

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

10690 *Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.*

El artículo 3.1.k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece, entre las competencias que corresponden a la Administración General del Estado, aprobar por medio de Resolución del Secretario General de Energía (actualmente Secretario de Estado de Energía) las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios para la gestión económica y técnica del sistema.

Por su parte el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, establece, en su artículo 31, que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

La disposición adicional tercera del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica establece que las propuestas de procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental indicadas en el párrafo anterior deberán ir acompañadas del informe de los representantes de todos los sujetos del sistema definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

El Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, regula los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y modifica otras disposiciones del sector eléctrico.

En la Disposición adicional segunda Adaptación de los procedimientos de operación y de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica para integrar en la regulación el enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear del citado Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, se establece que «en el plazo de un mes a partir de la entrada en vigor de este real decreto, el operador del sistema remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de modificación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico peninsular y de los SEIE [...] cuyo contenido sea necesario modificar para recoger los efectos de la entrada en servicio del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.»

Por otro lado, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial reguló ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación, que aún no habían sido introducidos en los Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en

régimen especial establece una serie de requisitos técnicos adicionales para garantizar el funcionamiento del sistema y posibilitar el crecimiento de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

El Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, estableció las directrices relativas a la restricción de la producción de energía eléctrica de instalaciones de tecnología eólica por razones de seguridad del sistema.

La Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 1 de junio de 2011, establece el protocolo estándar a utilizar por los agentes para su comunicación con los centros de control del operador del sistema para el sistema peninsular.

Por otro lado la Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.0 «Gestión de las Conexiones Internacionales», lo cual afecta a la información a intercambiar entre los agentes.

Los procedimientos de operación citados en el asunto desarrollan las modificaciones en la normativa eléctrica citada anteriormente.

Vista la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Vista la propuesta realizada por el Operador del Sistema de los procedimientos de operación del Sistema P.O.–3.1 programación de la generación, P.O.–3.2 resolución de restricciones técnicas, P.O.–9 información intercambiada por el operador del sistema, P.O.–14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE): P.O. SEIE–1 funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, P.O. SEIE–2.2 cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico, P.O. SEIE–3.1 programación de la generación en tiempo real, P.O. SEIE–7.1 servicio complementario de regulación primaria, P.O. SEIE–7.2 servicio complementario de regulación secundaria, P.O. SEIE–8.2 criterios de operación, P.O. SEIE–9 información a intercambiar con el operador del sistema y nuevo P.O. SEIE–2.3 programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares con el Sistema Eléctrico Peninsular, previa consideración de los comentarios de los representantes de todos los sujetos del sistema.

Esta Secretaría de Estado, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, resuelve:

Primero.

Aprobar los procedimientos de operación del Sistema P.O.–3.1 programación de la generación, P.O.–3.2 resolución de restricciones técnicas, P.O.–9 información intercambiada por el operador del sistema, P.O.–14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema y Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE): P.O. SEIE–1 funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, P.O. SEIE–2.2 cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico, P.O. SEIE–3.1 programación de la generación en tiempo real, P.O. SEIE–7.1 servicio complementario de regulación primaria, P.O. SEIE–7.2 servicio complementario de regulación secundaria, P.O. SEIE–8.2 criterios de operación, P.O. SEIE–9 información a intercambiar con el operador del sistema y nuevo P.O. SEIE–2.3 programación del intercambio de energía por el enlace eléctrico entre el Sistema Eléctrico Balear y el Sistema Eléctrico Peninsular, que se insertan a continuación.

Segundo.

En lo que respecta al funcionamiento de los de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, se evaluará el criterio N-2 en el enlace eléctrico que conecta el Sistema Eléctrico Balear con el Sistema Eléctrico Peninsular, a la hora de considerar los Criterios de seguridad ante contingencias establecidos en el P.O. P.O. SEIE-1 funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, durante un periodo de 3 meses.

Tercero.

A partir de la fecha en que surta efectos la presente resolución quedan sin efecto los procedimientos de operación del Sistema P.O.-3.1 programación de la generación, P.O.-3.2 resolución de restricciones técnicas, P.O.-9 información intercambiada por el operador del sistema y P.O.-14.4 derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema, aprobados por la Resolución de 27 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema P.O. 3.10, P.O. 14.5, P.O. 3.1, P.O. 3.2, P.O. 9 y P.O. 14.4 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica y los Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE): P.O. SEIE-1 funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, P.O. SEIE-2.2 cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico, P.O. SEIE-3.1 programación de la generación en tiempo real, P.O. SEIE-7.1 servicio complementario de regulación primaria, P.O. SEIE-7.2 servicio complementario de regulación secundaria, P.O. SEIE-8.2 criterios de operación y P.O. SEIE-9 información a intercambiar con el operador del sistema aprobados por Resolución de 28 de abril de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Cuarto.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 24 de julio de 2012.-El Secretario de Estado de Energía, Fernando Marti Scharfhausen.

ÍNDICE

- P.O.-3.1 Programación de la generación.
- P.O.-3.2 Resolución de restricciones técnica.
- P.O.-9 Información intercambiada por el operador del sistema.
- P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.
- P.O. SEIE-1 Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- P.O. SEIE-2.2 Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico.
- P.O. SEIE-2.3 Programación del intercambio de energía por el enlace eléctrico entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.
- P.O. SEIE-3.1 Programación de la generación en tiempo real.
- P.O. SEIE-7.1 Servicio complementario de regulación primaria.
- P.O. SEIE-7.2 Servicio complementario de regulación secundaria.
- P.O. SEIE-8.2 Criterios de operación.
- P.O. SEIE-9 Información a intercambiar con el operador del sistema.

P.O.-3.1 Programación de la generación

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de programación diaria de la generación a partir de las nominaciones de programas derivados de la ejecución de contratos bilaterales con entrega física y de la casación de ofertas de venta y de adquisición de energía en el mercado diario e intradiario, de forma que se garantice la cobertura de la demanda y la seguridad del sistema.

Se incorporan también en este procedimiento los criterios aplicables para la definición de las unidades de programación (UP) utilizadas en el proceso de programación de la generación y localizadas en el sistema eléctrico español.

La programación incluye los siguientes procesos sucesivos:

- a) El programa diario base de funcionamiento (PDBF).
- b) El programa diario viable provisional (PDVP).
- c) La asignación de reserva de regulación secundaria.
- d) Los programas horarios finales posteriores a las sucesivas sesiones del mercado intradiario (PHF).
- e) La aplicación, en su caso, del proceso de gestión de desvíos.
- f) Los programas horarios operativos establecidos en cada hora hasta el final del horizonte de programación (P48).
- g) El programa cierre (P48CIERRE).

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos del Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Programas de energía, horarios, periodos de programación y días inhábiles

Los programas de energía corresponderán a valores de MWh con un máximo de una cifra decimal.

Todos los horarios y los periodos de programación (intervalos temporales semiabiertos definidos por su hora de inicio y su hora fin) establecidos en este procedimiento de operación están referidos a la Hora Central Europea o CET (Central European Time) o CEST (Central European Summer Time).

A efectos del proceso de programación establecido en este procedimiento de operación serán días inhábiles: Los sábados, los domingos, los festivos en la plaza de Madrid, el 24 de diciembre y el 31 de diciembre.

4. Definiciones

4.1 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): Es el programa de energía diario, con desglose por periodos de programación, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el OS a partir del programa resultante de la casación del mercado diario comunicado por el OM, y la información de ejecución de contratos bilaterales con entrega física comunicada de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento de operación.

4.2 Programa diario viable provisional (PDVP): Es el programa diario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, con desglose por periodos de programación, que incorpora las modificaciones introducidas en el PDBF para la resolución de las restricciones por garantía de suministro y las restricciones técnicas identificadas en aplicación de los criterios de seguridad y las modificaciones necesarias para el reequilibrio posterior generación-demanda.

4.3 Asignación de reserva de regulación secundaria: Proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria realizado por el OS el día D-1 para garantizar la disponibilidad en el día D de la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar, necesaria por razones de seguridad del sistema.

4.4 Programa horario final (PHF): Es la programación establecida por el OS con posterioridad a cada una de las sucesivas sesiones del mercado intradiario de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español, como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

4.5 Programa horario operativo (P48): Es el programa operativo de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el OS establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorporará todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el OS hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora.

4.6 Restricción por garantía de suministro: Se entenderá como restricción por garantía de suministro a la producción que se determine como necesaria de aquellas unidades térmicas de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas para asegurar la garantía de suministro hasta el límite máximo establecido en el artículo 25 de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, y tenidas en cuenta las posibles limitaciones de programa por seguridad que, de acuerdo con lo establecido en los procedimientos de operación, pudieran ser requeridas.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones por garantía de suministro.

4.7 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establecen la resolución de las restricciones técnicas y la gestión de los servicios de ajuste del sistema.

4.8 Desvíos generación-consumo: Son los desvíos originados por las diferencias entre la producción real y la generación prevista, variaciones de la demanda del sistema

y/o modificaciones obligadas de los programas de producción, así como por la existencia de diferencias importantes entre la demanda prevista en el sistema eléctrico peninsular español y la demanda programada tras los resultados de las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Para la resolución de estos desvíos generación-consumo se aplicarán los mecanismos descritos en los procedimientos de operación por los que se establece la gestión de los servicios de regulación frecuencia-potencia, y también, cuando así sea aplicable, el mecanismo de gestión de desvíos generación-consumo, establecido igualmente en los procedimientos de operación.

4.9 Programa cierre (P48CIERRE): Es el programa que queda establecido al finalizar el horizonte diario de programación y que contiene los programas resultantes del programa diario base de funcionamiento y de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las modificaciones de los programas asociadas a los procesos de resolución de restricciones técnicas y a la participación de las diferentes unidades en, los servicios de regulación frecuencia-potencia del sistema y en el proceso de gestión de desvíos generación-consumo.

4.10 Nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física: La nominación de programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física consiste en la comunicación por Unidad de Programación de dichos contratos bilaterales al Operador del Sistema en la forma y plazos contemplados en este procedimiento de operación.

Las nominaciones de los programas de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física serán realizadas por el sujeto vendedor y por el sujeto comprador, directa o indirectamente, al Operador del Sistema:

Nominación directa: Cada uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física nombra al OS el programa de energía de las unidades de programación de las que es titular (o a las que representa), y con las que desea ejecutar dicho bilateral.

Nominación indirecta: Uno de los SM que forman parte del contrato bilateral con entrega física es el responsable, previa la correspondiente autorización del SM que actúa de contraparte, de efectuar la nominación del programa de energía de todas y cada una de las unidades de programación con las que ambos SM tienen previsto ejecutar dicho contrato bilateral. El SM responsable de realizar la nominación se denominará Sujeto Nominador. La autorización al Sujeto Nominador, para ser efectiva, deberá ser comunicada al OS. El OS informará al Sujeto Nominador de la fecha a partir de la cual su autorización para nominar es efectiva. Una vez autorizado un Sujeto Nominador para un contrato bilateral con entrega física, éste sólo podrá ser objeto de nominación indirecta. En el caso de los contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del Mercado Ibérico, la nominación indirecta podrá realizarla únicamente el SM titular (o el representante) de la UP localizada en el lado español de la correspondiente interconexión.

5. Programación previa al día de operación

5.1 Integración de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.1.1 Establecimiento de los contratos bilaterales para la nominación del ejercicio de las opciones adjudicadas en las subastas de emisiones primarias de energía: Mensualmente, con una antelación no inferior a tres días hábiles respecto al primer día de cada mes, la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP) comunicará mediante el sistema de nominación indirecta al OS:

La relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones, utilizándose para esta identificación los correspondientes códigos Energy Identificación Code (EIC).

El valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, y el periodo de validez de esta información.

En este caso, a efectos de la nominación indirecta de los programas de energía, se considera que la Entidad Agregadora de las Subastas de Emisiones Primarias (EASEP) forma parte de los contratos bilaterales con entrega física (CBEP) conforme a los acuerdos que se establezcan entre esta entidad y los SM autorizados para participar en las Subastas de Emisiones Primarias.

Una vez recibida la información anteriormente mencionada de la entidad con función de agregador en las subastas de emisiones primarias de energía (EASEP), el OS generará automáticamente en su sistema de información los correspondientes contratos bilaterales con entrega física asociados a la tenencia de opciones de compra de energía (CBEP), entre cada uno de los SM vendedores y aquellos SM tenedores de dichas opciones de compra de energía, para la ejecución del proceso de nominación de programas posterior al ejercicio de dichas opciones de compra de energía primaria.

Los CBEP generados tendrán un valor de potencia máxima igual al valor máximo comunicado por la EASEP al OS para cada pareja comprador-vendedor y tendrán validez durante el periodo comunicado por la EASEP pudiendo estos contratos ser prorrogados, o bien, ser modificados en su potencia máxima por efecto de las sucesivas comunicaciones de la EASEP, manteniéndose sin variación el número de ejecución del contrato.

Estos CBEP utilizarán Unidades de Programación Genéricas (UPG), tanto para el SM vendedor como para el SM comprador, unidades que habrán sido dadas de alta previamente, a tales efectos, en el sistema de información del Operador del Sistema. El alta de estas UPG deberá ser solicitada al OS por los SM de acuerdo con lo establecido a este respecto en los procedimientos de operación, y será comunicada al OM mediante los medios y plazos establecidos.

El OS validará que la información recibida de la EASEP se refiere a SM que disponen de la correspondiente UPG para el periodo de validez indicado en la comunicación. En caso contrario, la comunicación enviada por la EASEP será rechazada.

El OS, una vez dados de alta estos CBEP en su sistema de información, pondrá a disposición de cada SM la información correspondiente a estos contratos bilaterales, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos.

En caso de que la EASEP comunique al OS la cancelación anticipada de un contrato CBEP con un SM, la EASEP dejará de enviar al OS, a partir de la fecha en que sea efectiva la cancelación, la nominación del CBEP afectado.

En caso de que el OS, según lo indicado en los procedimientos de operación, suspenda la participación en el mercado de un SM, se aplicará lo establecido en el procedimiento de operación correspondiente respecto a la suspensión del SM en el mercado, comunicándose además, esta suspensión, al Operador del Mercado y, en su caso, a las entidades facultadas para la nominación de contratos bilaterales. Durante el periodo de suspensión se impedirá realizar la nominación diaria de contratos bilaterales que en su caso estuvieran vigentes. Cuando finalice la suspensión del SM, este hecho será nuevamente comunicado por el OS a las entidades anteriormente mencionadas.

5.1.2 Nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía de las subastas de emisiones primarias: La nominación al OS de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria será realizada por la EASEP, bajo el principio de nominación indirecta, antes de las 8:45 h del día D-1, conforme a los acuerdos establecidos entre la EASEP, los SM vendedores y los SM compradores tenedores de opciones de compra de energía derivadas de su adjudicación directa en las subastas de emisiones primarias de energía, o de la transferencia bilateral posterior de dichas opciones.

El OS verificará que los CBEP asociados al ejercicio de opciones de compra de energía primaria son nominados para cada periodo de programación por un valor no superior a la potencia máxima del correspondiente CBEP en dicho periodo. En caso contrario, la nominación de este contrato bilateral será considerada no válida y será

rechazada. Tras esta verificación, el OS pondrá a disposición de los SM vendedores y compradores el resultado de las nominaciones válidas de los CBEP, realizadas por la EASEP y correspondientes al ejercicio de las opciones de compra de energía por parte de los sujetos tenedores de dichas opciones.

5.2 Subasta explícita diaria de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España e Intercambios de información previos al MD relativos a la programación de intercambios en dicha interconexión: Dos días hábiles antes del día de suministro, antes de las 16:00 h, el OS notificará a los sujetos las autorizaciones para la programación, relativas a los derechos físicos de capacidad anuales y mensuales.

Las diferencias entre las autorizaciones para la programación y los derechos físicos de capacidad previamente asignados serán las posibles reducciones de capacidad debidas a la identificación de una situación de congestión en la interconexión.

El día D-1, con anterioridad al cierre del MD, y siguiendo los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España y en las Reglas Conjuntas de Asignación de Capacidad en la interconexión Francia-España, se llevarán a cabo una serie de procesos sucesivos, en la secuencia indicada a continuación:

Antes de las 7:45 h del día D-1, el OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad anual y mensual que hayan sido autorizados.

La falta de notificación de uso de la capacidad autorizada por parte de un sujeto del mercado, en los plazos establecidos, se interpretará como una reventa automática en la subasta diaria de los derechos físicos de capacidad correspondientes.

Seguidamente, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán la información relativa a las notificaciones de uso recibidas. A partir de los resultados de dichos intercambios de información relativos a la utilización de los derechos físicos de capacidad anual y mensual autorizados, los dos OS establecerán conjuntamente el valor total de los derechos físicos de capacidad asignados y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

Se considerará como notificación de uso de los derechos físicos de capacidad la comunicación por el SM de la ejecución de uno o más contratos bilaterales entre la Unidad de Programación de venta de energía para importación (o la Unidad de Programación de compra de energía para exportación) y Unidades de Programación Genéricas o Unidades de Programación físicas.

Una vez intercambiadas las notificaciones de uso de las capacidades asignadas en horizontes anual y mensual, los derechos de uso no notificados serán objeto de reventa automática en la correspondiente subasta diaria. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán el principio de superposición de transacciones firmes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Antes de las 08:15 h del día D-1, el OS pondrá a disposición del OM la información de los derechos físicos de capacidad asignados en horizontes anual y mensual y cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad que serán ofrecidos, en uno y otro sentido de flujo, en la subasta explícita diaria.

Finalmente, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a ejecutar la subasta explícita diaria, comunicando a continuación los resultados de la misma, y las correspondientes autorizaciones para la programación, a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad.

Tras la subasta explícita diaria, el OS pondrá a disposición del OM el valor de capacidad de intercambio asignada como resultado de la subasta explícita diaria para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta para la aceptación de ofertas al mercado diario.

5.3 Transferencia del programa de las Unidades de Programación Genéricas en el PDBF: El saldo neto de todas las transacciones asociadas a las Unidades de Programación Genéricas de un SM en el PDBF deberá ser nulo.

Al objeto de anular el saldo de las transacciones de programa de las unidades de programación genéricas en el PDBF los SM vendedores podrán establecer, con respeto de las obligaciones establecidas en la normativa vigente, los siguientes tipos de transacciones:

Contratos bilaterales con entrega física entre una Unidad de Programación Genérica y una o más Unidades de Programación física del mismo sujeto titular o de otro sujeto titular con el que haya establecido un acuerdo bilateral.

Transacciones de compra o de venta de energía establecidas mediante la participación en el mercado diario de producción de Unidades de Oferta Genéricas asociadas a estas Unidades de Programación Genéricas.

Contratos bilaterales con entrega física entre Unidades de Programación Genéricas.

Para realizar la transferencia del programa de energía de las Unidades de Programación Genéricas mediante contratación bilateral, el SM deberá tener dados de alta y en vigor los contratos bilaterales que sean necesarios, tanto entre dos unidades de programación genéricas, como entre cada Unidad de Programación Genérica y las correspondientes Unidades de Programación física. Estos contratos bilaterales para la transferencia de programa desde las unidades de programación genéricas a las unidades de programación física podrán ser nacionales y/o internacionales y deberán ser nominados por los SM de acuerdo a las reglas y plazos de nominación establecidos en este procedimiento de operación.

5.4 Publicación de información previa al MD: Con una antelación no inferior a una hora respecto al cierre del periodo de presentación de ofertas al mercado diario, el OS pondrá a disposición de todos los Sujetos del Mercado (SM) y del Operador del Mercado (OM), tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la información referente a las previsiones de demanda, la situación de red prevista para el día siguiente, y para aquellas fronteras en las cuales no existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la previsión de capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales (NTC).

En las fronteras para las cuales existe un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad la información de capacidad puesta a disposición del OM y los plazos de comunicación de esta información serán los que se indiquen en los procedimientos de operación que regulan la resolución de congestiones en dichas fronteras.

Asimismo, el operador del sistema pondrá diariamente a disposición de cada uno de los sujetos del mercado, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal, publicado de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, que sea necesario considerar en razón de la evolución de las previsiones de la demanda y/o de las entregas de producción de origen renovable, y/o por indisponibilidades sobrevenidas de instalaciones de producción y/o elementos de la red de transporte.

5.5 Programa diario base de funcionamiento (PDBF): El OS establece el programa diario base de funcionamiento (PDBF) a partir de:

Las nominaciones válidas de los programas correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física realizadas, tanto antes como después del mercado diario, de acuerdo con lo establecido en este procedimiento de operación.

La información recibida del Operador del Mercado relativa a los programas de energía resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado diario de producción.

5.5.1 Nominaciones de contratos bilaterales con entrega física antes del mercado diario.

5.5.1.1 Contratos de emisiones primarias de energía, en el caso de que éstos se realicen mediante entrega física: Con una antelación no inferior a las 20:30 horas del día D-2, en caso de que el ejercicio de las opciones correspondientes a las subastas de emisiones primarias se realice mediante entrega física de energía:

La EASEP realizará el primer envío a REE de la información necesaria para la nominación de programas de los CBEP para el día D.

Antes de las 8:45 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 8:55 horas, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales con entrega física (CBEP) correspondientes al ejercicio de opciones de compra de energía primaria. La nominación de programas de estos contratos bilaterales de tipo CBEP establecidos entre las unidades de programación genéricas (UPG) de los correspondientes sujetos vendedores y compradores, será realizada, bajo el principio de nominación indirecta, por la EASEP.

Antes de las 08:50 horas del día D-1, o excepcionalmente antes de las 9:00 horas, el OS pondrá a disposición de los SM:

La información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP, con respeto de los criterios de confidencialidad establecidos en cada caso.

En caso de detectarse alguna anomalía en relación con la nominación de los CBEP, los sujetos del mercado tendrán de plazo hasta las 9:20 horas del día D-1 para ponerlas de manifiesto a la EASEP.

En caso de anomalías en la nominación, la EASEP podrá enviar al OS nuevas nominaciones de los contratos bilaterales de tipo CBEP. La hora límite para la recepción en el OS de nominaciones de los contratos bilaterales CBEP son las 9:30 horas del día D-1.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física tipo CBEP que se hayan recibido de la EASEP una vez realizada la validación correspondiente.

5.5.1.2 Contratos internacionales: Antes de las 7:45 horas del día D-1:

El OS recibirá de los sujetos las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas anuales y/o mensuales en la interconexión Francia-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos. Para ello, el SM comunicará la ejecución de contratos bilaterales entre Unidades de Programación Físicas o Genéricas y la Unidad de Programación de compra o venta internacional de su titularidad autorizada para el SM en la interconexión Francia-España.

Antes de las 9:35 horas del día D-1, el OS recibirá la nominación correspondiente a:

Contratos bilaterales internacionales fuera del ámbito del MIBEL con entrega física en interconexiones en las que no existe un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.

Contratos bilaterales internacionales con entrega física comunicados con anterioridad al mercado diario en uso de los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta diaria en la interconexión Francia-España. El SM podrá comunicar estos contratos bilaterales internacionales mediante la utilización de unidades de programación físicas (UP) o de Unidades de Programación Genéricas de tipo UPG.

Las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados como resultado de las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Estas notificaciones serán realizadas exclusivamente al Operador del Sistema eléctrico español. Para ello, los sujetos comunicarán al Operador del Sistema eléctrico español la ejecución de contratos bilaterales entre una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico español y una Unidad de Programación Genérica localizada en el sistema eléctrico portugués. El Operador del Sistema eléctrico español pondrá esta información a disposición del Operador del Sistema eléctrico portugués.

5.5.1.3 Contratos nacionales: Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, que podrán ser formalizados entre dos UP, dos UPG, o bien entre una combinación de ambos tipos de Unidades de Programación.

5.5.2 Comunicación al OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados antes del mercado diario: Antes de las 09:45 horas, el OS portugués, en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM la siguiente información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física:

Contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas coordinadas entre ambos OS, una vez que estas subastas hayan entrado en funcionamiento.

Asimismo, antes de las 09:45 horas, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física nominados ante el OS con anterioridad al mercado diario.

En el caso en que detecte que se ha producido una incidencia, el OS, en coordinación con el OM podrá realizar las actuaciones oportunas y, en su caso, nuevos envíos de esta información alterando la ya enviada. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.5.3 Comunicación al OS del resultado de la casación por el OM: Antes de las 11:00 horas de cada día, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos, en su caso, los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo con entrega física de la energía, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado diario, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal del mercado diario correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

5.5.4 Recepción de nominaciones tras el MD: Antes de las 11:00 horas, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico peninsular español, en aquellas ocasiones en los que ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá:

Nominaciones de los programas asociados a contratos bilaterales:

Contratos bilaterales con entrega física nacionales que no hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario. Estos contratos bilaterales podrán formalizarse entre dos UP, dos UPG, o cualquier combinación de éstas. Dentro de este grupo se incluirán, entre otros, los contratos bilaterales con entrega física nacionales entre empresas comercializadoras.

Modificaciones de contratos bilaterales nacionales que hayan elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario, siempre que esta modificación suponga un

incremento del programa de energía firme previamente comunicado y no se modifiquen las UP y/o UPG con las cuales el contrato bilateral haya sido previamente nominado.

Nominaciones de los programas contratados en el mercado diario mediante unidades de oferta (UO) que tienen asociadas dos o más unidades de programación (UP):

Programa de energía gestionado en el mercado diario de producción para cada una de las unidades de programación (UP) que componen dicha unidad de oferta (UO).

Nominaciones de programas asociados a las restricciones por garantía de suministro:

Nominaciones de los programas de producción por unidad de programación de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más unidades de programación.

5.5.5 Comunicación de desagregaciones de UP y de potencias hidráulicas máximas por UGH: Antes de las 11:00 horas del día D-1, o bien antes de transcurridos 30 minutos tras la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario:

Los sujetos titulares (o sus representantes) facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones del programa de las unidades de programación por unidad física y, en caso de que así sea de aplicación, por unidades de producción equivalentes de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha unidad de programación.

Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por unidad de gestión hidráulica (UGH) que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada UGH durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

5.5.6 Elaboración y publicación del programa PDBF: El OS verificará la coherencia de las nominaciones de programas realizadas, de forma directa o indirecta, por los sujetos del mercado y la información referente a los programas de energía contratados en el mercado diario, recibida del OM.

En caso de que como consecuencia de la agregación de la contratación en el mercado diario y de la contratación bilateral, una unidad de programación de comercialización, resultara con un programa vendedor, se procederá del modo siguiente:

1. Se ordenarán los contratos bilaterales entre comercializadoras en los que participe la unidad de programación de comercialización en orden creciente atendiendo a su volumen de energía diario.

2. Se retirarán los contratos bilaterales en el orden indicado hasta que el programa de la unidad de comercialización resulte nulo o comprador en todas las horas.

Asimismo, si como resultado de esta verificación fuese detectada alguna disparidad, entre las nominaciones enviadas por los sujetos titulares de las unidades de programación o entre éstas y el resultado de la casación facilitado por el OM, se procederá, en función del caso, según lo siguiente:

Unidades de programación con programa de energía asociado a la ejecución de contratos bilaterales: se considerará el valor mínimo de los programas resultantes de las comunicaciones realizadas por los diferentes sujetos identificados como contrapartes en dicho contrato.

Unidades de programación con programa de energía asociado a la contratación en el mercado diario de producción que forman parte junto a otras unidades de programación de una misma unidad de oferta: en aquellos casos en los que el OS no haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación integradas en una misma

unidad de oferta, o bien habiéndose recibido dicha nominación, el valor total nominado fuese distinto del programa de la correspondiente unidad de oferta comunicado por el OM, se procederá como sigue:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior se irán asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no se hubiera asignado aún el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con mayor valor de potencia máxima.

Antes de las 12:00 horas de cada día, o bien antes de transcurrida 1 hora desde la comunicación al OS de la información de los resultados de la contratación en el mercado diario correspondiente a unidades de oferta del sistema eléctrico peninsular español, en aquellas ocasiones en las que ésta se realice con posterioridad a las 11:00 horas, el OS pondrá a disposición de todos los sujetos del mercado, y del OM, el programa diario base de funcionamiento (PDBF) de las unidades de programación del sistema eléctrico español correspondiente a la programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición del programa diario base de funcionamiento (PDBF), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDBF, u otras circunstancias que así lo hiciesen necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDBF, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción de plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDBF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.6 Recepción de información tras el PBF: Antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación del PDBF, los SM deberán comunicar al OS el programa de venta de energía establecido en el PDBF necesario para el consumo de gas siderúrgico de aquellas unidades de programación de régimen ordinario, no incluidas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y que utilicen como parte del combustible para la generación gas siderúrgico.

5.7 Programa diario viable provisional (PDVP): Una vez publicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas. Este periodo de recepción de ofertas se mantendrá abierto durante 30 minutos.

Teniendo en cuenta las limitaciones de programa que puedan ser requeridas por razones de seguridad del sistema eléctrico, el OS procederá, en primer lugar, a realizar las modificaciones de programa necesarias para incluir, la generación térmica con las unidades de programación correspondientes a las centrales de carbón autóctono de acuerdo con el plan de funcionamiento semanal por restricciones por garantía de suministro, en su caso actualizado.

A continuación, el OS, teniendo en cuenta las mejores previsiones de demanda y de producción de origen eólico en el sistema eléctrico peninsular español y la disponibilidad prevista de las instalaciones de red y de las unidades de producción, aplicará un análisis de seguridad sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF) para detectar las posibles restricciones técnicas y sus posibles soluciones, seleccionando aquellas que, resolviendo la restricción con un margen de seguridad adecuado, impliquen un menor coste para el sistema. El OS procederá para ello a realizar las modificaciones de programa que sean precisas para la resolución de las restricciones detectadas, y establecerá además las limitaciones de programa por seguridad que sean necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en los procesos y mercados posteriores, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones técnicas.

En este mismo proceso, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF que hayan sido solicitadas por los gestores de la red de distribución en aquellos casos en los que éstos identifiquen y comuniquen de forma fehaciente al OS la existencia de restricciones técnicas en la red objeto de su gestión, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones técnicas.

Tras la resolución de las restricciones por garantía de suministro y la posterior resolución de las restricciones técnicas identificadas, el OS procederá a aplicar una reducción de los valores programados para compensar aquella energía incorporada para la resolución de las restricciones por garantía de suministro que no haya sido ya directamente compensada por las modificaciones de programa por solución de restricciones técnicas cuyo saldo neto horario represente una reducción del PDBF respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad, mediante el mecanismo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Finalmente, el OS procederá, en su caso, a realizar las modificaciones adicionales de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda del volumen restante, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, respetando las limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad.

El programa PDVP resultante mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado diario.

El programa PDVP de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español resultante de este proceso será publicado por el OS no más tarde de las 14:00 horas, o bien, antes de transcurridas 2 horas desde la publicación del PDBF, cuando la publicación de este último se realice con posterioridad a las 12:00 horas, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

A partir de la puesta a disposición del programa diario viable provisional (PDVP), los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación del PDVP, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones al programa PDVP, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PDVP, manteniendo informados en todo momento a los SM y al OM de estas actuaciones, a

través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

5.8 Subastas explícitas intradiarias de la capacidad de intercambio en la interconexión Francia-España.

5.8.1 Primera Subasta Intradiaria de Capacidad: Una vez publicado el PDVP, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la subasta explícita diaria aplicada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

Una vez realizado el intercambio de información con el operador del sistema eléctrico francés el OS pondrá a disposición del OM la capacidad efectivamente nominada en los sistemas eléctricos francés y español al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte diario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la primera subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada la subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras dicha subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas en las sesiones primera a quinta, inclusive, del mercado intradiario.

5.8.2 Segunda Subasta Intradiaria de Capacidad: Una vez publicado el PHF correspondiente a la quinta sesión del Mercado Intradiario de producción español, los operadores de los sistemas eléctricos francés y español intercambiarán, entre otra, la información relativa a los programas de intercambios internacionales en la interconexión entre Francia y España, que hayan sido nominados en los plazos establecidos por los sujetos del mercado utilizando los derechos físicos de capacidad asignados en la primera subasta explícita intradiaria realizada conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.

A partir de los resultados de dichos intercambios de información de nominaciones de programas, los dos OS establecerán conjuntamente los programas de intercambio previstos en la interconexión entre Francia y España.

Una vez establecidos estos programas de intercambio, los OS aplicarán la regla «usado o perdido» a las capacidades asignadas en horizonte intradiario y que no hayan sido nominadas. En ese mismo proceso, los dos OS aplicarán la superposición de los programas firmes existentes en contra dirección, maximizando de este modo la utilización de la capacidad de intercambio.

Una vez efectuado el proceso anterior, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a publicar conjuntamente la información correspondiente a los valores de capacidad no utilizados que serán ofrecidos en uno y otro sentido de flujo en la segunda subasta explícita intradiaria.

Una vez realizada esta segunda subasta explícita intradiaria, los operadores de ambos sistemas eléctricos procederán a la comunicación de los resultados de la misma a todos y cada uno de los sujetos que han resultado adjudicatarios de capacidad en la misma.

El OS pondrá a disposición de los SM el valor total de las autorizaciones para la programación como resultado de esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad de intercambio autorizada para cada sujeto en cada sentido de flujo.

El OS pondrá a disposición del OM las autorizaciones para la programación establecidas tras esta segunda subasta explícita intradiaria, indicando la capacidad total de intercambio autorizada a cada sujeto en cada sentido de flujo, al objeto de que esta información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas para las cuatro primeras horas de la primera sesión y en la sexta sesión del mercado intradiario.

5.9 Requerimientos de reserva de regulación secundaria: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación secundaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación secundaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados por el OS antes de las 14:00 horas del día D-1.

5.10 Asignación de reserva de regulación secundaria: Una vez publicados los requerimientos de reserva de regulación secundaria, el OS abrirá el proceso de recepción de ofertas para la prestación del servicio de regulación secundaria, proceso que se cerrará a las 15:30 horas, salvo otra indicación del OS que será comunicada previamente a todos los SM titulares de zonas de regulación habilitadas para la prestación de este servicio.

Con las ofertas de reserva de regulación secundaria recibidas, el OS asignará la prestación del servicio 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 de regulación secundaria.

No más tarde de las 16:00 horas del día D-1, el OS publicará, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, la asignación de reserva de regulación secundaria para todos y cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

A partir de la puesta a disposición de la asignación de reserva secundaria, los SM dispondrán de un período máximo de 30 minutos para formular posibles reclamaciones al OS por incidencias y anomalías que pudieran ser imputables a éste, tramitándose estas reclamaciones por los procedimientos establecidos al efecto. En aquellos casos excepcionales, de retrasos en la publicación de la asignación de reserva secundaria, u otras circunstancias que así lo hagan necesario, el OS podrá reducir la duración del periodo de recepción de posibles reclamaciones a la asignación de reserva secundaria, hasta un tiempo mínimo de 15 minutos, e informando previamente de esta reducción del plazo a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una anomalía imputable al OS, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS realizará las actuaciones oportunas para su resolución y procederá a la publicación de una nueva versión de la asignación de reserva secundaria, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS.

5.11 Requerimientos de reserva de regulación terciaria: Cada día, el OS establecerá los requerimientos de reserva de regulación terciaria para cada uno de los periodos de programación del día siguiente, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la reserva para la regulación frecuencia-potencia.

Estos requerimientos de reserva de regulación terciaria necesaria para cada periodo de programación del día siguiente serán publicados antes de las 21:00 horas del día D-1.

5.12 Ofertas de regulación terciaria: Antes de las 23:00 horas del día D-1, los SM deberán presentar ofertas de toda la reserva de regulación terciaria que tengan disponible tanto a subir como a bajar 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 de regulación terciaria. Estas ofertas deberán ser actualizadas de forma continua por los SM siempre que se produzcan modificaciones en la programación o disponibilidad de sus unidades de producción, siendo obligatoria la oferta de toda la reserva de regulación terciaria disponible en cada unidad.

6. Mercado Intradía (MI)

En el horario establecido en el Anexo I, el OS pondrá a disposición del OM la información relativa a la capacidad total de intercambio asignada para cada sujeto en cada sentido de flujo, establecida tras la subasta explícita intradía de capacidad en la interconexión Francia-España aplicable a dicha sesión del MI, al objeto de que dicha información sea tenida en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas a dicha sesión del MI.

Las unidades de programación afectas a contratos bilaterales con entrega física podrán efectuar ajustes de programa mediante la presentación de ofertas de venta y de adquisición de energía en las diferentes sesiones del MI.

De acuerdo con los horarios establecidos en el Anexo I de este procedimiento, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado intradía de producción correspondientes a unidades de oferta del sistema eléctrico español con los programas de energía contratados en el mercado intradía, el orden de mérito de las ofertas de venta y de adquisición de energía resultante de la casación de ofertas en dicha sesión del mercado intradía, y todas las ofertas presentadas a dicha sesión.

Asimismo, el OS recibirá del OM la información relativa al precio marginal de cada una de las sesiones del mercado intradía correspondiente a los sistemas eléctricos portugués y español para cada periodo de programación.

Tras la comunicación por el OM del programa resultante de la casación de ofertas, para las unidades de oferta localizadas al sistema eléctrico peninsular español, de cada una de las sesiones del MI, el OS recibirá de los sujetos titulares, la misma información facilitada por éstos para la elaboración del PDBF:

Nominaciones de programas por unidad de programación (UP), en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta (UO) estén integradas dos o más unidades de programación. Los programas por unidad de programación nominados deberán respetar, en su caso, las limitaciones establecidas por seguridad.

En el caso de que la unidad de oferta tenga varias unidades de programación, y bien no se haya recibido la nominación de programas de las unidades de programación que la componen, o disponiéndose de las nominaciones de programa de estas unidades de programación, el valor total nominado sea distinto del programa de la unidad de oferta asociada comunicado por el OM para la correspondiente sesión del MI, se procederá como sigue, distinguiéndose entre estos dos posibles casos:

A) La unidad de oferta vende energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de potencia máxima.

2. Respetando la ordenación del punto 1 anterior, se irá asignando a las unidades de programación, valores de programa hasta un valor en el límite igual a la energía horaria correspondiente a la potencia máxima o al límite de potencia máximo establecido, en su caso, por seguridad del sistema de cada unidad de programación y así hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada.

3. Si una vez asignados los programas a todas las unidades de programación, conforme al punto 2 anterior no hubiera sido asignado el programa de la unidad de oferta en su totalidad, la diferencia que reste se asignará a la unidad de programación con un mayor valor de potencia máxima.

B) La unidad de oferta recompra energía en el MI:

1. Se ordenarán las unidades de programación en orden decreciente atendiendo a su valor de energía programada.

2. Respetando la ordenación del punto 1, se irán reduciendo la energía de las unidades de programación hasta un valor igual a cero o igual al del límite de potencia mínimo establecido, en su caso, por seguridad del sistema o hasta asignar el total del programa de la unidad de oferta asociada casado en la correspondiente sesión del MI.

Desagregaciones de programas por unidades físicas o, en su caso, por unidades de producción equivalentes.

El OS, teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada, realizará un análisis de seguridad para identificar las posibles restricciones técnicas y, en su caso, las resolverá seleccionando la retirada de este proceso de casación de aquellas ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español que den lugar a dichas restricciones técnicas, así como la retirada de aquellas otras ofertas de unidades localizadas en el sistema eléctrico peninsular español adicionales necesarias para el posterior reequilibrio del programa resultante de dicha sesión del MI.

El programa PHF de unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español se establecerá por el OS a partir del resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación de ofertas en el mercado intradiario, una vez resueltas, en su caso, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior. El programa PHF mantendrá el flujo de energía existente entre el sistema español y el portugués como resultado del proceso de casación del mercado intradiario.

El OS procederá a publicar el programa horario final (PHF), con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al inicio del horizonte de aplicación de la correspondiente sesión del MI, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de una nueva versión del PHF, manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán las medidas necesarias para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En aquellos casos en los que, por algún retraso u otro condicionante operativo, no sea posible la publicación del correspondiente PHF antes del inicio del horizonte de aplicación de una sesión del MI, el OS procederá a suspender la aplicación del PHF en dicha hora, comunicando este hecho a los SM, al OM, a los efectos oportunos.

7. *Intercambios de información posteriores al mercado intradiario para la programación de los intercambios internacionales*

A la hora de establecer los valores finales de los programas de intercambio por sujeto que serán tenidos en consideración para el establecimiento del valor de ajuste del sistema de regulación frecuencia-potencia encargado de controlar el intercambio de energía entre los dos sistemas eléctricos que comparten cada interconexión eléctrica, sólo serán tenidos en consideración aquellos programas de energía que hayan sido correctamente nominados, y con respeto de los plazos establecidos.

Con posterioridad a cada sesión del MI, el OS intercambiará con los operadores de los sistemas eléctricos vecinos la información de las nominaciones de programas de energía de los SM, al objeto de establecer de forma conjunta los valores finales de los programas de intercambio en la correspondiente interconexión.

Este mismo intercambio de información se llevará a cabo también en aquellos casos en los que habiéndose identificado una situación de congestión en una interconexión internacional durante la operación en tiempo real, sea preciso proceder a la resolución de dicha congestión mediante la aplicación de una reducción de los programas de intercambio previstos.

8. *Gestión de desvíos*

Los desvíos entre generación y consumo sobrevenidos por indisponibilidades del equipo generador y/o por modificaciones en la previsión de la demanda y/o en la previsión de la producción de régimen especial no gestionable y/o por diferencias importantes entre la demanda prevista y la contemplada en los programas resultantes del mercado podrán ser resueltos mediante la aplicación del mecanismo de gestión de desvíos, siempre y cuando se 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 como máximo hasta la hora de inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del MI.

9. *Programación en tiempo real*

9.1 Programas horarios operativos (P48): Los P48 son los programas horarios que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme hasta el momento de la publicación de estos programas de las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español.

Cada uno de los P48 se publicará de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, con una antelación no inferior a 15 minutos respecto al cambio de hora.

9.2 Actuaciones inmediatas ante desequilibrios en tiempo real: En el momento en que se produzca 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.

Si la reserva de regulación secundaria se redujera por debajo de los niveles deseables por razones de seguridad del sistema, el OS 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 de regulación terciaria.

9.3 Modificaciones de los P48: La modificación de un P48 respecto del anterior podrá venir motivada por:

a) Modificaciones de los programas de venta y de adquisición de energía 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 físicas de producción en el período que media entre la comunicación de dos P48 consecutivos.
- c) Previsiones de la evolución de la demanda y/o la producción de origen eólico hasta la siguiente sesión del MI, realizadas por el OS, y que difieran de la demanda total y/o de la producción eólica programadas resultantes de la anterior sesión del MI.
- d) Solución de situaciones de alerta por restricciones en tiempo real.
- e) Comunicación fehaciente del sujeto titular de una unidad de producción, o de una unidad de consumo de bombeo, de la existencia de desvíos sobre programa por imposibilidad técnica de cumplir el programa, vertidos ciertos, etc.
- f) Comunicación fehaciente del operador de un sistema eléctrico vecino de la no conformidad total o parcial del programa de intercambio de energía que tiene previsto ejecutar un sujeto del mercado.

9.4 Resolución de restricciones detectadas en tiempo real: La modificación de la programación para la resolución de las restricciones identificadas en tiempo real se efectuará conforme al procedimiento de operación por el que se establece el proceso de resolución de restricciones técnicas.

10. Programa cierre (P48CIERRE)

Una vez finalizado el horizonte diario de programación, el OS pondrá a disposición de los sujetos titulares de unidades de programación el programa cierre (P48CIERRE) correspondiente a los programas finales de producción y consumo resultantes de los diferentes mercados y de la participación en los servicios de ajuste del sistema.

11. Información al OM y a los sujetos del mercado

Todos los intercambios de información entre el OS y el OM y los SM realizados en el marco del proceso de programación de la generación, serán efectuados utilizando los medios y la estructura prevista en las ediciones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM, de acuerdo con lo recogido en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

12. Unidades de programación en el sistema eléctrico peninsular español

El proceso de programación diaria de la generación está basado en la gestión de los programas de energía de las diferentes unidades de programación correspondientes a la venta y a la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular español. A continuación se definen y describen en detalle algunos términos asociados a la gestión de las unidades de programación.

12.1 Definición de Unidad de Programación: La Unidad de Programación es la unidad elemental de representación de los programas de energía definidos en este Procedimiento de Operación.

Las Unidades de Programación permiten la integración en el mercado peninsular español de los programas de venta o de adquisición de energía correspondientes a una instalación individual, a la que se denominará Unidad Física (UF), o a un conjunto de ellas según los criterios establecidos en el Anexo II de este procedimiento. Permiten también la integración en el mercado de los programas de importación y de exportación de energía realizados a través de las interconexiones internacionales.

En el Anexo II de este procedimiento se define la Unidad de Programación Genérica (UPG) para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

La Unidad de Programación (UP) y, en su caso, la Unidad de Programación Genérica (UPG) es también la unidad elemental para la anotación de los derechos de cobro y las obligaciones de pago que le correspondan en el Registro de Anotaciones en Cuenta del Operador del Sistema.

Los códigos de identificación de estas unidades serán facilitados por el Operador del Sistema una vez aceptadas como Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica del sistema eléctrico español.

Una misma Unidad de Programación y/o Unidad de Programación Genérica podrá tener asociados programas de energía correspondientes a las distintas formas de contratación (transacción gestionada en el mercado organizado y una o más transacciones afectas a contratos bilaterales con entrega física).

En el caso de unidades de producción de propiedad compartida, la Unidad de Programación será única, pudiendo variar en el tiempo el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de unidades de producción de régimen especial, las Unidades de Programación estarán constituidas por una o más Unidades Físicas. Estas Unidades Físicas estarán compuestas a su vez por un conjunto de unidades de generación de régimen especial que comparten el mismo código RAIPRE (Código del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Régimen Especial) y también el régimen económico de venta de energía. Cada una de estas unidades de generación estará identificada por su código CIL (Código de la Instalación a efectos de la Liquidación). El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de Energía la relación existente entre Unidades Físicas, unidades de generación y códigos CIL.

12.2 Titular de la Unidad de Programación: El titular de la Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) será el Sujeto del mercado responsable de dicha Unidad de Programación (y/o Unidad de Programación Genérica) en el mercado de producción español.

En el caso de Unidades de Programación correspondientes a instalaciones de producción o a consumidores directos en mercado, el titular de la Unidad de Programación será el propietario de la instalación, entendiéndose como tal a aquel sujeto que disponga de los derechos de explotación de la instalación, o el copropietario que ejerza en cada momento como responsable del centro de control de la misma.

En el caso de las Unidades de Programación agregadoras, que se definen en el Anexo II, correspondientes a Sujetos Representantes, Comercializadores de Último Recurso o Comercializadores, el titular de la misma será el propio Sujeto Representante, Comercializador de Último Recurso o Comercializador.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para integrar en el mercado las transacciones de importación o exportación de energía realizados a través de interconexiones internacionales, el titular de la Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

En el caso de Unidades de Programación utilizadas para la integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), los titulares de las Unidades de Programación Genéricas serán, respectivamente, el SM vendedor y el SM tenedor de opciones de compra de energía.

En el caso de Unidades de Programación Genéricas utilizadas para la comunicación de transacciones internacionales firmes en la interconexión con Francia el titular de la

Unidad de Programación será el Sujeto del mercado que haya sido autorizado para la realización de dichos intercambios internacionales.

Corresponderá al Sujeto Titular:

- a) La solicitud de alta, baja y comunicación de modificaciones relativas a la unidad de programación en el sistema de información del OS.
- b) En su caso, la comunicación al OS de la designación de un Sujeto Representante (RST) para la gestión diaria de dicha Unidad de Programación.
- c) Comunicar al OS los programas horarios de energía de dicha Unidad de Programación, comunicando, además, en su caso, las Unidades de Programación que actúan de contrapartes en el caso de las transacciones correspondientes a contratos bilaterales con entrega física.
- d) Facilitar al OS los programas desagregados por unidades físicas y/o, en su caso, por unidades de producción equivalentes, de acuerdo con los criterios de desagregación de programas que haya establecido el OS de forma específica para dicha Unidad de Programación.
- e) Interlocución para el intercambio de información con el OS.

12.3 Representante de la Unidad de Programación: El Representante de una Unidad de Programación será un sujeto designado por el sujeto titular de la Unidad de Programación para actuar por cuenta del titular, bien en nombre propio o en nombre ajeno, en el Mercado de Producción Español utilizando para ello las mismas Unidades de Programación que utilizaría el sujeto titular excepto en los casos establecidos en el Anexo II.

La designación del Sujeto Representante de la Unidad de Programación se efectuará mediante la presentación por el Sujeto Titular ante el OS del correspondiente poder notarial que acredite este hecho.

El Representante de la Unidad de Programación será el responsable de la ejecución de las funciones enumeradas en el apartado anterior en los puntos a), salvo la comunicación de altas y bajas que deberá ser realizada por el sujeto titular de la unidad de programación, b), en el caso de que sea el sujeto representante el que deja de representar al sujeto titular y c) a e), ambos inclusive.

En aquellos casos en los que un Comercializador integre en el mercado producción nacional de régimen ordinario, dicho Comercializador actuará a todos los efectos como representante del Sujeto titular de dichas Unidades de Programación.

13. *Pruebas de los nuevos sistemas de información*

Antes de poner en funcionamiento cualquier nuevo intercambio de información, el operador del sistema propondrá una fase previa de realización de las pertinentes pruebas de intercambios de información entre todos los sujetos afectados.

ANEXO I

Horarios establecidos para los intercambios de información

1. Horarios de publicación de programas y otros intercambios de información

Concepto	Hora
Notificación del OS a los SM de las autorizaciones para la programación relativas a los derechos físicos de capacidad asignados en subastas explícitas en la interconexión Francia –España y, en su caso, en la interconexión Portugal-España (Día D-2 o anterior).	D-2 < 16:00 horas
Nominación de los SM al OS de la capacidad asignada en las subastas explícitas de capacidad anuales y mensuales en la interconexión Francia-España.	< 7:45 horas
El OS pone a disposición del OM y de los SM la información de los derechos físicos de capacidad obtenidos en horizontes anual y mensual para la interconexión Francia-España cuyo uso ha sido notificado en ambos sistemas eléctricos.	< 08:15 horas
En su caso, la EASEP realiza una nominación indirecta de los CBEP con entrega física formalizados entre UPG de los SM vendedor y comprador.	< 8:45 horas
En su caso, el OS pone a disposición de los SM la información correspondiente a las nominaciones de contratos bilaterales con entrega física de tipo CBEP.	< 08:50 horas
Publicación por el OS de la información previa al MD.	< 09:00 horas
Comunicación por los SM al OS de las nominaciones de contratos bilaterales:	
Contratos bilaterales internacionales con entrega física a través de interconexiones fuera del ámbito del MIBEL en las que no esté establecido un procedimiento coordinado de asignación de capacidad.	
Contratos bilaterales internacionales con entrega física en uso de los derechos físicos de capacidad diaria en la interconexión Francia-España que hayan comunicado dicho contrato con anterioridad al mercado diario.	< 9:35 horas
En su caso, las notificaciones de uso de los derechos físicos de capacidad asignados en las subastas explícitas en la interconexión Portugal-España realizadas conjuntamente por los operadores de ambos sistemas eléctricos.	
Contratos bilaterales nacionales con entrega física que han elegido la opción de nominación firme previa al mercado diario.	
En su caso, el OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM:	
La información relativa a la nominación de contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España derivados del uso de los derechos físicos de capacidad adquiridos en las subastas explícitas.	< 9:45 horas
Los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el Mercado Diario e Intradía (ATC).	
Puesta a disposición del OM de la información relativa a los contratos bilaterales nominados al OS con anterioridad al MD, y de la capacidad asignada en subasta diaria en las interconexiones con procedimiento coordinado de asignación de capacidad	< 09:45 horas
Publicación PDBC.	< 11:00 horas
Envío por los SM al OS de las nominaciones de programa por unidad de programación:	
Nominaciones de contratos bilaterales después del MD.	
Nominaciones de programa de Unidades de Programación UP, integradas junto a otras UP en una misma unidad de oferta.	
Nominaciones de los programas de producción por UP de las centrales térmicas incluidas en el plan de funcionamiento actualizado por solución de restricciones por garantía de suministro que tienen asociadas dos o más UP.	< 11:00 horas (en todo caso, hasta 30 min tras la publicación del PDBC)
Envío de los SM al OS del programa correspondiente a:	
Desagregaciones de UP en UF.	
Potencia hidráulica máxima de UGH.	
Publicación PDBF.	< 12:00 horas
Presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.	12:30 horas (en todo caso, hasta 30 min tras publicación PDBF)
Puesta a disposición de los SM y del OM de los resultados de la subasta de capacidad de contratos bilaterales con entrega física efectuada, en caso de congestión, en las interconexiones, fuera del ámbito del MIBEL, sin procedimiento coordinado de asignación de capacidad	< 14:00 horas
Publicación PDVP.	< 14:00 horas

Concepto	Hora
Requerimientos de reserva de regulación secundaria.	< 14:00 horas
Presentación de ofertas de regulación secundaria.	< 15:30 horas
Asignación de reserva de regulación secundaria.	< 16:00 horas
Requerimientos de reserva de regulación terciaria.	< 21:00 horas
Presentación de ofertas de regulación terciaria.	< 23:00 horas

Notas:

D: Día de programación. Salvo otra indicación, todos los horarios anteriores corresponden al día D-1 (día inmediatamente anterior al de operación).

