cortocircuito en primario y secundario (%).

Tensión de cortocircuito en primario y terciario (%).

Tensión de cortocircuito en secundario y terciario (%).

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

Reactancia homopolar.

### 2.5 Sistemas de compensación de energía reactiva.

Los ítems que forman la base de datos 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 (MVA).

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:

Número de bloques.

Potencia nominal de cada bloque (MVA)

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 a los parámetros que en el esquema están representados.

P.O.— 9.3

## Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real

### 1. Objeto

El objeto de este procedimiento es determinar la información que el Operador del Sistema debe recibir de forma automática y en tiempo real de las instalaciones de producción y de la red gestionada por él para poder efectuar la operación del sistema eléctrico.

### 2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema (OS), a las empresas productoras, a las empresas transportistas y a los gestores de distribución.

### 3. Información necesaria

La información que deberán suministrar al OS los propietarios de las instalaciones es la que se describe a continuación. Los protocolos de comunicaciones y la frecuencia de intercambio, necesarios para establecer la comunicación con los ordenadores del Sistema de Control del OS y los distintos agentes, serán acordados entre el OS y cada uno de ellos.

3.1 Red Gestionada y Red Observable: La Red Gestionada por el OS está formada por la Red de Transporte y la Red Complementaria. Para su control, el OS precisa recibir información, en tiempo real, de los estados y medidas de los diferentes equipos de las instalaciones, bien directamente desde estas instalaciones, o bien a través de enlaces ordenador-ordenador con los Sistemas de Control de sus empresas propietarias.

Adicionalmente, para que los procesos de seguridad relacionados directamente con el tiempo real tengan resultados fiables, es necesario ampliar el modelo de estudio más allá de las fronteras de la Red Gestionada, integrando una red, denominada «Observable».

Esta Red Observable será tomada en consideración únicamente a los efectos de cálculos de seguridad del sistema, sin que ello suponga un control de la misma por parte del OS. Para que el modelado de esta red sea eficaz para el desarrollo de los procesos de análisis de seguridad, es preciso disponer de información de la misma en tiempo real mediante enlaces entre ordenadores, de la misma forma que para la Red Gestionada.

La información necesaria de la Red Gestionada y de la Red Observable se detalla en el anexo.

3.2 Instalaciones de generación: El Operador del Sistema deberá recibir en tiempo real la información que se detalla en el anexo sobre los estados y medidas de las instalaciones de generación.

## ANEXO

### Información a recibir de las instalaciones

**(En el presente anexo se indica la información en tiempo real que deberán facilitar al OS los propietarios de las diferentes instalaciones de generación y transporte.)**

#### 1. Captación de las señales

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

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

Bajo el concepto «Señalizaciones» se incluyen indicaciones de los aparatos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (posiciones de interruptores y seccionadores).

El concepto «Medidas analógicas» incluye datos con un valor numérico continuo o discreto dentro de un rango.

#### 2. Red gestionada

Interruptores.

Señalizaciones:

Posición del interruptor.

Posición Selector Local/Remoto.

Seccionadores.

Señalizaciones:

Posición de los seccionadores, incluyendo los de puesta a tierra.

Líneas.

Señalizaciones:

Automatismo de Reposición en/fuera de servicio.

Reenganche en/fuera de servicio.

Medidas analógicas:

Potencia activa.

Potencia reactiva.

Tensión de línea.

Transformadores (incluye transporte, generación y consumo) y reactivancias.

Señalizaciones:

Control automático de tensión (sólo transformadores).

Medidas analógicas:

Potencia activa primario de transformador.

Potencia reactiva primario de transformador.

Potencia activa secundario de transformador.

Potencia reactiva secundario de transformador.

Potencia activa terciario de transformador.

Potencia reactiva terciario de transformador.

Toma del regulador en carga (sólo transformadores).

Posición del regulador en vacío (si existe y solo transformadores).

Potencia reactiva en reactivancias.

Acoplamiento de Barras.

Medidas analógicas:

Potencia activa.

Potencia reactiva.

Barras.

Señalizaciones:

Protección diferencial bloqueada.

Medidas analógicas:

Tensión por sección de barra.

Medida de frecuencia en algunas barras seleccionadas.

Generales de S.E.

Señalizaciones:

Automatismo de reposición en/fuera de servicio por parque.

Parque con operación local/telemando.

#### 3. Red observable

Interruptores.

Señalizaciones:

Posición del interruptor.

Seccionadores.

Señalizaciones:

Posición de seccionadores.

Líneas.

Medidas analógicas:

Potencia activa.

Potencia reactiva.

Transformadores y reactivancias.

Medidas analógicas:

Potencia activa primario transformador.

Potencia reactiva primario transformador.

Potencia activa secundario transformador.

Potencia reactiva secundario transformador.

Toma del regulador en carga.

Potencia reactiva reactivancias.

Barras.

Medidas analógicas:

Tensión por sección de barra.

#### 4. Generación incluida en el modelo de red gestionada

Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.

Señalizaciones:

Estado local/remoto de regulación del grupo.

Tipo de regulación.

Grupos térmicos.

Medidas analógicas:

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.

Grupos hidráulicos con capacidad de regulación.

Medidas analógicas:

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

Grupos hidráulicos.

Medidas analógicas:

Potencia activa.  
Potencia reactiva.