En aquellos casos en los que se verifique la existencia de una incidencia, y ésta pueda ser corregida sin afectar de forma importante al proceso de programación de la generación, el OS, en coordinación con el OM, mediante los correspondientes mensajes específicos y plazos de envío, realizará las actuaciones oportunas para su resolución y, en su caso, procederá a la publicación de nuevas versiones de estas publicaciones (Comunicación de bilaterales, PDBF, PDVP y PHF), manteniendo informados en todo momento a los SM de estas actuaciones, a través de la Web de Sujetos del eSIOS. En el caso de darse esta situación, el OM y los OS adoptarán sus mejores esfuerzos para que la secuencia de operaciones se realice a la mayor brevedad posible.

En caso de que se produzcan retrasos en alguna otra publicación se modificarán los horarios según se describe en el texto del Procedimiento de Operación. Si como consecuencia de estos retrasos se viera afectada la secuencia de programación de la operación, el OS informará oportunamente a los SM mediante la página Web de Sujetos del Mercado, del eSIOS.

2. Horarios de publicación de los PHF tras las Sesiones del mercado intradiario

	Sesión 1. ^a	Sesión 2. ^a	Sesión 3. ^a	Sesión 4. ^a	Sesión 5. ^a	Sesión 6. ^a
Apertura de sesión	16:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión	17:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación	18:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa	19:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones. Recuadre tras restricciones.	19:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Publicación PHF	19:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación	28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)	(21-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

3. Horarios del sistema coordinado de subastas explícitas de capacidad diarias e intradiarias en la interconexión Francia-España

	Subasta diaria (D-1)	1. ^a Subasta intradiaria (D-1)	2. ^a Subasta intradiaria (D)
Límite para la nominación a los OS de la capacidad previamente adquirida.	7:45	15:00	10:25
Intercambio de nominaciones entre OS	7:55-8:05	15:35-15:40	10:35-10:40
Publicación de la especificación de la subasta	8:35	16:05	11:05
Apertura periodo recepción ofertas	8:45	16:15	11:15
Cierre periodo recepción ofertas	9:15	16:45	11:45
Comunicación resultados de la Subasta a los SM	9:30	17:00	12:00
Comunicación a los SM y al OM de las capacidades asignadas	9:30	17:15	12:15

ANEXO II

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico peninsular español

1. Unidades de programación para la adquisición de energía

Son las correspondientes a comercializadores de último recurso, consumidores directos en mercado, consumo de bombeo, comercializadores, representantes en nombre propio, consumo de productores y exportación de energía a sistemas externos.

a) Unidad de Programación para la adquisición de energía por comercializadores de último recurso: Cada Sujeto Comercializador de último recurso con suministro a tarifa o de último recurso será titular de una única Unidad de Programación para el suministro de sus clientes para el suministro de último recurso.

b) Unidad de Programación para la adquisición directa de energía por consumidores directos en mercado: Cada Sujeto Consumidor Directo en Mercado será titular de una única Unidad de Programación para el conjunto de sus suministros dentro del sistema eléctrico peninsular español de los que es Sujeto de Liquidación.

c) Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo: Cada Sujeto Productor propietario de una instalación de bombeo será titular de una única Unidad de Programación para la adquisición de energía para consumo de bombeo del conjunto de grupos acoplados en un mismo nudo de la Red de Transporte o Distribución.

Esta Unidad de Programación para consumo de bombeo de dicho conjunto de grupos, será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación de la producción correspondiente al proceso de turbinación de ese mismo conjunto de grupos de bombeo.

d) Unidad de Programación para la adquisición de energía para suministro a consumidores nacionales por comercializadores o representantes en nombre propio y por cuenta ajena: Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de una única Unidad de Programación para el suministro a todos sus clientes consumidores directos dentro del sistema eléctrico peninsular español.

En el caso de que un consumidor directo en mercado con representación en nombre y por cuenta ajena ante el operador del mercado opte por ser representado, el correspondiente representante podrá utilizar las unidades de programación con las que actuaría el consumidor directo en mercado.

e) Unidad de Programación para la adquisición de energía por productores (consumos auxiliares): Cada Sujeto Productor podrá ser titular de una Unidad de Programación para la adquisición de energía para el suministro de todos aquellos servicios auxiliares de sus instalaciones que no sean alimentados desde sus propias unidades de producción, entendiéndose por servicios auxiliares los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central (carga, arranque, parada y emergencia), incluyendo los suministros a equipamientos y accionamientos eléctricos asociados a los diversos procesos de la central, las instalaciones de control, las telecomunicaciones, las instalaciones mecánicas y la fuerza y alumbrado.

f) Unidad de Programación para la adquisición de energía para la exportación desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía desde el sistema eléctrico ibérico a sistemas externos será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de exportación de energía a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente autorización, ó bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de exportación a través de dicha interconexión.

g) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado con intención de su exportación al sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad: Cada Sujeto autorizado para la exportación de energía a Francia será titular también de una Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado,

sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su exportación al sistema eléctrico francés.

h) Unidad de Programación para la adquisición de energía en el mercado para el suministro de energía desde el sistema eléctrico peninsular al sistema eléctrico balear: Cada sujeto del sistema eléctrico balear autorizado para la adquisición de energía en el sistema eléctrico peninsular será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.

2. Unidades de programación para la venta de energía

Son las correspondientes a instalaciones de producción nacional, pertenecientes al régimen ordinario y régimen especial, importaciones y ventas en el mercado diario de excesos de compras a plazo de comercializadores de último recurso.

a) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de centrales térmicas de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada central térmica, entendiéndose bajo el término de central térmica una instalación de producción de energía eléctrica que puede funcionar de forma separada del resto de instalaciones de producción con las que puede compartir el mismo nudo de conexión a la Red de Transporte o a la Red de Distribución.

Una Unidad de Programación Térmica estará así compuesta normalmente de una sola unidad física, salvo en el caso de centrales multieje, como determinados grupos de ciclo combinado (X turbinas de gas más Y turbinas de vapor), que integrarán tantas unidades físicas como número de turbinas los componen.

El titular de estas Unidades de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de la central, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control de la misma, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

b) Unidad de Programación para la venta de energía correspondiente a la producción de unidades de gestión hidráulica de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación que se denominará Unidad de Gestión Hidráulica (UGH) por cada conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenezcan a una misma cuenca hidráulica y a un mismo sujeto titular.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, este comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario.

c) Unidad de Programación para la venta de producción de centrales reversibles de bombeo de régimen ordinario: Se constituirá una Unidad de Programación por cada conjunto de grupos asociados a una central reversible de bombeo que evacue en un determinado nudo de la Red de Transporte o de Distribución y sea propiedad del mismo Sujeto Productor o conjunto de sujetos productores.

Esta Unidad de Programación de venta de energía será diferente de la Unidad de Programación que se asignará a la misma instalación para la programación del consumo de bombeo de ese mismo conjunto de grupos.

El titular de esta Unidad de Programación será el propio Sujeto Productor propietario de este conjunto de centrales, o bien el copropietario que actúe en cada momento como

responsable del centro de control del conjunto de las mismas, en el caso de centrales de propiedad compartida.

En caso de que el propietario de una instalación de producción de régimen ordinario decida establecer un contrato de comercialización con un Sujeto Comercializador para que integre su producción en el mercado, el comercializador actuará con las mismas unidades de programación con las que lo haría el Sujeto Propietario de forma que su actuación será similar a la de un Sujeto Representante.

d) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través del Sujeto Productor: Se constituirá una Unidad de Programación de producción de régimen especial en mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial como tipos de producción compongan su parque de generación de modo que cada Unidad de Programación integre en el mercado la producción de un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo y sujeto productor se asignará a dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios potestativos.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación.

e) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial en régimen económico de mercado integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio: Cada Sujeto Comercializador o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena será titular, al menos, de tantas unidades de programación de régimen especial en régimen económico de mercado como tipos, conforme a la clasificación operativa establecida por el OS, compongan el parque de generación con el que haya establecido contratos de comercialización o bien de representación en nombre propio por cuenta ajena, de modo que cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integre en el mercado la producción correspondiente a un único tipo.

La generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo se asignará a, dos Unidades de Programación; una que agrupará a aquella generación habilitada para la participación en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo, y otra que agrupará a aquella otra generación no habilitada para la prestación de estos servicios.

En el caso de que las características específicas de alguna instalación hiciesen necesario su tratamiento individualizado por el Operador del Sistema, el Sujeto Productor dispondrá de la correspondiente Unidad de Programación, que será integrada en el sistema por su Sujeto Representante o Comercializador.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

f) Unidad de Programación agregadora de venta de producción de régimen especial bajo régimen económico de tarifa integrada en el mercado de producción a través de Sujeto Productor, Representante en nombre propio o Comercializador. Cada Sujeto Propietario o Representante que actúe en nombre propio y por cuenta ajena o Comercializador será titular de, como máximo, tres Unidades de Programación de venta de producción de régimen especial en régimen económico de tarifa por cada uno de los tipos de unidades de programación establecidas y publicadas por el Operador del Sistema en la web de sujetos del mercado del eSIOS, que compongan el parque de generación de régimen especial a tarifa que integre en el mercado. La primera de ellas integrará la

producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que estén exentas del pago del coste de desvíos, la segunda integrará la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW de un mismo tipo que no estén exentas del pago del coste de desvíos y la tercera integrará la producción de unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW. De esta forma cada una de sus Unidades de Programación agregadoras integrará en el mercado la producción correspondiente a la producción de un mismo tipo, rango de potencia y de una misma forma de liquidación de los desvíos.

Previa petición justificada del Sujeto Propietario o Representante, autorizada por el OS, o bien por iniciativa directa del OS, las Unidades de Programación que integran la producción de las unidades de generación de potencia igual o superior a 10 MW podrán integrar la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos.

Como caso excepcional respecto a lo recogido en el apartado 12.1 en relación con la composición de las Unidades de Programación de régimen especial, las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW no exentas del pago del coste de desvíos y las Unidades de Programación que integran la producción de unidades de generación de potencia inferior a 10 MW exentas del pago de desvíos estarán integradas, cada una de ellas, por una única Unidad Física agregadora cuya potencia total corresponderá a la suma de las potencias de las unidades de generación que componen la mencionada Unidad Física.

Cada Sujeto Comercializador o Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

g) Unidad de Programación de venta de producción de régimen especial correspondiente a instalaciones a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, a través de Sujeto Productor o Representante en nombre propio.

De acuerdo con la normativa vigente, el régimen económico de precio de mercado es aplicable a las instalaciones durante su funcionamiento en pruebas (art. 14.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo), a las instalaciones que han sido inscritas de forma definitiva en el Registro Administrativo de Producción en Régimen Especial con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología (art. 22.2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo) y a otras instalaciones en los términos que puedan ser establecidos por la regulación.

Se constituirán dos Unidades de Programación de producción de régimen especial bajo el régimen económico de precio de mercado por cada Sujeto Productor y tipo conforme a la clasificación operativa establecida por el Operador del Sistema y publicada en la web de sujetos del mercado del eSIOS. La primera de ellas integrará a aquella generación de un mismo tipo que se encuentre en pruebas y la segunda, integrará al resto de generación de un mismo tipo. De esta forma, cada Sujeto Productor será titular de tantas Unidades de Programación de régimen especial, a las que no les es de aplicación ninguna de las opciones establecidas en el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, como tipos de producción compongan su parque de generación y situación de pruebas.

Cada Sujeto Representante en nombre propio y por cuenta ajena podrá actuar asimismo con las mismas unidades de programación con las que participaría en el mercado de producción el Sujeto Productor.

h) Unidad de Programación de venta de energía para la importación desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico: Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde sistemas externos al sistema eléctrico ibérico será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado de la energía importada a través de cada una de las interconexiones internacionales para las que disponga de la correspondiente

autorización para la importación de energía, o bien tenga autorizado un tránsito de energía que represente una operación de importación a través de dicha interconexión.

i) Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad: Cada Sujeto autorizado para la importación de energía desde Francia será titular también de una Unidad de Programación para la venta de energía en el mercado, sin disposición de derechos de capacidad y con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés.

Las instalaciones que tengan suspendido temporalmente el régimen económico que les aplica, bien por causa de los incumplimientos a los que se refiere la normativa en los artículos 18, 23.6 y 50 del RD 661/2007 (incumplimiento de la obligación de adscripción a centros de control, incumplimiento del registro documental o fraude en los porcentajes de hibridación y por incumplimiento en el rendimiento eléctrico equivalente), o bien por aplicación de la petición voluntaria de suspensión establecida en el artículo 49 del RD 661/2007, permanecerán bajo la Unidad de Programación correspondiente a la opción de venta que hubieran elegido previamente.

3. Unidades de programación genéricas

a) Unidades de Programación Genéricas (UPG): Unidades de programación genéricas utilizadas para:

La integración en el mercado de producción de la energía procedente de las subastas de emisiones primarias de energía (SEP), en caso de que el ejercicio de opciones se realice por entrega física.

La notificación del uso de capacidad en la interconexión con Francia.

La integración en el mercado de producción de la generación comprometida en contratos bilaterales físicos.

ANEXO III

Unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico continental portugués

Las unidades de programación localizadas en el sistema eléctrico portugués se establecerán atendiendo a los criterios establecidos por el Operador del Sistema eléctrico portugués.

ANEXO IV

Declaración de alta de contratos bilaterales con entrega física ante el operador del sistema

Los contratos bilaterales con entrega física podrán ser establecidos entre los sujetos del mercado (productores, comercializadores, consumidores directos en mercado y comercializadores de último recurso) utilizando las unidades de programación físicas o genéricas establecidas en el Anexo II.

La declaración de contratos bilaterales se realizará desde la página Web de los SM.

Tras la solicitud de alta del contrato bilateral, el OS revisará si la información sobre el mismo es correcta y completa y procederá a comunicar la fecha de alta del mismo al SM solicitante.

Los contratos bilaterales internacionales para la importación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociados únicamente como unidad vendedora la correspondiente unidad de programación para la importación de energía.

Los contratos bilaterales internacionales para la exportación de energía en el ámbito del MIBEL, tendrán asociados únicamente como unidad compradora la correspondiente unidad de programación para la exportación de energía.

La nominación de estos contratos declarados ante el Operador del Sistema deberá ser acorde con lo establecido en este procedimiento y deberá respetar los horarios de comunicación al OS fijados en el mismo.

P.O.-3.2 Resolución de restricciones técnicas

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico peninsular español en el programa diario base de funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema (OS).
- b) Sujetos de Mercado (SM).

En el contenido de este procedimiento de operación, salvo mención expresa contraria, todas las referencias a los sujetos titulares de las unidades de programación deberán ser entendidas como aplicables también a los representantes de sujetos titulares de unidades de programación.

3. Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario

3.1 Recepción del programa resultante de la casación del mercado diario y de las nominaciones de programa: En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, el OS recibirá del OM la información referente al resultado de la casación de ofertas en el mercado diario de producción, con los programas de energía contratados en el mercado diario, incluidos los programas de energía derivados de la integración en el mercado de las contrataciones establecidas en el mercado a plazo bajo la opción de liquidación física de la energía.

En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, o bien antes de transcurridos 30 minutos desde la publicación de la información correspondiente a los resultados de la contratación en el mercado diario, cuando ésta se realice con posterioridad a las 10:30 horas, el OS recibirá de los sujetos titulares, para el proceso de análisis y resolución de restricciones técnicas, las nominaciones de los programas horarios de energía correspondientes a la ejecución de contratos bilaterales con entrega física, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.2 Desagregación de los programas de las unidades de programación de venta y de adquisición de energía y comunicación al OS de otras informaciones necesarias para los análisis de seguridad: En el plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la siguiente información:

Información correspondiente a la desagregación en unidades físicas del programa de energía de cada unidad de programación:

Los sujetos titulares de todas y cada una de las unidades de programación integradas por más de una unidad física deberán facilitar al OS la información relativa a las desagregaciones de los programas de energía asignados a cada una de las unidades físicas que integran cada unidad de programación, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

Esta desagregación de programas será aplicable, en el caso de las unidades de programación de venta de energía, a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

Unidades de venta correspondientes a una central térmica (UVT) compuesta por varias unidades físicas (unidades térmicas multieje).

Unidades de gestión hidráulica (UGH).

Unidades de venta de energía correspondientes a centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial gestionable (UVREG) de fuentes tanto no renovables (UVREGNR) como renovables (UVREGR).

Unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial no gestionable (UVRENG) de fuentes tanto no renovables (UVRENGNR) como renovables (UVRENGR).

En el caso de las unidades de programación de adquisición de energía, esta desagregación de programas incluirá a todas aquellas unidades compuestas por más de una unidad física y que se correspondan con:

Unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo (UAB).

Para efectuar este proceso de desagregación de las nominaciones de programas por unidades físicas, el OS podrá definir y comunicar previamente a los sujetos titulares de unidades de programación, los criterios, bases y códigos a utilizar para la realización de estas desagregaciones. Estos criterios podrán ser función de las características de las diferentes unidades de programación, pudiendo definir el OS para este objetivo, unidades de producción equivalentes que engloben un conjunto de unidades físicas de potencia neta registrada inferior a un cierto valor, desagregaciones por tecnologías, desagregaciones por nudos del modelo de red utilizado por el OS en los análisis de seguridad, y combinaciones de las anteriores.

Los sujetos titulares de unidades de gestión hidráulica (UGH) deberán facilitar al OS la información correspondiente a las potencias hidráulicas totales máximas por UGH que, en caso de que así se les requiera por razones de seguridad del sistema, pueden ser suministradas y mantenidas por cada unidad de gestión hidráulica durante un tiempo máximo de 4 y de 12 horas.

3.3 Ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

3.3.1 Periodo para la recepción de ofertas: Una vez comunicado el PDBF, el OS considerará abierto el periodo de recepción de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, periodo que se cerrará 30 minutos después de la comunicación del PDBF.

El OS podrá prolongar este plazo de recepción de ofertas, sólo en casos excepcionales y previa comunicación a todos los SM a través de la página Web de SM del sistema eSIOS, comunicación en la que se indicará la nueva hora de cierre del periodo de recepción de ofertas, y las causas concretas en las que se ha basado la decisión de la prolongación del periodo de aceptación de ofertas.

3.3.2 Presentación de ofertas.

3.3.2.1 Unidades de venta de energía: Los sujetos titulares de unidades de venta de energía, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, correspondientes a:

Producción de régimen ordinario.

Producción de régimen especial gestionable no renovable.

Importaciones de energía desde los sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá

en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Presentarán los siguientes tipos de oferta:

Ofertas de venta de energía que tendrán carácter:

Obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta para cada periodo de programación. Esta obligación aplicará a la totalidad de la potencia disponible en la correspondiente unidad de programación adicional a la programada en el PDBF, y de forma independiente a que su contratación en el mercado de producción se efectúe a través de la gestión del programa de energía en el mercado diario o mediante la ejecución de contratos bilaterales con entrega física.

Las unidades de producción afectas a contratos bilaterales con entrega física cuyo objeto sea la exportación de energía a través de interconexiones eléctricas sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, deberán presentar ofertas de venta de energía por la totalidad de la potencia disponible en la correspondiente unidad de producción, y ello con independencia del programa de venta de energía comprometido en el PDBF, ya que este programa PDBF, en caso de existir una congestión en sentido exportador en dicha interconexión, podría verse reducido o incluso llegar a anularse.

Potestativo para las unidades de venta de energía correspondientes a importaciones de energía desde aquellos sistemas eléctricos externos en los que no esté implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Ofertas de compra de energía que serán de carácter obligatorio para todas las unidades de venta respecto al programa de venta de energía establecido en el PDBF para la correspondiente unidad de venta de energía.

Quedan exceptuadas de esta obligación las unidades de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y las unidades de producción de régimen especial no gestionable (UVRENG), tanto no renovable (UVRENGNR) como renovable (UVRENGR), y las unidades de venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad, que no podrán presentar ofertas específicas de compra de energía.

3.3.2.2 Unidades de adquisición de energía: Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo, asociadas tanto a transacciones de mercado como afectas a contratos bilaterales con entrega física, presentarán los siguientes tipos de oferta:

Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF (reducción hasta la anulación del programa de consumo de bombeo del PDBF).

Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

3.3.2.3 Unidades de programación genéricas (UPG y UPGSD): Las unidades de programación genéricas no participarán en la resolución de restricciones técnicas, no aceptándose por ello la presentación de ofertas de restricciones para estas unidades de programación genéricas.

3.3.3 Características de las ofertas: Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas serán, con carácter general, ofertas simples, debiendo ser

presentadas por el sujeto titular de la correspondiente unidad, y ello con independencia de que dicha unidad de venta o de adquisición pueda estar afecta, además, de forma parcial o total, a uno o más contratos bilaterales con entrega física, para los que se haya comunicado su ejecución para el día siguiente.

En cada oferta se especificará la siguiente información:

Tipo de oferta (producción, importación o consumo de bombeo).

Para cada periodo de programación, y respecto a la energía programada en el PDBF se indicará:

Energía a subir:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios crecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Energía a bajar:

N.º de bloque: Bloques divisibles de precios decrecientes, en orden correlativo de 1 a 10 (número máximo de bloques).

Energía (MWh).

Precio de la energía ofertada.

Código para la definición del orden de precedencia a considerar para la repercusión de los posibles redespachos de energía a subir aplicados sobre una unidad de consumo de bombeo, y de los posibles redespachos de energía a bajar aplicados sobre una unidad de venta, en caso de que la misma participe simultáneamente en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física (reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y reducción posterior de los contratos bilaterales mediante prorrata entre ellos, prioridad inversa, o bien, aplicación de la regla prorrata sobre todo el conjunto de transacciones).

Las unidades de venta de energía correspondientes a centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas que constarán de cuatro términos:

Ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.

Ingresos por unidad de energía producida.

Ingresos por arranque en frío.

Ingresos por arranque en caliente.

En el proceso de solución de restricciones técnicas estas ofertas complejas podrán ser tenidas en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario nulo en todos y cada uno de los periodos que constituyen el horizonte diario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en uno o varios de los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

Adicionalmente en el caso de ciclos combinados multieje el término de arranque en caliente de las ofertas complejas podrá ser tenido en cuenta en los casos en los que el programa de la unidad corresponda al modo de funcionamiento de una turbina de gas y una turbina de vapor y, por requerimientos de la seguridad del sistema, se requiera a dicho grupo de ciclo combinado multieje, en los procesos de solución de restricciones técnicas, el arranque de una turbina de gas adicional.

En aquellos casos en los que la oferta compleja sea aplicable, al verificarse la condición anteriormente indicada, la utilización de la misma se efectuará bajo los siguientes criterios:

Se considerará que la unidad permanece acoplada en un determinado periodo de programación siempre y cuando su programa de producción sea superior a cero en dicho periodo.

El término correspondiente a los ingresos por unidad de energía producida se especificará mediante un único bloque.

Arranque en caliente: Arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción de forma tal que el intervalo de tiempo comprendido desde la última hora con programa asignado y la hora en la que se programa y/o se realiza el arranque es inferior a 5 horas; y arranque programado y/o realizado por la segunda y sucesivas turbinas de gas de un ciclo combinado multieje, en respuesta a una solicitud específica del OS.

Arranque en frío: Cualquier otro arranque programado y/o realizado por la unidad térmica de producción que no cumpla la condición anterior.

Los sujetos titulares de unidades de programación a los que sea de aplicación la presentación de ofertas para el proceso de resolución de restricciones técnicas podrán enviar ofertas de restricciones por defecto de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

3.4 Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF): Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

Fase 2: Reequilibrio de producción y demanda.

3.4.1 Fase 1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

El objetivo de esta fase es la determinación de las restricciones técnicas que puedan afectar a la ejecución del PDBF, identificando aquellas modificaciones de programa que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas detectadas, y estableciendo las limitaciones de programa por seguridad necesarias para evitar la aparición de nuevas restricciones técnicas en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones técnicas y en subsiguientes mercados.

3.4.1.1 Identificación de las restricciones técnicas.

3.4.1.1.1 Preparación de los casos de estudio: Los análisis de seguridad para la identificación de las restricciones técnicas tendrán en cuenta la siguiente información:

La producción y los programas de intercambios internacionales incluidos en el PDBF.
Las desagregaciones de programas correspondientes a:

Unidades de venta de energía asociadas a centrales térmicas (UVT) multieje, unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de venta de energía de producción de régimen especial gestionable (UVREG) y no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes renovables como no renovables, participantes en el mercado a través de los correspondientes sujetos titulares o representantes de los mismos.

La demanda prevista por el OS.

La mejor previsión de producción eólica de que disponga el OS.

La mejor información disponible en relación con:

Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a elementos de red.

Indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas que afecten a las unidades físicas de producción y a las unidades de adquisición para consumo de bombeo.

La demanda se considerará distribuida en los diferentes nudos del modelo de red utilizado por el OS para la realización de los análisis de seguridad. Esta distribución de la

demanda por nudos la efectuará el OS, utilizando como soporte para ello las aplicaciones de los sistemas de gestión de energía, y las aplicaciones informáticas y Bases de Datos específicamente diseñadas para los análisis y la resolución de las restricciones técnicas.

3.4.1.1.2 Restricción técnica: Es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía.

En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- a) Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.
- b) Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- c) Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- d) Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la Red de Transporte.
- e) Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Para la resolución de estas restricciones se aplicarán los mecanismos descritos en el presente procedimiento de operación y en aquellos otros por los que se establece la gestión de los correspondientes servicios de ajuste del sistema.

3.4.1.1.3 Análisis de seguridad: Sobre las bases anteriormente indicadas, el OS efectuará los análisis de seguridad necesarios para todo el horizonte de programación e identificará las restricciones técnicas que afecten al PDBF, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

Estos casos de estudio utilizados para la realización de los análisis de seguridad del PDBF serán puestos a disposición de los sujetos del mercado, en formato RAW de la aplicación PSS/E, una vez transcurrido el periodo de tiempo establecido, en su caso, por razones de confidencialidad de la información, tal y como se indica en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

3.4.1.1.4 Resolución de restricciones técnicas: Antes de proceder a la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, el OS resolverá, en su caso, las congestiones identificadas en el PDBF que afecten a las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, con arreglo a lo establecido en la normativa y en los procedimientos de operación vigentes.

3.4.1.1.5 Resolución de restricciones técnicas y por garantía de suministro en el sistema eléctrico español: Una vez verificada la no existencia de congestiones en las interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, el OS analizará las condiciones de seguridad del sistema eléctrico peninsular español y resolverá las restricciones por garantía de suministro que afecten al sistema eléctrico español de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones por garantía de suministro. En el caso de identificarse en el PDBF restricciones técnicas internas al sistema eléctrico español, el OS estudiará para cada conjunto de periodos de programación consecutivos en los que haya identificado restricciones técnicas, las posibles soluciones que técnicamente las resuelvan con un margen de seguridad adecuado.

3.4.1.1.5.1 Medios para la resolución de las restricciones técnicas: Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema eléctrico peninsular español, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF:

Mediante la utilización de las ofertas de venta de energía presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas por:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de producción de régimen especial gestionable no renovable (UVREGNR).

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC) sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Reducción de la energía programada en el PDBF:

La reducción de la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español, se realizará sin utilización directa de ofertas a estos efectos, siendo consideradas estas reducciones de programa anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Estas reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF podrán ser aplicadas sobre los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de producción de régimen especial gestionable (UVREG) y no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes no renovables como renovables.

b) Unidades de venta correspondientes a programas de importación de energía a través de las interconexiones eléctricas con países comunitarios (UVIC) sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

En el caso de que no se disponga de otros medios en el sistema eléctrico peninsular español, o bien exista un riesgo cierto para el suministro en el territorio peninsular nacional, las reducciones de la energía programada en el PDBF se podrán hacer también extensivas a las:

d) Unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos (UAE) en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

En situaciones excepcionales, bien por falta de medios en el sistema eléctrico peninsular español o por riesgo cierto para garantizar el suministro en el territorio peninsular español, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, el OS podrá solicitar a los sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español, incrementos y/o reducciones de programas de energía en unidades ubicadas en su sistema.

La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

3.4.1.1.5.2 Selección y aplicación de los medios de resolución.

Solución de restricciones técnicas mediante el incremento de la energía programada en el PDBF: En el caso de ser necesarios incrementos de la energía programada en el PDBF, y existir más de una solución técnicamente válida y de eficacia equivalente, el OS efectuará una evaluación económica de las posibles soluciones y elegirá aquella que

represente un menor coste. A igualdad de coste para varias soluciones equivalentes en términos de eficacia técnica para la resolución de las restricciones identificadas, el OS seleccionará aquélla que represente un menor movimiento de energía respecto al PDBF.

Los incrementos de programa para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía, dando lugar a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Los incrementos de programa respecto al PDBF que sean aplicados para la resolución de las restricciones técnicas serán valorados sobre la base de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones.

En el caso de ciclos combinados multiteje, cuando los incrementos de programa respecto al PDBF requieran un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multiteje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF: Para la aplicación de reducciones de los programas de energía previstos en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema eléctrico español se tendrá en cuenta la influencia que el programa de energía de cada unidad tiene sobre las restricciones técnicas identificadas, utilizándose a estos efectos los factores de contribución a las restricciones técnicas obtenidos en los análisis de seguridad aplicados.

Así, en el caso de que existan varias unidades con una influencia equivalente sobre las restricciones técnicas identificadas, para la resolución de éstas se reducirán los programas de estas unidades mediante la aplicación de la regla prorata sobre sus correspondientes programas de energía.

En el caso de que los efectos de los programas de estas unidades sobre las restricciones identificadas no sean equivalentes, la modificación de programas de las diferentes unidades se efectuará reduciendo, en primer lugar, el programa de la unidad que tiene el mayor factor de contribución, respetando el programa de producción mínima que pueda ser requerido en esta unidad de programación por razones de seguridad del sistema, procediendo a aplicar las siguientes reducciones siguiendo el orden de factores de contribución decrecientes obtenidos en los análisis de seguridad aplicados.

En el caso de que en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifiquen congestiones en la evacuación de producción tanto de régimen ordinario como de régimen especial, siendo necesaria, por razones de seguridad del sistema, la reducción del programa de producción total a un determinado valor, se procederá a la solución de las restricciones técnicas identificadas mediante la aplicación del proceso indicado a continuación:

Identificación en primer lugar del conjunto A de unidades de venta correspondientes a producción, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, cuyo factor de contribución a las restricciones técnicas identificadas supera un determinado umbral mínimo.

Establecimiento, a partir del conjunto anterior, de un subconjunto A1 constituido por todas y cada una de las unidades de venta de producción de régimen ordinario (UVT + UGH + UVBG).

Reducción de los programas de las unidades de venta que constituyen el subconjunto A1 en orden de factores de contribución decrecientes.

Una vez aplicada sobre el subconjunto A1, la máxima reducción de programas compatible con las limitaciones establecidas en razón de la seguridad del sistema, en caso de persistir aún la situación de congestión, el OS procederá a reducir producción

adicional mediante la modificación de los programas de las unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial de acuerdo con el siguiente orden de prioridad, siempre y cuando la seguridad del sistema así lo permita:

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes no renovables (UVREGNR).

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes renovables (UVREGR).

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes no renovables (UVRENGNR).

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes renovables (UVRENGR), reduciendo en último lugar a aquellas unidades cuya adecuación tecnológica, de acuerdo con lo fijado en los procedimientos de operación, contribuye en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Las reducciones de programa para la solución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF se efectuarán mediante la aplicación de redespachos de energía sobre dichas unidades.

Se reducirán así, en primer lugar, los programas de las unidades con mayor contribución, respetando los programas de producción mínima que puedan ser requeridos en estas unidades por razones de seguridad del sistema, y el orden de prioridad anteriormente mencionado en aquellos casos en los que a las restricciones técnicas identificadas tengan contribución tanto unidades de producción de régimen ordinario como unidades de producción de régimen especial.

Este proceso de reducción de programas dará lugar, en todos los casos a nuevos programas de energía que estarán establecidos, siempre que así sea posible, en valores enteros de MWh, programas que, en el caso de las unidades de producción, tendrán un valor no inferior al mínimo técnico de la correspondiente unidad, ni superior a la potencia máxima disponible en la unidad, potencia que en el límite será igual a la potencia activa neta registrada para la misma.

Para ello, una vez reducidos los programas de venta de energía conforme a los correspondientes factores de contribución a las restricciones identificadas, o la aplicación, en su caso, de la regla prorata para realizar dicha reducción, se establecerá un redondeo de dichos programas, mediante la aplicación de la Norma Internacional ISO 31 B, de forma que todos los programas resultantes estén expresados en valores enteros de MWh.

Las reducciones de programa respecto del PDBF que sean necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, aplicadas tanto sobre unidades de venta de energía, como de adquisición (consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones) serán consideradas anulaciones del programa correspondiente previsto en el PDBF.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a subir: En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro y, los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a subir en el programa resultante, el OS adoptará las siguientes medidas:

Aplicar limitaciones de programa mínimo a un valor igual a su mínimo técnico sobre todos los grupos térmicos programados en el PDBF.

Aplicar limitaciones de programa máximo sobre las unidades de consumo de bombeo.

Aplicar en cada interconexión eléctrica con países comunitarios una limitación global de programa mínimo sobre el conjunto de todas las unidades de programación correspondientes a importaciones de energía a través de dicha interconexión, por un valor igual al mínimo entre el valor global del conjunto de programas de importación y el valor de la capacidad de intercambio prevista y publicada en sentido importador.

Cuando las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a subir, el OS procederá a programar el arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales teniendo en cuenta para ello la reserva de potencia a subir que cada uno de los grupos térmicos disponibles y no acoplados, aportaría en su caso al sistema, el tiempo mínimo de arranque en frío o en caliente, según sea el caso, y de programación declarado por la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), así como el coste asociado a la programación del arranque y acoplamiento de cada uno de ellos, con el objeto de asegurar así la reserva adicional de potencia a subir requerida con el mínimo coste asociado.

En este proceso de arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales, el OS tendrá en cuenta los posibles modos de funcionamiento de los ciclos combinados multieje.

El coste de programación de un grupo térmico por insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible será calculado como el cociente entre el coste de programación del grupo a mínimo técnico en todos periodos horarios con insuficiente reserva de potencia a subir y, la potencia máxima disponible del grupo por el número de periodos horarios en los que se requiere la programación de grupos térmicos adicionales.

La reserva de potencia aportada por cada grupo térmico se determinará conforme a la potencia activa máxima disponible en la unidad, valor éste que en el extremo será igual a la potencia activa neta registrada para dicha unidad de producción.

Para esta programación del arranque y acoplamiento de grupos térmicos adicionales por razón de insuficiencia de la reserva de potencia a subir disponible, se utilizará, preferentemente, un código de redespacho específico al objeto de poder contabilizar de forma individualizada, tanto el volumen de estos redespachos debidos a una reserva insuficiente de potencia a subir en el sistema, como el coste asociado a la aplicación de los mismos.

Solución de restricciones técnicas debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar: En aquellos casos en los que, una vez ya incorporados los redespachos y limitaciones de seguridad sobre el programa PDBF necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá proceder a aplicar limitaciones de programa sobre las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo hasta un valor igual al de su programa en el PDBF, al objeto de evitar posibles reducciones posteriores de este programa de consumo de bombeo.

3.4.1.1.5.3 Implementación práctica de la resolución de restricciones: Para el establecimiento de los redespachos de energía necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se respetarán los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores, y las potencias nominales de las unidades de consumo de bombeo, de acuerdo con la información contenida en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE) y otra información complementaria (potencia correspondiente al mínimo técnico de la unidad de producción, potencia nominal de consumo de bombeo, etc.) que, en caso de no estar contenida en el RAIPEE, deberán facilitar al OS los sujetos titulares de las correspondientes unidades de programación de una forma fehaciente, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS. Se tendrán en cuenta además, las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia comunicados también de forma fehaciente por los sujetos titulares de estas unidades al OS.

No serán tenidas en consideración, por el contrario, otras limitaciones distintas, propias de cada unidad de producción, tales como las rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, que deberán ser gestionadas en el mercado intradiario, cuando así sea necesario, por los sujetos titulares de las correspondientes unidades.

El OS a la hora de aplicar redespachos de energía a subir sobre unidades de venta correspondientes a centrales reversibles de bombeo, tendrá en cuenta la capacidad del vaso superior de dicha central, tanto en términos de la factibilidad del programa total de

venta de energía que le podrá ser requerido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, como en términos de la factibilidad del programa de consumo de bombeo necesario para poder atender a dicho programa de venta de energía resultante de la resolución de las restricciones técnicas. Este programa de consumo de bombeo deberá ser establecido de forma directa por el sujeto titular de la unidad mediante su participación en el mercado intradiario.

Los incrementos de energía programados sobre el PDBF para la resolución de restricciones técnicas en el sistema eléctrico español, que puedan ser aplicados sobre unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con países comunitarios sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, deberán tener siempre en cuenta los valores máximos de capacidad de intercambio previstos y publicados para la correspondiente interconexión y sentido de flujo. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Una vez seleccionada, entre el conjunto de soluciones técnicamente válidas, e igualmente eficaces, aquélla que representa un menor coste global, el OS establecerá, teniendo en cuenta los incrementos de los programas correspondientes a la resolución de restricciones por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro, las modificaciones de los programas correspondientes a la resolución adoptada, indicando para cada unidad afectada por dicha modificación el tipo y magnitud del redespacho que le es aplicable de forma concreta, para lo que se utilizarán las siguientes calificaciones:

UPO (Unidad con Programa Obligado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere el acoplamiento o el incremento de su programa de venta respecto al PDBF.

Unidad de consumo de bombeo, o en su caso, unidad de adquisición de energía correspondiente a una exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, para la que se requiere una reducción de su programa de adquisición respecto al PDBF.

UPL (Unidad con Programa Limitado):

Unidad de venta de energía para la que se requiere una reducción de su programa de venta respecto al PDBF.

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones técnicas en el mercado diario, una vez incorporados en el PDVP, se considerarán firmes, manteniéndose sin variación el programa de energía incluso en el caso de que desaparezcan las condiciones que han dado lugar a la restricción técnica.

En todos los casos en los que la resolución de restricciones técnicas lleve asociado el acoplamiento, incremento o disminución de producción de unidades físicas concretas, incorporadas en una determinada unidad de venta de energía, y no sea suficiente una modificación global del programa de la unidad de venta de energía correspondiente, el OS definirá, además de la unidad de programación afectada por el redespacho de energía, las unidades físicas y los requisitos aplicables a cada una de ellas de forma detallada, incorporándose estos datos complementarios en áreas procesables de información que formarán parte de los intercambios de información correspondientes a los redespachos y limitaciones de seguridad comunicados por el OS como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

En aquellos casos en los que los redespachos de energía sean aplicados sobre una unidad de programación integrada por más de una unidad física, las limitaciones por seguridad podrán afectar también, al igual que se ha indicado antes para los redespachos,

únicamente a parte de las unidades físicas que la componen sin que quepa considerar, en estos casos, que estas limitaciones son aplicables necesariamente a todo el conjunto de la correspondiente unidad de programación.

En el caso de la aplicación de redespachos a bajar sobre unidades de venta de energía correspondientes a unidades de producción o a importaciones, o sobre unidades de adquisición para consumo de bombeo o en su caso exportaciones, participando la correspondiente unidad de forma simultánea en una transacción de mercado y en la ejecución de uno o más contratos bilaterales con entrega física, el OS procederá a distribuir el correspondiente redespacho sobre las distintas transacciones en las que participa dicha unidad, teniendo en cuenta para ello el código de definición del orden de precedencia incorporado en la oferta presentada por el titular de dicha unidad para la resolución de las restricciones técnicas. En caso de no haber sido incluido el mencionado código en dicha oferta, se considerará como opción por defecto, la reducción prioritaria del programa correspondiente a la transacción de mercado y, la reducción posterior de todos los contratos bilaterales en los que interviene la misma unidad aplicando prorrata entre los mismos, cuando sean más de uno.

En el caso de la aplicación de reducciones de programa sobre unidades de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, exportaciones, asociadas a un contrato bilateral físico, se aplicarán después, de forma coordinada, cuando así sea aplicable, redespachos de energía a bajar sobre las unidades de venta asociadas a dicho bilateral, conforme a lo dispuesto en apartado posterior 3.4.2.1.

3.4.1.1.5.4 Establecimiento de limitaciones por seguridad: Como parte del proceso de resolución de restricciones técnicas, el OS deberá establecer las limitaciones que sean necesarias, por razones de seguridad del sistema, sobre los programas de las diferentes unidades de venta de energía y sobre los programas de adquisición para consumo de bombeo y, en su caso, sobre los programas correspondientes a exportaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos.

La aplicación de estas limitaciones por seguridad tendrá como objetivo evitar la aparición de nuevas restricciones en los procesos posteriores (reequilibrio generación-demanda, mercado intradiario, mercados de regulación secundaria y terciaria, gestión de desvíos generación-consumo y operación en tiempo real).

El OS establecerá estas limitaciones de programa por seguridad con arreglo a las siguientes clasificaciones:

LPMI (Limitación de Programa Mínimo o Límite Inferior) aplicable a:

Unidad de venta de energía programada en el PDBF y/o en el PDVP en la que, por razones de seguridad del sistema, una o más de las unidades físicas que la integran debe mantener un determinado programa mínimo de venta de energía.

Unidad de adquisición de energía programada o no en el PDBF y correspondiente a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede superar un determinado valor.

LPMA (Limitación de Programa Máximo ó Límite Superior) aplicable a:

Unidad de venta de energía programada o no en el PDBF, o programada en el PDVP en la que, por razones de seguridad del sistema, su programa de venta de energía no puede superar un determinado valor.

Unidad de adquisición de energía programada en el PDBF y correspondiente a un consumo de bombeo en la que por razones de seguridad del sistema su programa de adquisición de energía no puede ser inferior a un determinado valor.

La asignación de limitaciones de programa por seguridad impondrá restricciones a los posteriores programas de venta de energía y/o de adquisición de energía para consumo

de bombeo y, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, para las unidades de programación, o en su caso unidades físicas, sobre las que han sido aplicadas dichas limitaciones por seguridad.

La modificación de los programas de energía respecto al PDBF, mediante la aplicación de redespachos de energía de tipo UPO (unidad con programa obligado) y UPL (unidad con programa limitado), para la resolución de las restricciones técnicas identificadas, dará lugar a una asignación automática de limitaciones por seguridad:

a) La aplicación de redespachos de energía para la asignación de un programa obligado (UPO) sobre una determinada unidad de venta de energía dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre dicha unidad redespachos de energía a subir (incrementos del programa de venta de energía).

b) La asignación de un programa obligado (UPO) sobre una unidad de adquisición de energía para consumo de bombeo dará lugar a la aplicación de una limitación de programa mínimo (LPMI), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a subir (reducciones del programa de adquisición de energía para consumo de bombeo).

c) La asignación de un programa limitado (UPL) sobre una unidad de venta de energía, dará lugar a la aplicación de una limitación de programa máximo (LPMA), limitación que sólo permitirá aplicar después sobre esta unidad redespachos de energía a bajar (reducciones del programa de venta de energía).

La aplicación de limitaciones de programa por seguridad que establezcan límites de programa mínimo (LPMI) ó límites de programa máximo (LPMA) sobre el programa de una unidad de venta de energía o sobre el de adquisición de consumo de bombeo o, en su caso, de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio, sólo permitirá la aplicación de redespachos que respeten los límites de potencia máxima a bajar o a subir, respectivamente, para ellos establecidos.

Estas limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema podrán desaparecer únicamente en aquellos casos en los que el OS elimine o ajuste la correspondiente limitación de seguridad aplicada sobre dicha unidad, al haberse visto modificada la situación del sistema generación-transporte y no presentarse ya las condiciones que imponían dicha restricción de programa.

Cuando las limitaciones por seguridad de programa mínimo (LPMI) o de programa máximo (LPMA) vayan asociadas a unidades físicas concretas y no al conjunto de la unidad de venta, las limitaciones de programa por seguridad en posteriores mercados se asociarán también a estas unidades físicas y no al conjunto de la unidad de venta de energía.

En los casos en los que la limitación de programa mínimo (LPMI) ó de programa máximo (LPMA) afecte a un conjunto de unidades de producción o a un conjunto de unidades de adquisición para consumo de bombeo, localizadas en un mismo emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional, el OS establecerá preferentemente estas limitaciones por seguridad de forma global, para su aplicación a un determinado emplazamiento, zona geográfica o interconexión internacional. Estas limitaciones globales podrán coexistir con limitaciones de programa mínimo (LPMI) y/ó de programa máximo (LPMA) aplicadas sobre una o varias de las unidades a las que afecta la limitación global.

Cuando de forma transitoria, por una causa sobrevenida, asociada a problemas en el funcionamiento de las aplicaciones informáticas utilizadas para los análisis de seguridad, u otras posibles causas que afecten a la determinación y/o al tratamiento de dichas limitaciones globales, el OS establecerá estos límites de programa por seguridad de forma individual. Para el establecimiento de dichos límites individuales, a igualdad de criterios técnicos, el OS utilizará el orden de mérito de las ofertas presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas. Con independencia de su contribución a la

restricción, quedarán exceptuadas de la aplicación de estas limitaciones de programa, siempre que la seguridad del sistema así lo permita, todas aquellas unidades de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y de régimen especial no gestionable (UVRENG), tanto de fuentes no renovables como renovables.

3.4.1.1.5.5 Tratamiento de la resolución de restricciones técnicas en la Red de Distribución: En el proceso de resolución de restricciones técnicas se analizarán y resolverán las restricciones identificadas en la red de transporte, de acuerdo con los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad contenidos en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

No obstante, en aquellos casos en los que con el programa de producción previsto, el gestor de la red de distribución identifique la existencia de un problema de seguridad en la red objeto de su gestión, podrá solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en la red de distribución afectada.

En tal caso, el gestor de la red de distribución comunicará al OS, de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece el intercambio de información con el OS, el riesgo existente en la red de distribución objeto de su gestión, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de distribución deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en la red de distribución y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o aplicación de los contratos de venta de energía por él suscritos con los titulares de las instalaciones de producción en régimen especial, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de modificaciones en el programa diario base de funcionamiento previsto.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión como consecuencia de la programación de un descargo en la red de transporte o en la red de distribución, dicho gestor deberá comunicar este hecho al OS con la mayor antelación posible, al objeto de que dicha información pueda formar parte de la comunicación de indisponibilidades de red con influencia en el programa de producción que el OS comunica cada día con anterioridad al mercado diario, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS.

En aquellos casos en los que lo anterior no sea posible, por retrasos no deseados en la comunicación de dicha información, u otras causas no previstas, o bien cuando la restricción técnica esté directamente asociada al propio plan de producción previsto en el PDBF, el gestor de la red de distribución deberá comunicar al OS la existencia de dicha restricción técnica con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP del día en el que se realiza la programación y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de equilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de distribución de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de la red de distribución.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF por razones de seguridad de la red de distribución, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos.

3.4.1.1.5.6 Tratamiento de las congestiones identificadas en la evacuación de generación: Cuando en el proceso de resolución de restricciones técnicas se identifique una situación de congestión debida a un exceso de producción en una zona respecto a la capacidad de evacuación de la misma, en función de que dichas congestiones se identifiquen ya en el caso base de estudio, o de que aparezcan únicamente en caso de presentarse determinadas contingencias, se procederá tal y como se indica a continuación:

a) Congestiones en el caso base de estudio y/o identificación de condiciones de inestabilidad transitoria post-contingencia.

Se limitará la producción en la zona afectada por la congestión de tal forma que en ningún momento se sobrepasen en las líneas y transformadores de evacuación, los límites de carga máxima fijados en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad de la operación del sistema.

Esta misma actuación se llevará a cabo en los casos en los que ante contingencia, los análisis dinámicos pongan de manifiesto la existencia de situaciones de inestabilidad transitoria en una determinada zona del sistema eléctrico que queda débilmente unida al resto del sistema o, incluso en el extremo, prácticamente aislada del mismo, con un fuerte desequilibrio producción-demanda en la zona, que pondría en riesgo la seguridad del suministro en la misma.

La reducción del programa de energía respecto al PDBF de las unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas supere un determinado umbral mínimo, se efectuará sobre la base de su contribución a la restricción técnica identificada, y teniendo en cuenta los criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2.

Así, en el caso de que haya varias unidades cuya contribución a las restricciones técnicas identificadas sea equivalente, se prorrateará la energía a reducir entre todas ellas en función de su programa previsto en el PDBF, y en el resto de casos para la aplicación de estas reducciones de programas serán tenidos en cuenta los factores de contribución a la restricción antes citados.

En este proceso de reducción del programa de energía respecto al PDBF se respetará el mínimo técnico de los grupos térmicos. Si, una vez reducida al mínimo técnico la producción de todos los grupos implicados en la congestión, persistiese aún un exceso de producción en la zona, se procederá a programar la parada de grupos térmicos, de acuerdo con el orden de mérito de las ofertas de compra de energía (reducción del programa PDBF) presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de dichas unidades de venta, iniciando la programación de la parada de aquellas unidades que han presentado un mayor precio en su oferta de compra de energía.

Cuando coincidan ofertas al mismo precio, se programará la parada de grupos térmicos en función de sus mínimos técnicos, comenzando por aquel grupo con un mínimo técnico más elevado, siempre que la seguridad del sistema eléctrico así lo permita.

En este proceso de programación de la parada de grupos térmicos, se deberá tener en cuenta además el tiempo mínimo de arranque en frío y de programación de la unidad (desde orden de arranque hasta mínimo técnico), programándose así en primer lugar la parada del grupo con un menor tiempo de arranque y/o de programación.