Grupos de bombeo.

Medidas analógicas:

Potencia activa.  
Potencia reactiva.

#### 5. *Compensadores síncronos y condensadores*

Señalizaciones:

Estado de conexión del condensador.

Medidas analógicas:

Potencia reactiva.  
Tensión.

P.O.-9.5

### **Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico**

#### 1. *Objeto*

El objeto de este procedimiento es determinar, en plazo y forma, la información necesaria para efectuar el análisis de las incidencias en el sistema eléctrico y la elaboración de los informes relativos a estas incidencias.

#### 2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a todas las instalaciones de la red gestionada por el Operador del Sistema y a las instalaciones directamente conectadas a ella. Aplica al operador del sistema (OS), los transportistas, los productores, los distribuidores y consumidores cualificados conectados a la red gestionada y a los gestores de distribución.

#### 3. *Información sobre incidencias*

Cuando se haya producido una incidencia, las empresas transportistas y, en su caso, los gestores de distribución y las empresas productoras afectadas deberán facilitar al OS, a la mayor brevedad posible, la información de que dispongan sobre las causas y efectos de la incidencia.

El OS incluirá la información correspondiente a las incidencias en un «Parte Diario de Incidencias», que se pondrá a disposición de los agentes antes de las doce horas del día siguiente.

Para aquellas incidencias que por su importancia o naturaleza el OS lo juzgue necesario, efectuará un primer análisis conjunto de urgencia con las empresas afectadas e informará de las mismas a la CNSE y al MINER.

#### 4. *Análisis de las incidencias*

Cuando se disponga de la información definitiva sobre la actuación de las protecciones, los orígenes y causas de la incidencia, la potencia y energía no suministrada a los consumidores, etc., las empresas afectadas enviarán lo antes posible dicha información al OS, a fin de realizar el análisis definitivo.

Como resultado de dicho análisis, el OS elaborará un informe en el que se determinarán, en su caso, las medidas a tomar para evitar su repetición o minimizar sus efectos en caso de que vuelva a presentarse una situación similar en el futuro. Estos informes se pondrán a disposición de las empresas afectadas por la incidencia y la CNSE.

Los informes correspondientes a las incidencias más significativas serán presentados y analizados en las reuniones de un Grupo de Trabajo específico de Análisis de Incidencias, que convocará el OS.

## MINISTERIO DE ADMINISTRACIONES PÚBLICAS

**448**

*RESOLUCIÓN de 2 de enero de 1999, del Instituto Nacional de Administración Pública, por la que se convoca para el ejercicio 1999 la concesión de ayudas en el marco del Segundo Acuerdo de Formación Continua en las Administraciones Públicas de 23 de diciembre de 1996.*

Artículo 1. *Objeto de la convocatoria.*

1. El Instituto Nacional de Administración Pública (en adelante INAP) de conformidad con lo previsto en el artículo 81 del texto refundido de la Ley General Presupuestaria, aprobado por Real Decreto Legislativo 1091/1988, de 23 de septiembre, y en la Orden de 11 de diciembre de 1998 («Boletín Oficial del Estado» del 22), del Ministerio de Administraciones Públicas, convoca la concesión de ayudas para financiar planes de formación continua de los promotores contemplados en las letras a), c) y d) del artículo 3 de la presente Resolución.

2. Las ayudas se destinarán a subvencionar durante el presente ejercicio los planes de formación continua promovidos por la Administración General del Estado, entidades locales, federaciones de municipios y provincias y organizaciones sindicales firmantes del Segundo Acuerdo de Formación Continua en las Administraciones Públicas (en adelante 2.º AFCAP), con sujeción a los requisitos establecidos en las correspondientes convocatorias.

3. Las ayudas a que se refiere el apartado 2 del presente artículo se concederán, previas las correspondientes convocatorias que podrán aprobarse con carácter sucesivo durante el presente ejercicio, en régimen de concurrencia, con el límite de las cuantías establecidas por la Comisión Tripartita de Formación Continua y en el marco del Acuerdo de Gestión adoptado por la Comisión General para la Formación Continua para 1999.

Artículo 2. *Crédito presupuestario.*

Con fecha 15 de septiembre de 1998, la Comisión Tripartita de Formación Continua acordó destinar el 9,75 por 100, respecto de los fondos provenientes del 0,3 por 100 de la cuota por formación profesional, para la financiación de la formación continua en las Administraciones Públicas para el ejercicio de 1999. El importe asciende a 8.147.393.000 pesetas, que se destinarán a financiar las acciones formativas acogidas al 2.º AFCAP.

El crédito presupuestario para la financiación de la Formación Continua en las Administraciones Públicas en 1999, figura consignado en el vigésimo presupuesto de gastos del INAP.

Artículo 3. *Promotores.*

1. Podrán ser promotores de planes de formación, en los términos previstos en el 2.º AFCAP:

a) En la Administración General del Estado: Departamentos ministeriales y organismos autónomos dependientes, entidades gestoras de la Seguridad Social y entidades de derecho público, cuyo personal esté representado en la Mesa General de Negociación.

El INAP podrá desarrollar, en cumplimiento de sus fines, planes de formación continua con cargo a los correspondientes créditos presupuestarios y en el marco de lo previsto en el 2.º AFCAP.