En el caso concreto de que se identifique una situación de congestión en la evacuación de producción en la que participen varias unidades pertenecientes a un mismo SM con una contribución equivalente a la congestión, se prorrateará preferentemente la energía a reducir para la solución de la congestión entre la suma del programa PDBF de todas las unidades de producción pertenecientes a un mismo SM, y se tendrá en cuenta el orden de prioridad comunicado al OS por el correspondiente SM para sus unidades a la hora de aplicar la reducción de programas a las unidades de producción de cada sujeto, de acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento de operación por el que se establecen los

intercambios de información con el OS y, siempre que la seguridad del sistema así lo permita.

La producción de régimen especial intervendrá también en la resolución de estas restricciones técnicas, en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos a los valores mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas de producción de las unidades de régimen ordinario, siguiendo en este proceso las diferentes fases descritas en el apartado 3.4.1.1.5.2. del presente procedimiento.

b) Congestionamientos en situaciones post-contingencia.

Una vez comprobada la no existencia de congestiones en el caso base de estudio, o de condiciones de inestabilidad transitoria que requieran reducción a priori de la producción en la zona, habiendo sido ya resueltas las que, en su caso, se hubieran identificado, se analizará a continuación la posible existencia de congestiones post-contingencia.

En el caso de detectarse congestiones de este tipo, se analizará su resolución mediante la adopción de medidas correctoras que se aplicarán sólo en caso de producirse aquellas contingencias que provocan restricciones técnicas.

Cuando no sea posible la adopción de medidas correctoras post-contingencia, o bien, la implantación de estas medidas exija un tiempo superior al admitido para la consideración de sobrecargas transitorias en elementos de transporte, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema, se establecerán las medidas preventivas necesarias, mediante la reducción de los programas de las unidades de producción de la zona, aplicando los mismos criterios indicados anteriormente para la resolución de congestiones en el caso base.

c) Teledisparos en unidades de producción.

En el caso de congestiones en la evacuación de producción de una zona limitada a situaciones post-contingencia, las unidades de producción que puedan verse afectadas por una reducción, o incluso por la anulación preventiva del programa de energía previsto para las mismas en el PDBF, podrán evitar, o al menos reducir, esta disminución de su programa, mediante la activación, previa autorización por el OS, de un automatismo de teledisparo de generación que actúe en caso de presentarse cualquiera de las contingencias que provocan sobrecargas post-contingencia inadmisibles. Estos automatismos de teledisparo de generación podrán dar lugar a la desconexión de la unidad de producción y a la pérdida completa de la producción de la misma, o bien, a una reducción rápida y parcial de la producción de la unidad sin desconexión de la misma.

Lo anterior será de aplicación siempre y cuando estos automatismos de teledisparo actúen con la velocidad de respuesta requerida, cumplan las condiciones técnicas establecidas y estén así habilitados por el OS para realizar esta función, quedando garantizada en todo momento la seguridad del sistema eléctrico.

En los casos en los que la solución de la congestión requiera la activación de un número de automatismos de teledisparo de generación inferior a los existentes, para la activación de los mismos el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios en cuya definición podrán tener participación los titulares de las unidades de producción de la zona provistas de sistemas de teledisparo.

En el caso de que la activación de un teledisparo permita evitar la reducción del programa de producción en una cuantía tal que se exceda la reducción que se solicitaba a la unidad que activa dicho teledisparo, dicho margen adicional de producción será distribuido entre las restantes unidades de producción, dando preferencia a aquellas unidades que, disponiendo de un sistema de teledisparo, no les haya sido requerida, sin embargo, la activación de éste al no ser necesaria.

El sujeto titular de cada unidad de programación deberá comunicar al OS, sin dilación, cualquier cambio o modificación que pueda afectar a la operativa o funcionamiento de estos automatismos de teledisparo.

d) Aplicación de limitaciones para evitar congestiones en posteriores mercados por incremento de la producción respecto al PDVP.

En el caso de que no existan congestiones en el caso base de estudio ni en situación post-contingencia con los programas de venta de energía en el PDBF correspondientes a estas unidades de producción, pero estas congestiones pudieran presentarse si las unidades de producción de la zona incrementasen su producción en posteriores mercados (mercado intradiario, gestión de desvíos y regulación terciaria), por encima de un cierto valor, el OS procederá de la siguiente forma:

Determinará horariamente, cuál es el máximo valor de producción que puede admitirse en la zona, identificando si la restricción se presentaría sólo en situación post-contingencia, o bien si correspondería a una congestión en el caso base.

Si la posible congestión se identifica sólo en situación post-contingencia, se determinará cuál es el valor máximo admisible de producción en la zona teniendo en consideración los teledisparos de los grupos de la zona, supuestos estos grupos con los mismos programas de energía del PDVP.

Una vez establecido en ambos casos el máximo incremento de producción respecto a los programas previstos en el PDVP, admisible por razones de seguridad del sistema, el valor de capacidad adicional disponible (el que resulte ser más limitativo de ambos), se asignará, preferentemente bajo la forma de una limitación zonal aplicable al conjunto de grupos de la zona con influencia en la congestión, y de forma alternativa, bajo la forma de una limitación individual sobre cada grupo de la zona con influencia en la congestión, según orden de precios crecientes de las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de estas unidades de venta de energía. En caso de igualdad de precio en las ofertas de dos unidades de producción, los incrementos de producción admisibles se establecerán dando preferencia al funcionamiento de aquellos grupos para los que se hayan activado sus correspondientes sistemas de teledisparo.

3.4.1.1.5.7 Tratamiento de las modificaciones de programa solicitadas por los sistemas eléctricos vecinos: Los gestores de la red de transporte de sistemas eléctricos vecinos interconectados con el sistema eléctrico español podrán solicitar al OS la introducción de las modificaciones que sean precisas en el PDBF para garantizar la seguridad en su red.

En tal caso, el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino se dirigirá por escrito –mediante fax o correo electrónico– al OS, informándole del riesgo existente en la red de transporte objeto de su gestión, y detallando además, los días y periodos de programación afectados, las medidas a tomar, y las modificaciones requeridas en los programas de producción, en el caso de que así sean necesarias. En esta comunicación el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino deberá justificar detalladamente dichos requerimientos, el riesgo existente en su red y la imposibilidad de adoptar otras medidas alternativas (medidas topológicas o modificación de programas en unidades de su sistema eléctrico, entre otras) que pudieran evitar, o al menos reducir, la introducción de las modificaciones de programa solicitadas.

Dicha información deberá ser comunicada por el gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino al OS con la mayor antelación posible y, en cualquier caso, con anterioridad a la publicación por el OS de los redespachos de energía y las limitaciones necesarias por razones de seguridad para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, al objeto de que estas modificaciones adicionales del programa PDBF puedan ser también tenidas en cuenta en el proceso de reequilibrio generación-demanda.

De acuerdo con esta información, el OS introducirá las modificaciones requeridas en el PDBF e informará de forma fehaciente al gestor de la red de transporte del sistema eléctrico vecino de la introducción de estos redespachos y de las modificaciones de

programa asociadas, así como de las limitaciones de programa aplicadas en razón de la seguridad de su red de transporte.

Para estos redespachos y limitaciones de seguridad aplicados sobre el programa PDBF a solicitud del sistema eléctrico vecino, el OS utilizará, preferentemente, códigos específicos al objeto de poder establecer con precisión, tanto su volumen, como los costes asociados a los mismos que serán sufragados por el sistema eléctrico vecino que haya realizado la correspondiente solicitud.

3.4.2 Fase 2: Reequilibrio generación-demanda: Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF y, en su caso, las restricciones por garantía de suministro de acuerdo con el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones por garantía de suministro, el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando las limitaciones establecidas, por razones de seguridad del sistema, en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas, y los valores previstos y publicados de la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

3.4.2.1 Reducción parcial o total de los programas de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda haya sido reducida en la fase 1.

El OS procederá, en primer lugar, a reducir parcial o incluso totalmente, los programas de venta de energía de aquellas unidades de programación que estando habilitadas para participar en el proceso de resolución de restricciones técnicas, estén afectas a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF.

De acuerdo con lo dispuesto en la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF, esta demanda corresponderá a unidades de consumo de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones o exista riesgo cierto para el suministro en el sistema peninsular nacional, a unidades correspondientes a transacciones de exportación a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos en las que no está implementado un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

En el caso de que el programa de venta de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la solución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de venta por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) parcial o total del programa de la unidad de venta asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de adquisición en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Si la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a bajar (D-R) que se aplicará sobre la unidad de venta, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPLPVPV).

Si la disminución (D) es inferior o en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de venta de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de adquisición aplicada en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.2 Reducción parcial o total de los programas de adquisición de energía correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación haya sido reducida en la Fase 1.

El OS procederá a reducir, o incluso anular los programas de adquisición de energía correspondientes a consumos de bombeo o a exportaciones a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio que estén asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya correspondiente generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF. La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

En el caso de que el programa de adquisición de energía asociado a dicho contrato bilateral también haya resultado reducido como consecuencia de la resolución de restricciones en la primera fase del proceso, el OS determinará dicha reducción mediante la comparación de los siguientes valores:

Disminución (D) requerida en el programa de la unidad de adquisición por la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas.

Reducción (R) del programa de la unidad de adquisición asociada al reequilibrio del contrato bilateral con entrega física tras la reducción del programa de la unidad de venta en la primera fase del proceso de restricciones técnicas.

De esta forma:

Si la disminución (D) es superior a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

La diferencia entre la disminución (D) y la reducción (R) generará un redespacho de energía a subir (D-R) que se aplicará sobre la unidad de adquisición, como consecuencia de la resolución de restricciones técnicas por criterios de seguridad (redespacho UPOPVPB).

Si la disminución (D) es inferior ó en el límite igual a la reducción (R):

Se anulará el programa de la unidad de adquisición de energía de acuerdo con la reducción del programa de la unidad de venta reducida en la FASE 1 (R) (redespacho ECOCBV).

No se generará redespacho alguno de energía a bajar en la unidad de venta.

3.4.2.3 Obtención de un programa equilibrado generación-demanda.

Medios para el reequilibrio generación-demanda: Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas para el

incremento o la reducción de la energía programada en el PDBF por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción:

Unidades correspondientes a grupos térmicos (UVT).

Unidades de gestión hidráulica (UGH) y centrales reversibles de bombeo (UVBG).

Unidades de venta de producción de régimen especial gestionable no renovable (UVREGNR).

Las unidades de venta de producción de régimen especial gestionable renovable (UVREGR) y de régimen especial no gestionable (UVRENG), no participarán en este proceso.

b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio (UVI (interconexiones con sistemas eléctricos comunitarios y con terceros países)). La existencia de un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio se tendrá en consideración una vez revisado el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se desarrolla el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

c) Unidades de venta de energía en el mercado con intención de su importación desde el sistema eléctrico francés sin disponer de derechos de capacidad, no participarán en este proceso.

d) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo (UAB).

Los bloques de ofertas que se asignarán serán, en su caso, los siguientes a los ya utilizados en el proceso de resolución de restricciones por criterios de seguridad.

Selección y aplicación de los medios para el reequilibrio generación-demanda: El OS determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento (PDBF), tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas que no hayan sido compensadas en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, de acuerdo con el procedimiento de operación de resolución de restricciones por garantía de suministro, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en todos y cada uno de los periodos de programación, con el criterio de que estas modificaciones tengan el menor impacto económico posible, y respetando en todos los casos las limitaciones de programa por seguridad establecidas en la primera fase del proceso y la capacidad de intercambio en las interconexiones internacionales.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación creado en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, no hayan atendido dicha obligación:

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a bajar para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

En el caso de que tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de compra de energía para la reducción del programa PDBF presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según

precios de oferta decrecientes y teniendo en cuenta el punto de funcionamiento de la unidad.

En caso de ser necesario resolver en esta fase un déficit de generación resultante de la modificación de programas en la primera fase, el OS determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a la aplicación de los siguientes criterios:

Asignación de modificaciones de programa, en primer lugar, a aquellas unidades que estando obligadas a la presentación de ofertas de energía a subir para la resolución de las restricciones técnicas, no hayan presentado sin embargo estas ofertas:

En caso de que la modificación, compatible con el cumplimiento de los criterios de seguridad, de los programas de este conjunto de unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, exceda las necesidades de energía a subir para el reequilibrio generación-demanda, se procederá a distribuir las modificaciones de programa entre las mismas mediante un reparto a prorrata entre todas ellas.

En caso de que tras la modificación de todos y cada uno de los programas de las unidades que no han atendido al requerimiento de presentar sus ofertas al OS, persista aún un cierto desequilibrio generación-demanda, el OS procederá a la asignación de las ofertas de venta de energía (incremento del programa de las unidades de venta y/o reducción del programa de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo) presentadas al proceso de resolución de restricciones técnicas, ofertas que serán asignadas según precios de oferta crecientes.

En ambos casos, si al final de la asignación existiera coincidencia de precios en más de una oferta, no pudiendo ser asignado completo dicho conjunto de ofertas del mismo precio, la asignación se efectuará mediante un reparto a prorrata entre dicho conjunto de ofertas del mismo precio.

En este reparto a prorrata se respetarán únicamente los mínimos técnicos de aquellas unidades sobre las que se hayan aplicado, por razones de seguridad del sistema, limitaciones de programa mínimo (LPMI).

Una vez obtenido un programa equilibrado generación-demanda, el OS procederá a la publicación del programa diario viable provisional (PDVP), conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

3.5 Indisponibilidades de unidades de producción con influencia en la seguridad, comunicadas después de publicado el PDBF: En el caso de una indisponibilidad parcial o total para el día objeto de programación de una unidad de producción programada o limitada para la resolución de restricciones del PDBF, si la comunicación de dicha indisponibilidad se realiza con una antelación no inferior a una hora con respecto a la hora límite establecida para la publicación del PDVP en el que se efectúa dicha programación, el OS tratará de reajustar el programa previsto para la resolución de las restricciones del PDBF, de acuerdo con la última información disponible en relación con indisponibilidades de generación.

Si la comunicación de la indisponibilidad se recibe con posterioridad a la hora límite indicada en el párrafo inmediatamente anterior, o bien, si aún siendo conocida antes de dicha hora, la indisponibilidad comunicada afecta a la resolución de las restricciones del PDBF en una medida tal que la consideración de la misma podría retrasar la publicación del PDVP, y afectar a los mercados posteriores, el OS procederá a publicar el PDVP sin considerar dicha indisponibilidad de generación, abordándose la resolución de la restricción técnica asociada a la existencia de esta indisponibilidad, una vez ya publicado el PDVP.

Para establecer la solución de las restricciones técnicas, el OS tendrá en cuenta tanto las indisponibilidades que le han sido comunicadas por los respectivos sujetos titulares de unidades de programación a través de los registros de indisponibilidad, como aquella otra información que le haya sido transmitida por los sujetos titulares a través de otros posibles medios de comunicación provistos de sistemas de registro.

Una vez declarada la indisponibilidad de una unidad de producción, y habiendo sido tenida en cuenta dicha indisponibilidad en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no habiéndose aplicado así sobre dicha unidad redespachos ni limitaciones de programa por seguridad, el sujeto titular de la unidad podrá acudir al mercado intradiario y/o participar, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos para recomprar el programa de energía previsto en el PDBF y que no puede producir, al objeto de evitar incurrir en un desvío frente a su programa PDBF.

En el caso de que para evitar importantes retrasos en la publicación del PDVP, el OS haya mantenido aplicadas limitaciones por seguridad, y en su caso redespachos de energía sobre una unidad de producción para la que el sujeto titular ha comunicado una indisponibilidad para el día siguiente, el OS inmediatamente después de publicado el PDVP procederá a introducir las anotaciones de desvío por indisponibilidad sobre el programa de dicha unidad, de acuerdo con los registros de indisponibilidad enviados por el sujeto titular, manteniéndose sin modificación las limitaciones por seguridad aplicadas sobre dicha unidad.

En el caso de un adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, el OS procederá a la eliminación de las anotaciones de desvío por la indisponibilidad declarada, manteniendo la unidad el programa PDVP establecido para la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, y las limitaciones por seguridad asociadas a dicha programación.

En el caso de que este adelanto de la disponibilidad de la unidad sobre el horario inicialmente previsto, se produzca sin embargo después de que la unidad de producción haya reducido, o incluso, llegado a anular el programa afectado por la indisponibilidad mediante su participación en el mercado intradiario, o bien en una convocatoria de gestión de desvíos, dicha unidad de producción únicamente podrá participar en la programación mediante la presentación de ofertas en el mercado intradiario o, en su caso, en una sesión de gestión de desvíos.

3.6 Información al OM y a los sujetos del mercado: Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, el OS pondrá a disposición del OM y de los sujetos del mercado, de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las siguientes informaciones:

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

Las limitaciones por seguridad aplicadas sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para evitar que en procesos y mercados posteriores se generen nuevas restricciones técnicas.

El programa viable provisional PDVP.

Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía aplicados sobre las unidades afectas a contratos bilaterales internacionales incluidos en el PDBF, resultantes de la subasta de capacidad de intercambio para la resolución de las congestiones identificadas, en su caso, en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los precios marginales horarios resultantes de las subastas de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales internacionales con entrega física, aplicadas en aquellas interconexiones internacionales en las que no está implantado un sistema coordinado de gestión de capacidad.

Los redespachos de energía aplicados sobre transacciones de mercado correspondientes a importaciones y/o exportaciones de energía con los sistemas eléctricos vecinos, para la solución de las congestiones en las interconexiones internacionales identificadas en el PDBF en aquellas interconexiones internacionales en las que no están implantados sistemas coordinados de asignación de capacidad.

Los redespachos aplicados sobre los programas de las unidades de venta y de adquisición de energía para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

Los redespachos aplicados sobre las unidades de venta y de adquisición de energía para el reequilibrio generación-demanda, asociados tanto a transacciones de mercado como afectos a contratos bilaterales.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los sujetos del mercado cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de resolución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

3.7 Solución de anomalías y reclamaciones relativas al proceso de resolución de las restricciones técnicas del PDBF: La posible identificación de anomalías y/o presentación de reclamaciones al proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, podría dar lugar a la repetición de este proceso en caso de que la solución de la anomalía así lo haga necesario, siempre que ello sea posible, con el debido respeto de los plazos de tiempo máximos admisibles establecidos y publicados por el OS, para garantizar que no se vean negativamente afectados los posteriores procesos de programación de la generación.

Una vez publicado el PDVP o cualquiera de los soportes de información asociados a la resolución de las restricciones técnicas del PDBF, los sujetos titulares de unidades de programación podrán presentar reclamaciones a este proceso, dentro del plazo de tiempo fijado en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación, mediante la aplicación de Gestión de Reclamaciones puesta a su disposición a estos efectos por el OS, pudiendo adelantar la información referente a la existencia de esta reclamación, a través de comunicación telefónica, fax o correo electrónico, siendo necesaria, en cualquier caso, la existencia de una comunicación formal expresa a través de la aplicación informática de gestión de reclamaciones, o por un medio escrito (fax o correo electrónico), para su consideración como reclamación formal.

4. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario

El OS comunicará cada día, conjuntamente con el PDVP, y de acuerdo con lo fijado en el procedimiento de operación por el que se establecen los intercambios de información con el OS, las limitaciones de seguridad aplicables tanto a unidades de programación individuales como, en su caso, a conjuntos de unidades de programación (limitaciones zonales), que se han de considerar aplicadas sobre los programas de las unidades de producción, y en su caso de importación, y sobre los programas de las unidades de consumo de bombeo y, en su caso, exportaciones, para no modificar las condiciones previstas de seguridad del sistema.

A lo largo del día, el OS irá modificando estas limitaciones de seguridad, y/o incorporando otras nuevas, de acuerdo con la situación real del sistema existente en cada momento.

El OS pondrá a disposición del OM, antes de la apertura de cada sesión del MI, la información referente a las limitaciones de seguridad para que éstas puedan ser tenidas en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI), en el caso de limitaciones de seguridad aplicables a unidades de programación individuales, o dentro del propio proceso de casación del mercado intradiario, si se trata de limitaciones de seguridad aplicables a un conjunto de unidades de programación.

Una vez comunicado por el OM el resultado de la casación de cada sesión del MI, el OS deberá recibir de los sujetos titulares las nominaciones de programas por unidad de

programación, en aquellos casos en los que en una misma unidad de oferta estén integradas dos o más unidades de programación.

Los sujetos titulares de unidades de programación facilitarán al OS la información correspondiente a las desagregaciones en unidades físicas y/o en unidades de producción equivalentes de los programas de venta y de adquisición de energía, contratados o ajustados en dicha sesión.

4.1 Recepción y carga del resultado de la casación del MI: Como paso previo a la realización de los análisis de seguridad, el OS verificará que el programa resultante de la casación de ofertas en la correspondiente sesión del mercado intradiario respeta la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales, así como que las limitaciones de programa por seguridad establecidas por el OS y puestas a disposición del OM antes de la apertura de la correspondiente sesión del MI son respetadas, o al menos no alejan la solución de su cumplimiento. De no cumplirse lo anterior, el OS devolverá al OM, en su caso, el programa resultante de la casación de ofertas en el MI.

En el caso de que la obtención de un programa que no presente congestiones en las interconexiones internacionales se retrase durante un tiempo tal que pudiese verse afectado de forma muy importante el propio proceso de programación de la generación, existiendo un riesgo elevado de tener que suspender la aplicación de los resultados de dicha sesión del mercado intradiario en alguna hora, el OS procederá a solucionar estas congestiones, siempre que ello sea posible, en el propio proceso de solución de restricciones técnicas del mercado intradiario.

4.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del mercado intradiario: El OS, en caso de identificar alguna restricción técnica que impida que el programa resultante de dicha sesión del mercado intradiario, tenidas también en cuenta las nominaciones de programa por unidad de programación comunicadas por los sujetos titulares, se realice respetando los criterios de seguridad y funcionamiento fijados en el procedimiento de operación correspondiente, resolverá dicha restricción seleccionando la retirada del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas, sobre la base del orden de precedencia económica de las ofertas casadas en el mercado intradiario comunicado por el OM, siempre y cuando la retirada de dichas ofertas pueda ser compensada con la retirada de otras ofertas casadas en la misma sesión y localizadas también en el sistema eléctrico español, de tal forma que se posibilite la obtención de un programa equilibrado en generación-demanda.

El equilibrio generación-demanda será restablecido nuevamente mediante la retirada por el OS de otras ofertas presentadas a dicha sesión del mercado intradiario, conforme al orden de precedencia económica de las ofertas asignadas en dicha sesión.

Como resultado del proceso de resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario, el OS pondrá a disposición del OM y de los sujetos del mercado la siguiente información:

Información que el OS pondrá a disposición del OM:

El Programa Horario Final (PHF) establecido por el OS como resultado de la agregación de todas las transacciones firmes formalizadas para cada periodo de programación como consecuencia del programa diario viable y de la casación del mercado intradiario una vez resueltas, en su caso, y siempre que ello sea posible, las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior.

Información que el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado:

La información antes indicada puesta a disposición del OM.

Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas.

Los redespachos de energía necesarios para el posterior reequilibrio de la producción y la demanda.

La publicación del Programa Horario Final (PHF) se realizará conforme a los horarios fijados en el procedimiento de operación por el que se establece la programación de la generación.

El OS pondrá también a disposición del OM y/o de los sujetos del mercado cualquier actualización de los ficheros anteriormente puestos a su disposición en el proceso de resolución de restricciones técnicas que haya sido precisa.

Estos intercambios de información serán efectuados a través de los medios y con la estructura definida en las versiones vigentes del procedimiento establecido para los intercambios de información del OS con los sujetos del mercado y el procedimiento conjunto acordado entre el OS y el OM.

5. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real

5.1 Modificaciones por criterios de seguridad: El OS analizará de forma permanente el estado de seguridad real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación y detectará las restricciones que pudieran existir en cada período de programación. La resolución de las restricciones abarcará todo el horizonte de programación aunque sólo se incorporarán los redespachos de energía en los periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión del mercado intradiario. Para el resto del periodo se establecerán las limitaciones necesarias por razones de seguridad: limitaciones zonales aplicables a un conjunto de unidades de programación y/o limitaciones individuales aplicables a una unidad de venta o a una unidad de adquisición de energía, o bien, a una o más de las unidades físicas que integran dicha unidad.

Para el establecimiento y la actualización en tiempo real de los límites por seguridad necesarios para la resolución de las restricciones técnicas, se tendrán en cuenta los mismos criterios ya indicados en el apartado 3.4.1.1.5.2. del presente procedimiento, respetándose así los valores correspondientes a las potencias mínimas y máximas técnicas de los grupos generadores y las posibles limitaciones transitorias de estos valores de potencia, sin considerar otras limitaciones distintas, tales como rampas máximas de subida y bajada de carga de los grupos térmicos, entre otras, siempre y cuando éstas puedan ser gestionadas en el mercado intradiario por los sujetos titulares de las unidades de programación correspondientes a dichos grupos.

Así, el OS programará únicamente las rampas de subida/bajada de carga de unidades térmicas de producción cuando la resolución de restricciones técnicas haya sido programada para un periodo de programación tal que el sujeto titular de dicha unidad de programación no tenga posibilidad efectiva de participar en la sesión del mercado intradiario que corresponda por incompatibilidad de los horarios de dicha sesión y del periodo de programación para el que se establece el cambio del programa de la unidad de programación para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la resolución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que en ese momento estén disponibles.

En el caso de que la asignación de ofertas de regulación terciaria para la resolución de la restricción resulte insuficiente, esta asignación se completará con la asignación de incrementos y de reducciones de programas conforme a la asignación de las ofertas y/o de los correspondientes bloques de oferta presentados para el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, y en su caso, de la oferta de restricciones actualizadas, procediéndose a realizar la asignación de esta modificación de programas entre el conjunto de unidades que resuelven la restricción, según el orden de precio de las ofertas presentadas, aplicándose la regla prorata en caso de igualdad de precio de oferta. En este proceso de asignación de las ofertas de restricciones presentadas, la oferta compleja podrá ser tenida en consideración únicamente en los casos en los que la correspondiente unidad de venta de energía tenga un programa horario final nulo en todos y cada uno de

los periodos que constituyen el horizonte horario de programación, o bien tenga únicamente programa de energía en los tres primeros periodos horarios de dicho horizonte, a modo de rampa descendente de carga asociada a un proceso de desacoplamiento de la unidad.

En los casos en que la asignación de incrementos de programa requiera un cambio en el modo de funcionamiento de un ciclo combinado multieje que conlleve el arranque de una o más turbinas de gas, se considerará además el arranque programado y realizado de cada turbina de acuerdo con el término de arranque en caliente de la oferta compleja de restricciones que haya sido presentada.

A partir de la publicación de la asignación de reserva de regulación secundaria, los sujetos del mercado podrán proceder a actualizar de forma continua para el día D, las ofertas de restricciones presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, una vez estén desarrolladas las aplicaciones informáticas necesarias y de acuerdo con lo que se establezca en el procedimiento de intercambio de información con el OS. El OS podrá retrasar la hora de apertura para la actualización de las ofertas cuando se produzcan retrasos en los mercados que lo hagan necesario. Los SM serán informados a través de la Web de SM del eSIOS.

En el caso de que la solución de la restricción en tiempo real requiera una reducción de producción, interviniendo, entre otras, unidades de producción de régimen especial gestionable renovable y no gestionable, estas unidades de producción mantendrán su programa sin modificación, salvo en el caso de que la seguridad del sistema así lo exija, una vez ya reducidos hasta los valores mínimos compatibles con la seguridad del sistema, los programas del resto de unidades de producción intervinientes en dicha restricción y teniendo en cuenta el orden de prioridad establecido en el apartado 3.4.1.1.5.2 de este procedimiento.

En el caso de que para garantizar la seguridad del sistema sea precisa la activación de teledisparos durante la operación en tiempo real, se aplicará, en su caso, el sistema de turnos rotatorios establecido, o en su defecto, se utilizará como criterio de orden para requerir su activación, el de las ofertas presentadas para el proceso de solución de restricciones técnicas del PDBF, excepto en el caso de la producción de régimen especial, para las que se requerirá la activación del sistema de teledisparo, sólo en último lugar y siguiendo el orden de prioridad establecido en el apartado 3.4.1.1.5.2 de este procedimiento.

Los redespachos de energía correspondientes a la resolución de restricciones técnicas en tiempo real que no hayan sido efectivamente ejecutados, no serán considerados firmes, es decir, se podrán dejar sin efecto las asignaciones previas aún no ejecutadas cuando desaparezcan las condiciones que dieron lugar a dicha restricción técnica.

En los casos en los que el gestor de la red de distribución identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución sea necesario modificar los programas de producción previstos, una vez ya adoptadas por el gestor de la red de distribución todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.4.1.1.5.5 de este procedimiento de operación.

Cuando el gestor de la red de transporte de un sistema eléctrico interconectado con el sistema eléctrico peninsular español identifique en tiempo real la existencia de restricciones en la red objeto de su gestión, para cuya solución requiera modificar los programas de producción previstos en el sistema eléctrico español, una vez ya adoptadas por el sistema eléctrico vecino todas las medidas a su alcance, deberá comunicar al OS, a la mayor brevedad posible, la información señalada en el apartado 3.4.1.1.5.7 de este procedimiento. El OS procederá asimismo conforme a lo establecido en dicho apartado de este procedimiento.

5.2 Tratamiento de las reducciones/anulaciones de la capacidad de evacuación de la producción de grupos generadores por indisponibilidades sobrevenidas de elementos de la Red de Transporte o de la Red de Distribución: En el caso de que por avería o por

una indisponibilidad fortuita se vea reducida o impedida la capacidad de evacuación de la producción de un grupo generador, estando el grupo disponible y funcionando en tiempo real, el OS procederá a resolver la congestión identificada en tiempo real mediante la aplicación de un redespacho de energía sobre el programa previsto para la unidad, de tal forma que esta reducción o anulación de la capacidad de evacuación no implique un desvío de la producción real de la unidad respecto al programa previsto para la misma.

Este redespacho se aplicará desde aquel momento en que se ve afectada la capacidad de evacuación hasta el instante en el que esta capacidad está ya parcial o totalmente restablecida, procediendo en el primer caso el OS a adaptar el programa de la unidad de forma que se ajuste a la capacidad real de evacuación disponible.

En el caso de grupos térmicos, la limitación o en su caso, la anulación del programa de la unidad se mantendrá, si fuera necesario, después de restablecida la capacidad de evacuación, durante un periodo de tiempo igual al tiempo mínimo de arranque en caliente declarado por la unidad (desde arranque hasta sincronización), o como máximo, hasta el inicio del horizonte de aplicación de la siguiente sesión del Mercado Intradía, con el fin de permitir que la unidad pueda recuperar su programa o al menos, gestionar la modificación del mismo en una sesión del mercado intradía.

5.3 Resolución de restricciones debidas a insuficiente reserva de potencia a bajar: Cuando durante la operación en tiempo real se identifique la existencia de una insuficiente reserva de potencia a bajar en el programa resultante, el OS podrá adoptar las siguientes medidas:

Aumentar el programa de energía de las unidades de adquisición correspondientes a consumo de bombeo.

Reducir el programa de producción de unidades de venta de energía correspondientes a grupos térmicos hasta su potencia mínima admisible, por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad.

Programar la parada de grupos térmicos respetando las limitaciones de programa mínimo establecidas por seguridad sobre los grupos y, teniendo en cuenta el tiempo de arranque y de programación de cada grupo. A igualdad de criterios técnicos, el OS establecerá un sistema de turnos rotatorios para programar esta parada de grupos térmicos por reserva de potencia a bajar insuficiente.

En el caso de que las medidas anteriores no sean suficientes para garantizar un margen adecuado de reserva de potencia a bajar en el sistema, el OS procederá a reducir el programa de producción de unidades de venta de energía correspondientes a producción de régimen especial, hasta su potencia mínima admisible por seguridad, o en el límite hasta el mínimo técnico de la unidad, de acuerdo con el siguiente orden de prioridad:

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes no renovables.

Unidades de producción de régimen especial gestionable de fuentes renovables.

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes no renovables.

Unidades de producción de régimen especial no gestionable de fuentes renovables.

5.4 Resolución de restricciones mediante actuación sobre la demanda: Cuando durante la operación en tiempo real no sea posible resolver una restricción técnica cuya solución requiera un incremento de programa de las unidades de producción, por haberse agotado estos recursos o requerir su ejecución un tiempo excesivo, el OS deberá resolver la restricción, o al menos aliviarla, mediante la adopción de las siguientes medidas aplicadas sobre la demanda. Para ello seguirá el siguiente orden:

Reducción/anulación del consumo de bombeo que pudiera estar acoplado en la zona.

Reducción/anulación de las capacidades de exportación a otros sistemas externos sistemas externos sin mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y, en caso de fuerza mayor, a sistemas externos con mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Aplicación de interrumpibilidad a clientes con este tipo de contrato, incluyendo lo previsto en el procedimiento de operación por el que se establecen las medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia.

Dentro de cada categoría se aplicarán, siempre que sea posible, criterios de mercado, condicionados previamente a la compatibilidad de los tiempos requeridos para la aplicación de cada una de estas medidas.

Reducción del consumo de bombeo: Para la utilización de las unidades de consumo de bombeo para resolver restricciones técnicas identificadas en tiempo real, se considerará el orden de precedencia económica de las ofertas de regulación terciaria a subir presentadas al OS por los sujetos titulares de dichas unidades, siempre y cuando no exista un condicionante técnico que impida la consideración de dicho orden.

Aplicación de reducción/anulación de las capacidades de exportación: En el caso de que las medidas anteriores resulten insuficientes, y en la zona existan programas de exportación de energía a través de las interconexiones con los sistemas eléctricos vecinos, el OS procederá a la /anulación de la capacidad de exportación.

Se comunicará al operador del sistema vecino afectado las razones de la modificación de la capacidad de intercambio, acordándose entre ambos operadores el nuevo valor de la capacidad de exportación, así como la hora y minuto de establecimiento del nuevo programa global de intercambio en el ajuste del regulador del sistema frecuencia-potencia que regula los intercambios de energía eléctrica en dicha interconexión y, en su caso, los nuevos programas de intercambio autorizados en los dos sentidos de flujo.

Se procederá a la publicación de la nueva capacidad de intercambio en el SIOS, adecuándola a la realidad física del sistema eléctrico, y se facilitará información sobre las razones de la modificación.

La reducción de la capacidad de exportación dará lugar a:

Acción Coordinada de Balance en aquellas interconexiones con mecanismo coordinado de gestión, salvo en caso de fuerza mayor, para garantizar los programas de exportación previstos.

Reducción de los programas de intercambio previstos, mediante prorrata, en caso de interconexiones sin mecanismo coordinado o en caso de fuerza mayor.

Aplicación del sistema de interrumpibilidad de demanda: El OS determinará la aplicación de la interrumpibilidad de demanda adecuada a las circunstancias de operación existentes, en cuanto a tipo, duración, potencia y ámbito de aplicación.

El OS informará a la Autoridad Administrativa con competencias en materia de energía, a la CNE y a los sujetos del mercado afectados, sobre la orden de interrumpibilidad dada y las razones de su aplicación.

5.5 Reequilibrio generación-demanda posterior a la resolución de las restricciones técnicas en tiempo real: En el proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real, tras la modificación de programas por criterios de seguridad, no se establece un proceso sistemático posterior de reequilibrio generación-demanda. Los posibles desequilibrios generación-demanda provocados por la resolución en tiempo real de las restricciones identificadas se resolverán, junto con el resto de desvíos comunicados por los sujetos titulares de unidades de programación, los desvíos entre la demanda real y la prevista por el OS, y los desvíos entre la producción eólica real y la prevista, mediante la utilización de energía de regulación secundaria y/o terciaria, o en el caso de que se verifiquen las condiciones requeridas, a través del mecanismo de gestión de desvíos.

6. *Liquidación del proceso de resolución de restricciones técnicas*

En este apartado se describen con carácter general los principales aspectos del proceso de resolución de restricciones técnicas que tienen incidencia directa en la liquidación de este servicio de ajuste del sistema.

El cálculo de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago derivados del proceso de resolución de restricciones está definido en el procedimiento de operación por

el que se establecen los derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

6.1 Liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas: La liquidación de la provisión del servicio de resolución de restricciones técnicas se establece con arreglo a la energía redespachada y los precios incorporados en estos redespachos, aplicados en el proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, del mercado intradiario y en tiempo real, y en los casos en que así sea aplicable, conforme a las medidas de energía.

6.1.1 Liquidación de los programas de energía: Los redespachos y precios incorporados en los mismos aplicables a cada una de las unidades de venta y de adquisición que han modificado su programa como consecuencia de los procesos de Resolución de Restricciones Técnicas del PDBF, Resolución de Restricciones Técnicas del Mercado Intradiario y Resolución de Restricciones Técnicas en tiempo real, están especificados en el anexo de este procedimiento.

6.1.2 Liquidación conforme a las medidas de energía: La liquidación con medidas será aplicable únicamente a:

Unidades de venta de energía para las que, por razones de seguridad del sistema, se haya programado su acoplamiento y arranque, o un aumento de su programa respecto al PDBF para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en este programa (FASE 1), o para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en tiempo real.

Unidades de adquisición de energía sobre las que se repercuten los costes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas.

6.2 Distribución de los sobrecostes derivados del proceso de resolución de restricciones técnicas: Los sobrecostes del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF y en tiempo real serán calculados y repercutidos de acuerdo con los criterios especificados en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

7. Mecanismo excepcional de resolución

En el caso de que, ante situaciones de emergencia o por razones de urgencia, bien por ausencia de ofertas por causa de fuerza mayor o por otra circunstancia de índole no prevista o controlable, no sea posible resolver las restricciones mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el OS podrá adoptar las decisiones de programación que considere más oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los sujetos titulares afectados y la CNE, sin perjuicio de la liquidación económica de las mismas que sea de aplicación en cada caso.

ANEXO I

Redespachos y precios aplicables a la prestación del servicio de resolución de restricciones técnicas

1. Redespachos programados

1.1 Proceso de resolución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).

1.1.1 Primera fase: Modificaciones del PDBF por criterios de seguridad.

a) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía programados para la resolución de restricciones técnicas del PDBF incorporarán los precios de la oferta simple presentada por la correspondiente unidad de venta, salvo en el caso, de que se trate de un grupo térmico para el que el

titular de la unidad haya presentado una oferta compleja al proceso de resolución de restricciones técnicas, y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta simple: Los redespachos de energía de tipo UPOPVPV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas incorporarán el precio de cada uno de los bloques de energía de la oferta simple utilizados total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

Unidades programadas en el PDVP mediante una oferta compleja: En aquellos casos en los que los redespachos UPOPVPV sean asignados sobre grupos térmicos que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable de acuerdo con los criterios establecidos en el apartado 3.3.3 de este procedimiento, los redespachos de energía incorporarán el precio que resulte inferior entre los dos siguientes:

a) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado en el PDVP por restricciones.

b) El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad tras su participación en las diferentes sesiones del mercado intradiario y deducir de él los ingresos asociados a la valoración al correspondiente precio marginal horario de su programa PDBF en rampa descendente de carga durante las tres primeras horas, y los ingresos netos (saldo entre ingresos y pagos) derivados de su participación en las distintas sesiones del mercado intradiario.

Los cálculos realizados para la determinación del precio que irá incorporado en estos redespachos serán aplicados en ambos casos sobre el conjunto de periodos que constituyen el horizonte diario de programación, teniéndose además en cuenta, según proceda, el arranque en frío o en caliente de la unidad de producción.

Programación sin existencia de oferta para este proceso, o insuficiencia de la oferta existente (UPOPVPMER): En los casos en los que el OS tenga que programar la entrada en funcionamiento o un incremento del programa de una unidad de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas del PDBF, mediante un redespacho de energía de tipo UPOPVPMER, no viéndose afectada la unidad por una indisponibilidad que impida la realización del programa asignado por seguridad, y no existiendo ofertas presentadas para dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas, los redespachos de energía programados en cada hora incorporarán un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

b) Unidades de adquisición y, en su caso, exportaciones a sistemas externos que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Obligado).

Los redespachos de energía de tipo UPO programados en el PDVP, respectivamente, sobre unidades de adquisición de energía o, en su caso, exportaciones, para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, darán lugar a las siguientes modificaciones de programa:

Transacción del mercado diario (redespacho UPOPVPB o UPOPVPE):

Reducción del programa de adquisición de la unidad en igual magnitud que el redespacho aplicado, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física (redespacho UPOPVPCBB ó UPOPVPCBE):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta y de adquisición afecta al contrato bilateral, en igual magnitud que el redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

c) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para la resolución de las restricciones técnicas (Unidad con Programa Limitado).

Los redespachos de energía de tipo UPL programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía para la resolución de restricciones técnicas, serán considerados equivalentes a anulaciones del correspondiente programa. Así, en función del tipo de transacción sobre el que vayan aplicados, incorporarán los siguientes precios:

Transacción del mercado diario (redespacho UPLPVPV):

Reducción del programa de energía de la unidad de venta en la misma magnitud del redespacho aplicado, incorporando este redespacho de reducción de programa un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional (redespacho UPLPVPCBN):

Establecimiento en el PDVP de un programa de adquisición de energía para la unidad afecta al contrato bilateral, mediante la aplicación sobre dicha unidad del correspondiente redespacho, incorporando éste un precio igual al correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o, en su caso, a una exportación de energía a sistemas externos (redespacho UPLPVPCB):

Reducción del programa de energía tanto de la unidad de venta como de la unidad de adquisición afectas al contrato bilateral en la misma magnitud del redespacho aplicado, no incorporando éste precio alguno.

1.1.2 Segunda fase: Reequilibrio generación-demanda.

a) Unidades de venta con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya demanda ha sido reducida en la Fase 1, y que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de venta de energía correspondientes a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

b) Unidades de adquisición correspondientes a un consumo de bombeo o a una exportación a través de interconexiones sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio con programas asociados a contratos bilaterales con entrega física cuya generación ha sido reducida en la Fase I, y que reducen la energía programada para obtener un programa equilibrado en generación y demanda.

Los redespachos de energía de tipo ECOCBV programados en el PDVP sobre unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, en su caso, exportación a través de interconexiones internacionales sin sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio) correspondientes a contratos bilaterales cuya generación haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PDBF, no incorporarán precio alguno.

c) Unidades de venta que incrementan la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición de consumo de bombeo que reducen la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a subir programados en el PDVP para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de adquisición asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB), incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a subir

presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado redespacho ECOSSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOSCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 85 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

d) Unidades de venta que reducen la energía programada en el PDBF para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, y unidades de adquisición que incrementan la energía programada en el PDBF con igual fin.

Los redespachos de energía a bajar programados en el PDVP para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, aplicados sobre una transacción del mercado diario (redespacho ECO) o sobre una unidad de venta asociada a un contrato bilateral con entrega física (redespacho ECOCB) incorporarán el precio del correspondiente bloque de la oferta de energía a bajar presentada por dicha unidad para el proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizado total o parcialmente para el establecimiento de dicho redespacho.

En el caso de unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el proceso de resolución de restricciones técnicas, estando sin embargo obligadas a ello, el redespacho aplicado pasará a ser denominado ECOBSO, si está asociado a una transacción de mercado, y redespacho ECOBCBSO, si está asociado a un contrato bilateral con entrega física, incorporando en ambos casos dicho redespacho un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario. A estos efectos se considerará un precio por defecto de la oferta de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas de la correspondiente unidad de valor igual al 115 % del correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

e) Redespachos aplicados para obtener un programa equilibrado en generación y demanda en los casos de insuficiencia de ofertas para la ejecución de este proceso.

En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir ó a bajar para resolver un déficit ó un exceso de generación, respectivamente, y obtener así un programa equilibrado generación-demanda, y una vez ya aplicados los redespachos sobre todas las unidades tanto de venta como de adquisición que estando obligadas a la presentación de ofertas, no hayan atendido, sin embargo, este requerimiento, y asignadas también todas aquellas ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, compatibles con el respeto de las limitaciones aplicadas por seguridad, y no resultase dicha asignación aún suficiente para restablecer el equilibrio generación-demanda, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (redespacho ECOSMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespacho de energía a bajar (redespacho ECOBMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.2 Proceso de resolución de restricciones técnicas del Mercado Intradiario: Los redespachos aplicados para la retirada de ofertas de venta o de adquisición de energía de la casación del mercado intradiario, para la resolución de las restricciones técnicas identificadas en el programa resultante de dicha casación (redespacho RTOMI) o para el

reequilibrio posterior de los programas generación-demanda (redespacho ECOMI), incorporarán el correspondiente precio marginal horario de dicha sesión del mercado intradiario.

1.3 Proceso de resolución de restricciones técnicas en tiempo real: Los redespachos de energía aplicados para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real incorporarán el precio de las ofertas utilizadas a estos efectos: Ofertas de regulación terciaria complementadas con las ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.3.1 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta de regulación terciaria.

1.3.1.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a subir utilizada a estos efectos.

1.3.1.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTRT programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, incorporarán el precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos.

1.3.1.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTRT. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de regulación terciaria a bajar utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.3.2 Redespachos aplicados mediante la utilización de la oferta presentada para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

1.3.2.1 Unidades de venta que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real y unidades de adquisición que reducen su programa de energía con igual fin.

Los redespachos de energía a subir de tipo UPOTROR programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a subir presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

1.3.2.2 Unidades de venta que reducen su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

Los redespachos de energía a bajar de tipo UPLTROR programados en tiempo real para la resolución de restricciones técnicas, llevarán asociado el precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos.

1.3.2.3 Unidades de adquisición de consumo de bombeo que incrementan su programa de energía para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

El incremento del programa de consumo de bombeo de una unidad de adquisición para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociado un redespacho de energía a bajar de tipo UPLTROR. Este redespacho tendrá una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando un precio igual a la suma del precio de la oferta de energía a bajar presentada para dicha unidad al proceso de resolución de restricciones técnicas y utilizada a estos efectos, y del resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

1.3.3 Redespachos aplicados en tiempo real no cubiertos con ofertas de regulación terciaria ni con ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas: En los casos en los que el OS tenga que programar redespachos de energía a subir ó a bajar para la resolución de restricciones técnicas identificadas en tiempo real, sin que existan ofertas de regulación terciaria, ni ofertas presentadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas, o bien, existiendo éstas, resulten insuficientes para cubrir totalmente los redespachos aplicados por seguridad en tiempo real, los redespachos que, en su caso, pueda aplicar el OS por MER, llevarán asociados los siguientes precios:

Redespacho de energía a subir (tipo UPOMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de mayoración KMAY, de valor igual a 1,15, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER): Precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

En el caso de unidades de adquisición de consumo de bombeo, el incremento de su programa para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real llevará asociados dos redespachos de energía a bajar de tipo UPLMER. Estos redespachos tendrán cada uno una energía igual a la magnitud del incremento de programa, incorporando uno de ellos un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente de minoración KMIN, de valor igual a 0,85, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario, y el otro un precio igual al resultante de aplicar un coeficiente KBO, de valor 0,70, sobre el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

2. *Ejecución efectiva de los redespachos programados conforme a medidas*

El OS determinará con arreglo a las medidas, en aquellos casos en que sea aplicable, las modificaciones que sean precisas para los precios incorporados en los redespachos programados, teniendo en cuenta así los arranques y el tipo específico de arranque (en frío o en caliente) programados, y el hecho de que se hayan producido éstos de forma efectiva de acuerdo con las medidas recibidas, así como la energía real medida para la unidad y la energía para ella programada por criterios de seguridad (Fase 1).

En el caso de que la energía medida en una hora para una unidad de venta sea inferior a la programada por seguridad, la energía incumplida será valorada al precio resultante de la diferencia entre el precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de las restricciones técnicas y el correspondiente precio marginal horario del mercado diario.

P.O.-9 Información intercambiada por el operador del sistema

1. *Objeto*

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el Operador del Sistema (OS) con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla.

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 intercambiada para la adecuada operación del sistema, 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 el OS 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*

Dentro del ámbito del Sistema Eléctrico Peninsular:

- Operador del Sistema (OS).
- Operador del Mercado (OM).
- Gestores de las redes de distribución.

Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

Sujetos del Mercado y resto de sujetos del sistema definidos en la regulación del sector eléctrico

3. *Procesos de gestión de información en los que interviene el operador del sistema*

Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se pueden agrupar de la siguiente forma:

- a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.
- b) SIOS: 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.
- h) Liquidación bajo responsabilidad del OS.

En lo que se refiere a los epígrafes b, c, d e y f, los sujetos del Sistema serán responsables de depositar en los sistemas de información del OS la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los sujetos garantizarán que:

- a) La información suministrada es la correcta.
- b) La información está disponible para el OS con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
- c) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.
- d) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el OS.

4. *Datos estructurales del sistema eléctrico*

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

4.1 Responsabilidades: El OS 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 sujetos titulares o representantes de unidades de programación para la venta de energía en el mercado de producción, los consumidores conectados a la red de transporte, el transportista único, los distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte), los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener 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 el OS.

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.

El contenido de la BDE responderá a la siguiente estructura:

- Sistema de Producción.
 - Embalses.
 - Centrales y grupos hidráulicos de régimen ordinario.
 - Unidades térmicas de régimen ordinario.
 - Unidades de régimen especial.
- Red de Transporte.
 - Subestaciones.
 - Parques.
 - Líneas y cables.
 - Transformadores.
 - Elementos de control de potencia activa o reactiva.
- Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.
- Red Observable.
 - Subestaciones.
 - Parques.
 - Líneas y cables.
 - Transformadores.
 - Elementos de control de potencia reactiva.

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: 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 de que disponga acerca de cada elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario o representante 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 aparezcan vacíos.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al OS 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 al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El OS pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes 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 al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información: La información contenida en la BDE tendrá carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

La CNE, que podrá disponer de toda la información.

La Administración competente en materia de energía, 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.

Aquellos terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida, y contando siempre con la autorización de los titulares de la información generada y la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS.

Todos los Sujetos que podrán disponer de los datos relativos a las instalaciones en servicio de la red de transporte.

5. *Sistemas de información del operador del sistema*

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, a partir de la comunicación de los contratos bilaterales establecidos con anterioridad al mercado diario, la casación de las ofertas presentadas al mercado en el horizonte diario e intradiario, contratos bilaterales con entrega física comunicados al OS con posterioridad al mercado diario y programas en las interconexiones internacionales, incluyendo, los procesos asociados a la asignación de capacidad en dichas interconexiones, hasta el establecimiento de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios de ajuste del sistema, serán gestionados por los Sistemas de Información del Operador del Sistema (SIOS).

El Sistema de Información e-sios realizará los procesos, de subasta, cálculo, registro y archivo de datos intermedios y resultados de los procesos antes indicados.

El Sistema de Información e-sica llevará a cabo las subastas explícitas para la asignación de capacidad en aquellas interconexiones internacionales en las cuales este proceso sea de aplicación.

El Sistema de Información SIOSbi realizará el archivo, gestión y publicación de la información histórica asociada a los procesos anteriores.

La información gestionada y almacenada por los SIOS será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

El SIOS constituye el único medio del OS para la realización de los intercambios de la información con los sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM), 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 sujeto del mercado (SM).
- b) Acuse de recibo a cada sujeto de mercado de sus ofertas, con indicación de fecha y hora.
- c) Sistema de acceso remoto, rápido, fiable y fácilmente utilizable.

Con objeto de garantizar la máxima disponibilidad, los Sistemas de Información del SIOS son sistemas redundantes. Además el e-sios dispondrá de un sistema de respaldo en una localización diferente del sistema principal. El OS informará a los usuarios de los modos de acceso a ambos sistemas.

Con una periodicidad a establecer por el OS, los procesos realizados por el e-sios se ejecutarán en el centro de respaldo, siendo responsabilidad de sujetos del mercado de producción de energía eléctrica (SM), el OM y otros sujetos del sistema eléctrico el disponer de los medios de comunicación con este centro de respaldo utilizando los modos de acceso definidos por el OS.

5.1 Bases de datos de los sistemas de información del Operador del Sistema: El OS mantendrá en sus bases de datos toda la información necesaria para la correcta gestión de la programación de la operación, los servicios de ajuste del sistema y la gestión de los intercambios internacionales 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) Toda la información de las bases de datos estará validada.
- c) Integridad referencial de los datos grabados.
- d) Gestión histórica asociada a toda la información.

5.2 Accesos al SIOS: El acceso al SIOS por parte de los sujetos 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.

5.3 Medios de intercambio de información: La comunicación entre el OS, el OM y los Sujetos del Mercado y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción, 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.

El OS 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.

5.4 Comunicaciones: Para la realización de los intercambios de información, el OS 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. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

5.5 Servicios de acceso: Según el tipo de información, existirán dos servicios de acceso: Privado y público.

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

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el OS.

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 un certificado personal otorgada por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

5.5.1 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) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el SIOS, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información y garantizar el no repudio de dichos documentos.

c) Uso de tarjetas inteligentes. Con el mismo propósito que los certificados del apartado b) anterior, los SM y otros sujetos y entidades de mercado de producción, podrán poseer una o varias tarjetas inteligentes, donde se almacenara su certificado digital, así como sus datos de identificación y un código para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío. Los depositarios de estas tarjetas serán los responsables de la gestión de este código, pudiendo modificarlo cuando lo crean conveniente. Así mismo, en caso de robo o extravío deberán comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja los certificados asociados.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital o tarjeta inteligente.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del SM ó entidad de mercado solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados)

5.6 Gestión de la información: El OS podrá establecer con el exterior intercambios de información en ambos sentidos:

- Información comunicada por el OS.
- Información comunicada al OS.
- La información intercambiada por el OS podrá tener distinto carácter.
- Público.
- Confidencial en los términos que se establecen en el apartado 5.3.4.

5.7 Intercambios de información: Todos los intercambios de información se realizarán mediante documentos electrónicos de contenido y formato determinados, que serán publicados por el OS en el SIOS. Utilizando estos documentos electrónicos los SM, OM y otros sujetos o entidades participantes en el mercado de producción español remitirán al SIOS la información correspondiente, por los medios que se establezcan, y en los horarios especificados en los correspondientes Procedimientos de Operación.

Los documentos electrónicos intercambiados con los Sujetos del Mercado y otros sujetos y entidades del mercado eléctrico, su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en un único documento denominado «Intercambio de Información con el Operador del Sistema», organizado en una serie de volúmenes:

- Volumen 1. Mercados de Producción.
- Volumen 2. Liquidaciones.
- Volumen 3. Control de Tensión.

Estos volúmenes y sus modificaciones serán publicados, con la antelación suficiente antes de su entrada en vigor, en la web pública www.esios.ree.es del Sistema de Información del OS.

Los documentos electrónicos intercambiados con los participantes en los procesos de asignación de capacidad en las interconexiones mediante subastas explícitas serán publicados en el sistema e-sica: www.esica.eu.

Los documentos intercambiados con el Operador del Mercado su contenido, formato y plazos de publicación o recepción por el OS se describen en el documento denominado «Modelo de Ficheros para el Intercambio de Información entre el OS y el OM» que será publicado conjuntamente por el OS y el OM por los medios que cada operador establezca.

5.8 Criterios de publicidad de la información: Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS 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, 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 y en el Escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 19 de noviembre de 2004.

Estos criterios son los siguientes:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación del sistema eléctrica, al ser éstos objeto de su responsabilidad.
- El OS, en el ámbito de su competencia, hará 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 el OS proporcione a un sujeto sobre otro, y que no venga motivada por la existencia de una reclamación, deberá ser proporcionada al público en general.
- En todo caso, el OS garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los sujetos del mercado, tal y como se establece en los apartados 2f) y 2k) de los artículo 27 y 30, respectivamente, del RD 2019/1997.

5.9 Información pública: Información que el OS hace pública sobre los procesos de operación del sistema eléctrico.

Esta información, que depende del periodo al que afecta la información y del momento en que se hace pública, será publicada en la web pública del e-sios (www.esios.ree.es).

5.9.1 En tiempo real: La información que el OS publicará tan pronto esté disponible es la siguiente:

- La previsión de la demanda del sistema peninsular español con un horizonte de 30 horas.
- La previsión de la producción eólica del sistema peninsular español con horizonte temporal comprendido entre la hora siguiente a dicha publicación y el período horario final del día siguiente.
- La capacidad programable del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear actualizada en tiempo real.
- La capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales actualizada en tiempo real.
- Los programas brutos y agregados de intercambio internacional actualizados en tiempo real.
- El resultado agregado de la solución de restricciones técnicas en tiempo real y la comunicación de otras anotaciones (indisponibilidades y desvíos) realizadas durante la operación en tiempo real.
- El resultado agregado y precio marginal de los mercados de los servicios de ajuste del sistema de regulación terciaria y gestión de desvíos.
- Los Programas Horarios Operativos (P48) desagregados que resultan tras la incorporación de todas las asignaciones efectuadas en firme en tiempo real.

5.9.2 Diariamente: Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

- Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas diarias e intradiarias de capacidad de la interconexión con Francia, en la forma y plazos establecidos en el procedimiento de operación relativo a la resolución de congestiones en la interconexión Francia-España.

• 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.
 - La previsión de la producción eólica del sistema peninsular español
- Después el correspondiente mercado o proceso de gestión técnica:
- Resultado agregado del programa de energía a través del enlace Península-Baleares.
 - Resultado agregado de la subasta de capacidad de intercambio entre contratos bilaterales físicos de aquellas interconexiones en la que no existe un mecanismo coordinado de asignación de capacidad.
 - Resultados agregados de la solución de restricciones por garantía de suministro y técnicas en el PDBF y tras cada una de las sesiones de mercado intradiario.
 - Resultado agregado y precio marginal de la asignación 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 y precio marginal de la energía de regulación secundaria.

5.9.3 A los tres días: Una vez transcurridos tres días desde el día D en el que se efectúa el suministro se publicará la información desglosada por tipo de sujeto/ transacción y desagregación, cuando sea aplicable, y por tecnología/frontera.

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

- Nuclear.
- Carbón.
- Fuel-Gas.
- Ciclo combinado.
- Hidráulica convencional.
- Turbinación de bombeo.
- Consumo bombeo.
- Importaciones y exportaciones de energía.
- Régimen especial Hidráulico.
- Régimen especial Térmico No Renovable.
- Régimen especial Térmico Renovable.
- Régimen especial Eólico.
- Régimen especial Solar Fotovoltaico.
- Régimen especial Solar Térmico.
- Régimen especial otras renovables (Geotérmico, Hidráulico Marino,...)
- Régimen especial con retribución a tarifa regulada agregado.
- Régimen especial participante en el mercado de producción agregado.
- Régimen Ordinario con Prima.
- Adquisiciones de comercializadores de Último Recurso (CUR) correspondientes al suministro nacional de último recurso.
- Adquisiciones de comercializadores destinadas al consumo nacional en el mercado libre.
- Consumidores directos en mercado.
- Servicios auxiliares de las unidades de producción.
- Unidades de Programación Genéricas.

5.9.4 Semanalmente: El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

Antes de las 18:00 horas de cada jueves se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para cada período de programación de las dos semanas eléctricas inmediatas siguientes (de sábado a viernes), con comienzo a las 00:00 h del sábado siguiente, agregado por Estado fronterizo y para cada sentido de flujo de potencia.

Asimismo antes de las 18:00 horas de cada jueves, se publicarán en la web pública del Operador del Sistema español los valores de capacidad de intercambio previstos para el siguiente año móvil, con resolución horaria, agregado por Estado fronterizo y diferenciando cada sentido de flujo.

5.9.5 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.

El OS publicará las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas mensuales de capacidad de las interconexiones con Francia y Portugal, en la forma y plazos que establecen en los procedimientos de operación relativos a la resolución de congestiones en las interconexiones Francia-España y Portugal-España, respectivamente.

El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados)

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

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

Solución de restricciones por garantía de suministro en el Programa Base de Funcionamiento (PBF).

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.

5.9.6 Trimestralmente: El OS publicará en su página web la potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados).

Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas trimestrales de capacidad de la interconexión con Portugal, en la forma y plazo que establece el procedimiento de operación relativo a la resolución de congestiones en la interconexión Portugal-España.

5.9.7 A los tres meses: Una vez transcurridos tres meses desde el día a que se refiera se publicará la información confidencial recogida en el apartado 5.10.2 que es comunicada a cada sujeto del mercado (SM), que incluyen las ofertas presentadas por los SM a los servicios de ajuste del sistema.

5.9.8 Anualmente: Se publicará la siguiente información:

Las especificaciones y resultados agregados de las subastas coordinadas explícitas anuales de capacidad de las interconexiones con Francia y Portugal, en la forma y plazos que se establecen en los procedimientos de operación relativos a la resolución de congestiones en las interconexiones Francia-España y Portugal-España, respectivamente.

La potencia de generación eléctrica disponible en régimen ordinario agregada por tecnologías de generación (nuclear, carbón, hidráulica, fueloil, ciclos combinados)

5.10 Información confidencial: La información confidencial es aquella que se comunica a los sujetos del sistema de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos, hasta una vez transcurridos tres meses desde el momento de su comunicación de forma confidencial, de acuerdo con establecido en el apartado anterior.

Esta información se refiere a los procesos de programación de la operación del sistema, a los servicios de ajuste del sistema y a la información relativa a los programas de intercambio internacional, procesos todos ellos establecidos en los Procedimientos de Operación:

- Programas de intercambios internacionales.
- Solución de restricciones por garantía de suministro (redespachos).
- Solución de restricciones técnicas (limitaciones y redespachos).
- 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.
- Otras anotaciones realizadas durante la operación en tiempo real (indisponibilidades, desvíos comunicados, etc.).

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

5.10.1 Al Operador del Mercado (OM): Se le comunicará toda la información necesaria para la adecuada gestión del mercado diario e intradiario y aquella otra adicional en cumplimiento de lo establecido en la normativa legal vigente.

5.10.2 A los sujetos 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 correspondientes ofertas asociadas a estos mercados.

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 de aquellas interconexiones en las que no existe aún un mecanismo coordinado de asignación de capacidad se les comunicará únicamente la información del resultado del proceso de solución de restricciones técnicas en dichas interconexiones.

A los participantes de las subastas explícitas de capacidad de intercambio se comunicará la información detallada correspondiente al resultado de sus pujas.

Semanalmente, a los propietarios o representantes de unidades de programación asociadas a centrales que utilizan carbón autóctono como combustible incluidas en el Anexo II del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, y en la normativa de aplicación que lo actualice, antes de las 14:00 horas de cada jueves, el OS comunicará la información correspondiente al plan de funcionamiento para la semana eléctrica inmediata siguiente (comprendida entre las 0.00 horas de cada sábado y las 24:00 horas del viernes inmediato siguiente), de acuerdo el procedimiento de operación por el que se establece la resolución de restricciones por garantía de suministro. Diariamente, y en los mismos plazos establecidos para la comunicación de información previa al mercado diario, el OS pondrá a disposición de cada SM, las posibles actualizaciones de su plan de funcionamiento semanal que sea necesario considerar función de la evolución de las previsiones de la demanda, de la previsión de producción de origen renovable y/o de las indisponibilidades sobreenvenidas que afecten a unidades de producción y/o a elementos de red.

El OS diariamente pondrá a disposición de cada una de las centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, el volumen

máximo de producción que puede ser programado como la diferencia entre el volumen máximo de producción fijado para cada central anualmente por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y la energía efectivamente producida en cada una de las centrales desde el primer día del correspondiente año.

El OS publicará con periodicidad mensual el plan indicativo de producción anual agregada de las centrales contempladas en el anexo II del Real Decreto 134/2010, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro.

El OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado titulares de unidades de producción conectadas a la red de transporte la situación prevista de la red de transporte, que incluirá las indisponibilidades programadas y fortuitas.

Asimismo, el OS pondrá a disposición de los sujetos del mercado los casos PSS/E (software para el análisis de sistemas eléctricos de potencia) utilizados para los análisis de restricciones técnicas del Programa Base de Funcionamiento (PBF) antes de transcurridos tres días hábiles desde el día D de operación.

5.10.3 A otros sujetos o entidades participantes en el proceso de programación de la operación.

5.10.3.1 Entidad agregadora de la Subasta de Emisiones Primarias de Energía (EASEP): El OS comunicará a la EASEP la información actualizada correspondiente a Sujetos del Mercado en el mercado de producción y Unidades de Programación Genéricas necesarias para la participación en la Subasta de Emisiones Primarias, cuando el ejercicio de las opciones de compra sea por entrega física.

Mensualmente, la EASEP comunicará al OS la relación de los SM tenedores de opciones de compra de emisiones primarias, derivadas de la adjudicación en dichas subastas y de las posibles transferencias bilaterales de dichas opciones y el valor de potencia máxima asociado a cada pareja SM comprador - SM vendedor, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

Diariamente, el OS recibirá de la EASEP la nominación de los contratos bilaterales CBEP asociados al ejercicio de las opciones de compra de energía tras las subastas de energía primaria, cuando el ejercicio de las opciones sea por entrega física.

5.10.3.2 A los gestores de las redes de distribución: Se les comunicará la información de las instalaciones de generación de potencia neta registrada superior a 50 MW y de las instalaciones de red correspondientes a la red bajo su gestión y a la red observable por ellos mismos. La información de generación se desagregará por unidad e incluirá las indisponibilidades de grupos. La información sobre la situación de la red incluirá las indisponibilidades tanto programadas como fortuitas.

Se les facilitará también la información correspondiente a las unidades de programación que integren en el mercado de producción la generación de instalaciones de producción de potencia neta registrada inferior o igual a 50 MW, así como las indisponibilidades asociadas, en caso de que corresponda.

El OS, 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 Energía para su aprobación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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.

El OS, con carácter mensual, facilitará a los gestores de la red de distribución a los que no les era de aplicación la disposición transitoria undécima de la ley 54/97, la información relativa a la adscripción a centros de control de las instalaciones inscritas en dichos centros.

5.11 Intercambio de datos de medidas: Información que se intercambia entre el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas y el SIOS del OS.

5.12 Gestión de Información Estructural: Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener información

relativa a los Sujetos del Mercado (SM), Unidades de Programación (UP), Unidades de Oferta (UO) y Físicas (UF), Contratos Bilaterales, así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los datos tratados se agruparán de la siguiente manera:

Información sobre Sujetos del Mercado: datos de los sujetos existentes en el mercado y en su caso, de sujetos que actúan en representación de otros.

Información sobre Unidades de Programación y su relación con las Unidades de oferta utilizadas en los mercados diario e intradiarios (incluidas las Unidades de Programación Genéricas).

Información sobre unidades de programación y su desagregación en unidades físicas y unidades físicas equivalentes.

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 el OS.

5.13 Visualización de la información estructural: Mediante la página Web de Sujetos de Mercado del e-sios: <https://sujetos.esios.ree.es>, los SM podrán acceder a la información estructural confidencial correspondiente a:

Unidades de Programación (incluidas Unidades de Programación Genéricas) de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades físicas de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Contratos bilaterales en los que participen Unidades de Programación de su propiedad o a las que representen en el mercado de producción.

Unidades de Prestación del Servicio de Control de Tensión.

Asimismo, mediante la página Web pública del e-sios: <http://www.esios.ree.es>, los SM tendrán acceso a la información estructural no confidencial de otros SM, correspondiente a Unidades de Programación, Unidades físicas, Zonas de Regulación y Sujetos del Mercado del sistema eléctrico español.

5.14 Solicitud de modificación de información estructural: La modificación de la información estructural será solicitada mediante el envío al OS del correspondiente formulario disponible en la página Web de SM debidamente cumplimentado por el SM y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el SM, el OS comunicará al SM la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6. *Concentrador principal de medidas eléctricas*

El Concentrador Principal de Medidas Eléctricas es el sistema con el que el OS gestiona la información de medidas del sistema 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 necesarios para la gestión del sistema de medidas y será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura:

Puntos de Medida.

Puntos frontera.

Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.

Contadores.

Registradores.

Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS es el encargado de la lectura:

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 Programación.

c) La información estructural residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

Puntos de clientes tipos 1 y 2 (CUPS).

Agregaciones de puntos de medida de clientes y régimen especial tipos 3, 4 y 5.

d) La información de medidas residente en el Concentrador Principal para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

Medidas horarias en CUPS de clientes tipos 1 y 2.

Datos horarios de las medidas agregadas de clientes y régimen especial.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

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

Pérdidas de la red de transporte.

Acumulados entre actividades.

Perfiles de consumo.

6.2 Acceso a la información del Concentrador Principal de Medidas: El OS gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador Principal de acuerdo a lo indicado a la normativa vigente.

6.3 Información de libre acceso: El OS publica diversos informes de carácter general elaborados a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador Principal.

Dicha información está disponible en la dirección de Internet del OS (<http://www.ree.es>).

6.4 Información para los participantes 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 y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador Principal de Medidas Eléctricas:

Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es la encargada de la lectura.

Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.

Inventario de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.

Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.

Medidas horarias de agregaciones tipos 3, 4 y 5.

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

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el Procedimiento de Operación P.O.-10.4 y usuarios del Concentrador Principal. El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán los recogidos en última versión del documento «Ficheros para el Intercambio de Información de Medidas». La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en su página web.

6.5 Gestión de la información: El Concentrador Principal recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera del sistema eléctrico español de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.6 Alta de puntos frontera, agregaciones y resto de datos estructurales: El alta, baja y/o modificación de fronteras y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente atendiendo los documentos de desarrollo «Ficheros para el intercambio de Información de Medidas» e «Información para titulares de instalaciones de régimen especial» publicados en la página web del OS.

6.7 Recepción de medidas del Concentrador Principal: El envío de datos de medidas al concentrador principal se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.8 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 1 de enero 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*)

El OS 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 P.O. 8.1 por el que se definen las redes operadas y observadas por el OS– que le sea precisa para operar en el sistema eléctrico. Para ello, el OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Centro de control de instalaciones de producción: La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de régimen ordinario y/o especial de potencia neta superior a 10 MW (o de aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a ésta y que formen parte de una agrupación cuya suma total de potencias sea mayor de 10 MW) deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de las conexiones con los centros de control de generación. Para la realización de esta función estos centros de control de generación podrán ser propios o de terceros que representen al titular de la instalación, conforme a lo dispuesto en la normativa del sector eléctrico en relación a la representación en el mercado ibérico de producción en el caso de la participación en los servicios de ajuste potestativos (regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos). La información en tiempo real que se debe facilitar al OS se especifica en el Anexo II.

Cada instalación debe estar asociada a un único centro de control. En el caso de que la instalación de producción esté integrada en una zona de regulación, su centro de control será el despacho de generación del propietario de dicha zona de regulación.

7.2 Envío de telemidas de instalaciones de producción menores o iguales a 10 MW que no formen parte de una agrupación mayor de 10 MW: Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o por sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta.

7.3 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.

7.4 Requerimientos Técnicos: El intercambio de información en tiempo real con el operador del sistema se realizará mediante el protocolo estándar de comunicaciones

denominado ICCP-TASE2, por medio de los bloques de intercambio de información definidos como 1 y 2.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS, establecerá con cada uno de los Centros de Control del OS (Principal y Respaldo) dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de esta información. Las características técnicas de estas 4 líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. El operador del sistema facilitará previamente al establecimiento del enlace información técnica adicional desarrollando lo indicado anteriormente.

Un centro de control no podrá compartir ni su sistema de control ni las comunicaciones con el OS ni el personal que constituya el turno cerrado de operación con otro centro de control. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada por el centro de control al OS.

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 en tiempo real será intercambiado con una periodicidad a determinar por el OS con cada sujeto del mercado, que en ningún caso superará los 12 segundos.

El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los sujetos del mercado aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible 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) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.5 Información necesaria: Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte.
- Red Observable.
- Instalaciones de Generación.
- Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.5.1 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas: En este procedimiento, se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, 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:

Señalizaciones: Incluye los estados (abierto/cerrado) o indicaciones de dispositivos que no constituyen anomalías o estados de mal funcionamiento. 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.ej. indicación de tomas de transformadores).

7.5.2 Criterios de validación de calidad de telemidas de potencia activa de generación recibidas en tiempo real: La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para establecer el cumplimiento de los requisitos establecidos en los apartados 7.1 y 7.2 del presente procedimiento.

De forma general la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del OS se realizará mensualmente determinando su error con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el reglamento unificado del puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria.

Se define para una instalación/agrupación:

Telemida horaria integrada para la hora h (THIh): Es la integral horaria de las telemidas de potencia activa recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h, y representa, por tanto, la energía producida por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

Energía horaria registrada para la hora h (EHRh): Es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la diferencia entre la «energía exportada» AS y la «energía importada» AE.

Horas totales (H): Conjunto total de las horas del mes m.

Horas registradas (I): Subconjunto de las horas del mes m en las que se dispone para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemidas del mes m para un determinada instalación/agrupación es válida sólo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{t \in I} EHR_t - \sum_{t \in I} THI_t}{\sum_{t \in I} EHR_t} * 100 \right| \leq 10$$

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

Para cada periodo de liquidación contemplado en los procedimientos de medidas, el OS pondrá en conocimiento de los centros de control los incumplimientos en la validación de la calidad de las telemidas de potencia o si no se cumplen las condiciones para la validación de las mismas. Asimismo informará a la CNE para los efectos oportunos si durante 3 meses continuados se producen estos incumplimientos.

Adicionalmente el OS podrá realizar las verificaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas se corresponden con el perfil de las producciones realmente realizadas. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemidas enviadas, esta situación se pondrá en conocimiento de la CNE para los efectos oportunos.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar al operador del sistema

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

Es responsabilidad de los productores, del transportista único y de los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte, y de los gestores de las redes de distribución facilitar al OS 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. Será obligatorio el envío al OS, por parte de distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte) y del transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de régimen especial conectadas a sus redes.

Asimismo, 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 al OS con la periodicidad que éste precise.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en tres horizontes temporales: A los tres días (día D+4, siendo

D el día de programación), antes del día 20 del mes M+1, y antes del día 20 del mes de enero de cada año, al objeto de 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 a enviar a los tres días: Los sujetos del sistema facilitarán al OS todos los datos necesarios para la elaboración de las estadísticas oficiales, utilizando para ello los cauces de intercambio de información establecidos. Todos los valores de las magnitudes enumeradas a continuación se darán con la mayor desagregación posible en unidades físicas.

- Previsiones de producción diaria con desglose horario y por tecnologías de todas las instalaciones de régimen especial a tarifa que opten por ceder la electricidad a la empresa distribuidora y estén conectadas a la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria Sexta del RD 661/2007

- Producciones de los grupos térmicos en barras de alternador (b.a.)
- Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.) si se dispone de esta medida.

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

- Consumos propios de generación.
- 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:

Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

Vertidos.

- Incidencias en la Red de Transporte.

8.2 Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1: Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

Producción diaria bruta de grupos térmicos.

Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.) si se dispone de esta medida.

Pérdidas de turbinación en centrales.

Consumos propios de generación.

Consumos y producción de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

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

Poder calorífico inferior (PCI) y superior (PCS) de cada uno de los combustibles 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 PCS) 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.

8.3 Datos anuales: Serán enviados al OS antes del día 20 del mes de enero de cada año los datos de Capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

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

El OS 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 el OS publicará diariamente es la siguiente:

- Curva de carga del sistema.
- Estado de las reservas hidroeléctricas.

9.2 Información a los tres días: El OS publicará el día D + 4 la información del balance eléctrico de producción desglosado por tecnologías, correspondiente al día D.

9.3 Información mensual: Mensualmente el OS publicará la siguiente información:

- Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico.
- Disponibilidad del equipo térmico de generación.
- Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de compensación de energía reactiva (reactancias y condensadores) de la red de transporte.
- Estadísticas de incidentes.
- Calidad de servicio referente a energía no suministrada (ENS) y tiempo de interrupción medio (TIM).

9.4 Información anual: El OS publicará anualmente la siguiente información:

- Estadísticas de Operación del Sistema Eléctrico
- Disponibilidad del equipo generador.
- Disponibilidad de la red de transporte.
- Evolución anual de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte.
- Calidad de servicio (ENS y TIM).
- Límites térmicos estacionales de la red de transporte.

Además, el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

- Potencia instalada en el sistema.
- Energía generada por tecnologías.
- Energía generada por el régimen ordinario y por el régimen especial.
- Consumo de bombeo.
- Intercambios internacionales.
- 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 que definen aquellas incidencias del sistema eléctrico que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto

titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados 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 suministro.

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 ó 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.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema: En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el sujeto titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS 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.

El OS 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 el OS determine que el evento constituye un incidencia significativa para el sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación o al responsable del suministro a los consumidores finales afectados. Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS 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 sujeto para evitar o minimizar el efecto de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema: Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el OS incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos del mercado antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el OS 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 sujetos afectados, a la CNE y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 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 el OS.

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

11. Información de la liquidaciones responsabilidad del operador del sistema

11.1 Información confidencial: La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS es aquella que se comunica a los sujetos del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública: La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los sujetos se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

ANEXO I

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.

Estructura del Anexo I

El presente anexo, está organizado de acuerdo con la siguiente estructura:

1. Sistema de producción.
 - 1.1 Embalses.
 - 1.2 Centrales y grupos hidráulicos de régimen ordinario.
 - 1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.
 - 1.2.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.1.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.
 - 1.2.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.2.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.3 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria).
 - 1.2.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).
 - 1.2.5 Servicio complementario de control de tensión (en el caso de conexión a la red de transporte).
 - 1.2.6 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).
 - 1.2.7 Datos de los transformadores de grupo (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).
 - 1.2.7.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.
 - 1.2.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

1.2.8 Datos de la línea o cable de evacuación (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.2.8.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

1.2.8.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

1.2.9 Datos de las protecciones.

1.2.9.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

1.2.9.2 Centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.2.9.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.2.9.3.1 Protecciones de la Central.

1.2.9.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

1.2.9.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

1.3 Unidades térmicas de régimen ordinario.

1.3.1 Datos generales de la instalación.

1.3.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.3.1.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.3.2 Datos de cada generador.

1.3.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.3.2.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.3.3.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

1.3.3.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.3.4 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria).

1.3.5 Datos para programación y regulación terciaria.

1.3.6 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

1.3.7 Servicio complementario de control de tensión (en el caso de conexión a la red de transporte).

1.3.8 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.3.9 Datos de los transformadores de grupo (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.3.9.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

1.3.10 Centrales conectadas a la red de transporte. Datos de la línea o cable de evacuación (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.3.10.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

- 1.3.11 Centrales conectadas a la red de transporte. Datos de las protecciones.
 - 1.3.11.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.3.11.2 Centrales de más de 50 MW o conectadas a la red de transporte.
 - 1.3.11.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.3.11.3.1 Protecciones de la Central.
 - 1.3.11.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.
 - 1.3.11.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.
- 1.4 Unidades de régimen especial.
 - 1.4.1 Plantas fotovoltaicas mayores de 50 kW y hasta 1 MW de potencia.
 - 1.4.2 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW de potencia o conectados a la red de transporte o que participen individualmente o de forma agrupada en los servicios de ajuste del sistema.
 - 1.4.2.1 Datos de la instalación y de los grupos.
 - 1.4.2.1.1 General.
 - 1.4.2.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 10 MW de potencia total –acogida al régimen especial más no acogida– o conectados a la red de transporte.
 - 1.4.2.1.2.1 General.
 - 1.4.2.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.
 - 1.4.2.1.2.3 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.
 - 1.4.2.2 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio de regulación secundaria).
 - 1.4.2.3 Datos para programación y regulación terciaria (en grupos no hidráulicos y en caso de participación en los servicios de ajuste del sistema).
 - 1.4.2.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW de potencia total o conectados a la red de transporte).
 - 1.4.2.5 Datos de los transformadores de grupo (en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW o conectados a la red de transporte).
 - 1.4.2.5.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total no conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.5.2 Centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.6 Datos de la línea o cable de evacuación (en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW o conectadas a la red de transporte).
 - 1.4.2.6.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total no conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.6.2 Centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.7 Datos de las protecciones.
 - 1.4.2.7.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.7.2 Centrales de más de 50 MW o conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.7.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
 - 1.4.2.7.3.1 Protecciones de la Central.
 - 1.4.2.7.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

1.4.2.8 Datos principales de los equipos de control de tensión para cada grupo de las plantas de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

1.4.2.9 Servicio complementario de control de tensión para las plantas de más de 10 MW de potencia.

1.4.3 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

1.4.3.1 Características de cada instalación.

1.4.3.2 Datos del transformador de conexión a la red.

1.4.3.3 Datos de la línea o cable de conexión a la red.

1.4.3.4 Datos de las protecciones.

1.4.3.4.1 Protecciones de la instalación.

1.4.3.4.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.).

1.4.3.4.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

1.4.3.5 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a red de transporte.

1.4.3.5.1 Características de cada instalación.

1.4.3.5.2 Servicio complementario de control de tensión.

1.4.3.5.3 Datos del transformador de evacuación de la instalación.

1.4.3.5.4 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación.

1.4.3.5.5 Datos del transformador de conexión a la red.

1.4.3.5.6 Datos de la línea o cable de evacuación.

1.4.3.5.7 Datos de las protecciones.

1.4.3.5.7.1 Protecciones de la instalación de producción.

1.4.3.5.7.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

1.4.3.5.7.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

1.4.3.6 Datos principales de los equipos de control de tensión para las instalaciones de más de 10 MW.

1.4.3.7 Servicio complementario de control de tensión de régimen permanente para las instalaciones de más de 10 MW.

2. Red de transporte.

2.1 Subestaciones.

2.2 Parques.

2.3 Líneas y cables.

2.4 Transformadores.

2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

3. Instalaciones de consumo conectadas a red de transporte.

4. Red observable.

4.1 Subestaciones.

4.2 Parques.

4.3 Líneas y cables.

4.4 Transformadores.

4.5 Elementos de control de potencia reactiva.

1. Sistema de producción

1.1 Embalses.

- Nombre del embalse.
- Empresa o empresas propietarias o concesionarias.

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.
- Cuenca (río).
- Situación: Provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh).
- Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m³).
 - Volumen máximo (hm³).
 - Volumen mínimo (hm³).
 - Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3.º grado).
 - Cota máxima de explotación (m).
 - Cota mínima de explotación (m).
 - Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.
 - 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.).

1.2 Centrales y grupos hidráulicos de régimen ordinario.

1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.

1.2.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Nombre de la Central.
- Domicilio de la Central: Municipio, código postal y provincia.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Cuenca (río) en que está ubicada la central.
 - Embalse asociado.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
 - N.º de grupos.
 - Potencia nominal.
 - Caudal nominal (m³/s).
 - Salto neto nominal (m).

1.2.1.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- 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).

- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace 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/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.

- Empresa o empresas explotadoras:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Esquema del subsistema hidráulico.
- Embalse asociado.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
- Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
- 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).
- N.º de grupos.
- Potencia nominal.
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).
- Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).

- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m^3/s).
- Caudal máximo de bombeo (m^3/s).
- Caudal mínimo de bombeo (m^3/s).
- Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).

- 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.

- Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.2.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

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

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).

- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:

- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m^3/s).

- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso afirmativo, indicar:

- Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.

- En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

1.2.2.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

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

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m^3/s).
- Salto neto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Caudal máximo de turbinación (m^3/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.

- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).

- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Tipo de bomba.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
 - Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Factor de potencia nominal.
 - Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SI/NO).
 - Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).
 - Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
 - Características de la turbina: fabricante y modelo.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO).
- En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:
 - Unidad que presta el servicio.
 - Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
 - Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
- En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,..
 - Estatismo permanente:
 - rango de ajuste.
 - valor ajustado.
 - posibilidad de teledatada del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - rango de ajuste.
 - valor ajustado: Confirmar que es cero.
 - posibilidad de teledatada 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 de la siguiente forma:

• A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 • o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

• 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 (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s) (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

• Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s) (T'_{d0} , T'_{q0} , T''_{d0} y T''_{q0} . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_l).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.
- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

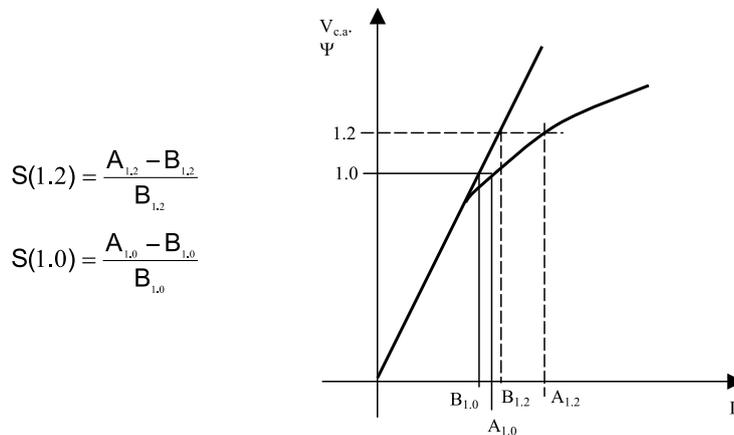


Figura 1. Factores de saturación

1.2.3 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria).

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Información detallada de la conexión del sistema de regulación con el control de generación automático (AGC): características de la señal de consigna, procesamiento de la señal, límites,...

- Potencia activa máxima y mínima de regulación en b.a. (MW).
- Limitaciones en la subida y bajada de carga en MW/min: Rango de ajuste y valores de consigna para rampa continua y escalón.

1.2.4 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

- 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 de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,.

- bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS,.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.2.5 Servicio complementario de control de tensión (en el caso de conexión a la red de transporte).

- 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.

- En el caso de grupos reversibles generador/motor, completar los datos requeridos en el anexo 1 del PO 7.4 para cada uno de los modos de funcionamiento.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

1.2.6 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

- Capacidad de arranque autónomo.
- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:
 - Batería.
 - Grupo Diesel.
 - Otros.
 - Diagramas unifilares.
 - Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:
 - Por control remoto.
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).
 - El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de agua).

- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): Número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.

- Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
- 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.

1.2.7 Datos de los transformadores de grupo (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.2.7.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.2.7.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse transformadores de transporte.

1.2.8 Datos de la línea o cable de evacuación (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.2.8.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte:

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.2.8.2 Centrales conectadas a la red de transporte:

- Véanse líneas y cables de transporte.

1.2.9 Datos de las protecciones.

1.2.9.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

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

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

1.2.9.2 Centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- 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.

- 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.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

1.2.9.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.2.9.3.1 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 (SÍ/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.

1.2.9.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Relé de mínima tensión: Ajustes.

1.2.9.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.3 Unidades térmicas de régimen ordinario.

1.3.1 Datos generales de la instalación.

1.3.1.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Denominación de la central.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - 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 principal y alternativo.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- 1.3.1.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.
- Denominación de la central.
 - Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
 - Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Número de identificación en el RAIPPEE.
 - Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Combustibles principal y alternativo.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - 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).
 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - 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 anual y estacionales si procede).
 - Estructura de consumo de combustible en arranque: porcentaje en términos de consumo de cada uno de los combustibles utilizados.
 - Fórmula de consumo en arranque: Expresión que permite calcular este consumo en función del tiempo de arranque (el transcurrido desde la última parada).
 - $C_t = C_0 \times (1 - e^{-t/\tau})$.
 - Consumo térmico en el arranque en frío de cada unidad térmica y del conjunto (termias) C_0 .
 - Eficiencia neta (consumo específico neto) referida a PCI de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (kWh/kcal).
 - Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principal y alternativo (T).
 - Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh) para combustibles principal y alternativo.
 - Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.
 - Régimen de funcionamiento previsto.
 - Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Esquemas unifilares de protección de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.3.2 Datos de cada generador.

1.3.2.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Potencia aparente instalada (MVA).
- Potencia activa neta instalada en b.c. (MW).
- Mínimo técnico en b.c. (MW).
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVar) en b.a.

1.3.2.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

• 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).
- Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).
- Potencia activa neta efectiva de verano 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 saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d0 , T'_q0 , T''_d0 y T''_q0 . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: Máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.). (XI).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.

- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

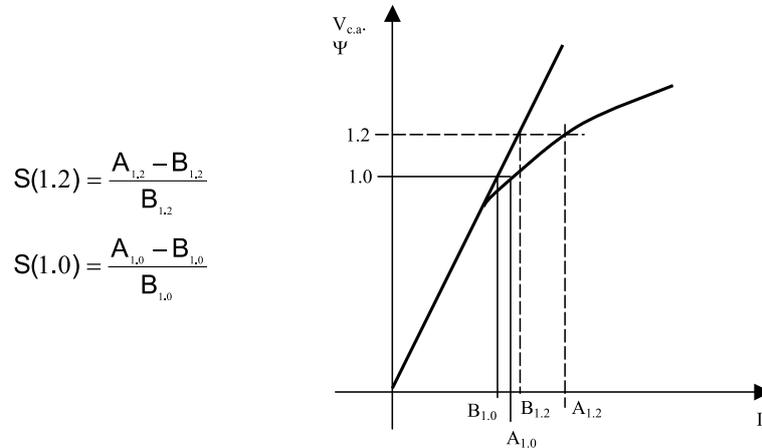


Figura 1. Factores de saturación

1.3.3 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

1.3.3.1 Centrales de potencia inferior o igual a 10 MW y que no estén conectadas a la red de transporte.

- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO).
- En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
- Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
- rango de ajuste.
- valor ajustado: Confirmar que es cero.
- posibilidad de telemedida del valor ajustado.

1.3.3.2 Centrales de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- 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): Fabricante y modelo.
- Características de la turbina de vapor (en su caso): Fabricante y modelo.
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).
- En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
- En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...

- Estatismo permanente:
 - o rango de ajuste.
 - o valor ajustado.
 - o posibilidad de telemedida del valor ajustado.
- Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia.
- Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
- Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - o rango de ajuste.
 - o valor ajustado: Confirmar que es cero.
 - o 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 de la siguiente forma:
 - o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,.
 - o o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.3.4 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria).

- Zona de regulación a la que pertenece.
- 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.

1.3.5 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 de arranque:
 - en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
- 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).

1.3.6 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de centrales de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte).

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 de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,.

- bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.3.7 Servicio complementario de control de tensión (en el caso de conexión a la red de transporte).

- 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.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

1.3.8 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

- Alimentación de SSAA.
- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).
- Tensión de alimentación de SSAA.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVar).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)

Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

• Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVAR)
Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Capacidad de arranque autónomo.
- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:
 - Batería.
 - Grupo Diesel.
 - Otros.
 - Diagramas unifilares.
 - Tiempo de autonomía (horas).
 - Tipo de arranque:
 - Por control remoto.
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).
 - El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible).
 - Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.
 - Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
 - Reconexión del grupo a la red.
- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
 - Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).
 - Tiempo máximo de parada para que el arranque sea en caliente.
- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (SÍ/ NO. Descripción).
 - Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
 - Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.
 - Otros datos.
- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
 - Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.3.9 Datos de los transformadores de grupo (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.3.9.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.3.9.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse transformadores de transporte.

1.3.10 Datos de la línea o cable de evacuación (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

1.3.10.1 Centrales de más de 50 MW de potencia no conectadas a la red de transporte.

Véanse líneas y cables de red observable.

1.3.10.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse líneas y cables de transporte.

1.3.11 Datos de las protecciones.

1.3.11.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

• 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 mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

1.3.11.2 Centrales de más de 50 MW o conectadas a la red de transporte.

• 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.

- Servicios auxiliares, relés de mínima tensión y/o de mínima frecuencia: Indicar ajustes y para el relé de mínima tensión fases en que mide y lógica de disparo.
- 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.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

1.3.11.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.3.11.3.1 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.

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

• 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.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.

1.3.11.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

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

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de grupo.

Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

- Relé de mínima tensión: Ajustes.

1.3.11.3.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/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.

1.4 Unidades de régimen especial.

1.4.1 Plantas fotovoltaicas mayores de 50 kW y hasta 1MW de potencia.

- Nombre de la central.

- Número catastral de la finca.

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.

- NIF/CIF.

- Dirección.

- Porcentaje de participación.

- Número de identificación en el RAIPRE.

- Domicilio de la central: Municipio, código postal y provincia.

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

- Compañía Distribuidora.

1.4.2 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1MW de potencia o conectados a la red de transporte o que participen individualmente o de forma agrupada en los servicios de ajuste del sistema.

1.4.2.1 Datos de la instalación y de los grupos.

1.4.2.1.1 General.

- 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).

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.

- NIF/CIF.

- Dirección.

- Porcentaje de participación.

- Número de identificación en el RAIPRE.

- 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 661/2007 o reglamentación alternativa que sea de aplicación.
 - Número de grupos.
 - Combustible.
 - Para grupos hidráulicos:
 - Salto (m).
 - Caudal máximo (m³/s).
 - Régimen de regulación (fluyente, diario, semanal).
 - Cuenca (río).
- Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares gestionables o que opten a gestionables:
 - Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales...).
 - Curvas de tiempo de recuperación de la energía primaria almacenada.
 - Curvas de pérdida de energía primaria almacenada.
 - Tipo de apoyo con combustible complementario, potencia suministrable con dicho combustible y autonomía del mismo (en horas a potencia nominal).
 - Potencia máxima que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
 - % de sobredimensión de la planta para el almacenamiento.
 - Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
 - Potencia acogida al R.D. 661/2007 o reglamentación alternativa que sea de aplicación (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.
 - Para cogeneraciones: Consumo eléctrico máximo (MW) de la planta, incluyendo los consumos industriales.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SI/NO). En caso afirmativo indicar:
 - Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.
 - En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:
 - Unidad que presta el servicio.
 - Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
 - Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

1.4.2.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 10 MW de potencia total –acogida al régimen especial más no acogida– o conectados a la red de transporte.

1.4.2.1.2.1 General.

- Coordinadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red.
 - Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
 - Esquema del subsistema hidráulico.
 - Embalse asociado.
 - Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, 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).
 - N.º de grupos.
 - Caudal nominal (m³/s).
 - Salto neto nominal (m).
 - Caudal máximo de turbinación (m³/s).
 - Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
 - Salto bruto máximo (m).
 - Salto bruto mínimo (m).
 - Salto neto máximo (m).
 - Salto neto mínimo (m).
 - Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: Tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
 - En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Potencia nominal.
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
 - 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.

1.4.2.1.2.2 Datos de cada grupo y de los equipos de regulación primaria.

- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina (X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d , T'_q , T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d0 , T'_q0 , T''_d0 y T''_q0 . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
 - Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
 - Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_l).
 - Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.
 - Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.
 - Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).
 - Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
 - Características de la turbina: Fabricante y modelo.
 - En caso de disponer de regulación propia, indíquese:
 - Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:
 - o rango de ajuste.
 - o valor ajustado.
 - o posibilidad de telemedida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. La insensibilidad del regulador (mHz) no ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - o rango de ajuste.
 - o valor ajustado: Confirmar que es cero.
 - o posibilidad de telemedida 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 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 de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS.
 - o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento elaborado al efecto por el OS.
 - En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- Tipo de turbina.
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
 - En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Tipo de bomba.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: Tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).

1.4.2.1.3 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

- Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle con todos los elementos componentes de la instalación de enlace 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.ej. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Para cogeneraciones: Véanse instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.
 - Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.4.2.2 Datos de regulación secundaria (en el caso de unidades de generación que participen en el servicio complementario de regulación secundaria).

- Zona de regulación a la que pertenece.
- 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.

1.4.2.3 Datos para programación y regulación terciaria (en grupos no hidráulicos y en caso de participar en el mercado de producción de energía eléctrica).

- 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).

1.4.2.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio (en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 50 MW de potencia total, o conectados a la red de transporte).

- Alimentación de SSAA (salvo CCHH).
- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

- Tensión de alimentación de SSAA.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVAR).

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)
Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVAR)
Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Capacidad de arranque autónomo.

- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.
- Diagramas unifilares.
- Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:

- Por control remoto.

- Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

- El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible).

- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.

- En el caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

- Reconexión del grupo a la red (salvo CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

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

- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (Sí/ NO. Descripción).

- Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).
- Otros datos (salvo CCHH).
- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
- Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.4.2.5 Datos de los transformadores de grupo.

1.4.2.5.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total no conectadas a la red de transporte.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.4.2.5.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse transformadores de transporte.

1.4.2.6 Datos de la línea o cable de evacuación.

1.4.2.6.1 Centrales o agrupación de más de 50 MW de potencia total no conectadas a la red de transporte.

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.4.2.6.2 Centrales conectadas a la red de transporte.

- Véanse líneas y cables de transporte.

1.4.2.7 Datos de las protecciones.

1.4.2.7.1 Centrales de potencia inferior o igual a 50 MW que no estén conectadas a la red de transporte.

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

• Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

• Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.

• En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

1.4.2.7.2 Centrales de más de 50 MW o conectadas a la red de transporte.

• 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 mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

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

- Relés de mínima tensión: Ajustes.
- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo.

1.4.2.7.3 Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte.

1.4.2.7.3.1 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 (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
- Relé de sobretensión: Ajustes.
- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.4.2.7.3.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Esquema unifilar de protección de la instalación Teledisparo ante contingencias en la red.
- Capacidad de teledisparo (SÍ/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.

1.4.2.8 Datos principales de los equipos de control de tensión para cada grupo de las plantas de más de 10 MW de potencia o conectadas a la red de transporte.

- Para cada grupo:
- 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 de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.4.2.9 Servicio complementario de control de tensión para las plantas de más de 10 MW de potencia.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante de la instalación, o desde el centro de control correspondiente.

1.4.3 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

1.4.3.1 Características de cada instalación.

- Nombre de la instalación.
- 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 enlace 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/CIF.
 - Dirección.
 - Número de identificación en el RAIPRE.
 - Fecha de concesión del Régimen Especial.
 - Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - Domicilio de la instalación: Municipio, código postal y provincia.
 - Coordenadas UTM de la poligonal del parque, huerta, etc.
 - Compañía Distribuidora.
 - Potencia instalada: Aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación.
 - Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso afirmativo indicar:
 - Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.
 - En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:
 - Unidad que presta el servicio.
 - Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
 - Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
 - Régimen de operación previsto de la instalación:
 - Horas de utilización (a plena potencia) referidas a período anual y estacionales.
 - Curva de potencia activa en función del recurso primario (velocidad del viento en el caso de plantas eólicas, irradiancia en el caso de huertas solares, etc.) incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores, paneles, captadores parabólicos, etc. dejan de aportar potencia.
 - Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).
 - Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.):
 - Número de unidades generadoras del mismo modelo.
 - Fabricante y modelo.

- Tecnología: Máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.

- Potencia activa instalada de cada unidad generadora (kW).
- Potencia aparente instalada de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.
- Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.

- En el caso de instalaciones de más de 10 MW o conectadas a la red de transporte, se aportará un modelo de la instalación que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS, o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado al efecto por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- Compensación de reactiva en bornas de cada unidad generadora excluida, en su caso, la compensación interna:

- Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en MVar).
- Posibilidad de regulación.

- Compensación de reactiva en bornas de la instalación excluida, en su caso, la asociada a cada unidad generadora:

- Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en MVar).
- Posibilidad de regulación.
- Baterías de condensadores (sí/no).
- Potencia total (MVar).
- Número de escalones.
- Tipo de control de los escalones.

- o Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).

- Potencia total instalada (MVar).

1.4.3.2 Datos del transformador de conexión a la red.

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.4.3.3 Datos de la línea o cable de conexión a la red.

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.4.3.4 Datos de las protecciones.

1.4.3.4.1 Protecciones de la instalación.

• 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.
- Protección de mínima frecuencia: Ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.
- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.

1.4.3.4.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc.).

- 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.
- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.
- Disparo por sobrevelocidad en su caso. Valor de disparo.

1.4.3.4.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Relé de mínima tensión: Ajustes.
- En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:
 - Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
 - Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.4.3.5 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte.

1.4.3.5.1 Características de cada instalación.

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.
 - Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado:
 - bien a través de una previsión a nivel de instalación, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica.
 - bien realizar medidas a nivel de instalación de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.
- Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de las unidades generadoras.
- Esquema unifilar de protección de la instalación de producción y de la instalación de enlace.

1.4.3.5.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, véase punto 1.4.3.5.4).

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).

1.4.3.5.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación (en caso de ser ésta la línea o cable de conexión a la red de transporte, véase punto 1.4.3.5.6).

- Véanse líneas y cables de red observable.

1.4.3.5.4 Datos del transformador de conexión a la red.

Véanse transformadores de transporte.

1.4.3.5.5 Datos de la línea o cable de evacuación (en su caso).

Véanse líneas y cables de transporte.

1.4.3.5.6 Datos de las protecciones.

1.4.3.5.6.1 Protecciones de la instalación de producción.

Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.4.3.5.6.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

• Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal. Cumplimiento de los 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.

1.4.3.5.6.3 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.

1.4.3.6 Datos principales de los equipos de control de tensión para las instalaciones de más de 10 MW.

El OS podrá solicitar una descripción de la implementación física del control de tensión de régimen permanente establecido en la instalación mostrando como participan las dinámicas fundamentales de los generadores individuales (inversores en su caso) así como las dinámicas del control en el punto de conexión a la red de la instalación de producción. En tal caso, se aportarán los correspondientes esquemas de bloques con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados.

2. Red de transporte.

2.1 Subestaciones.

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

2.2 Parques.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
- 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:
 - 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 de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

2.3 Líneas y cables.

- 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).
- 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).
 - Datos adicionales sólo para líneas y cables de la red de transporte, propiamente dichos:
 - Valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera) de:
 - Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
 - Elemento limitante.
 - Límite térmico permanente del conductor (MVA).
 - Temperatura máxima de funcionamiento del conductor ($^{\circ}\text{C}$).
 - Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).
 - Configuración de la línea.
 - Conductor: Denominación / material / sección total (mm^2).
 - Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm^2).
 - Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
 - Número de conductores por fase.

- Protecciones:
 - o 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.
 - o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - o Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - o Esquema unifilar de protección y medida.
 - o Acopladores de red o teleacopladores: existencia y ajustes.
 - o Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
 - o Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
 - o Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.
 - o Reenganche:
 - 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).
 - o Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (SI/NO).

2.4 Transformadores.

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 a la red).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace 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 enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace 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, regulación automática (SÍ/NO) y bloqueo ante colapso (SÍ/NO).
 - 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. Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).

- 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 (%). Toma principal en transformadores de generación.

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

- Datos adicionales para transformadores de la red de transporte y de la red observable, propiamente dichos:

- o 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.

- o Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

- o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.

- o Para transformadores de red observable:

- Declaración explícita de cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión establecidos en el procedimiento de operación 7.4 en el que se describe el Servicio Complementario de Control de Tensión o incumplimientos, en su caso, y su justificación.

2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.

- Tipo (Reactancia o Condensador o Dinámica; 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 dispositivos FACTS (Flexible AC transmission system): 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 con los valores correspondientes de los parámetros que en el esquema están representados. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionado por el propio OS.

- o O bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento elaborado al efecto por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al dispositivo FACTS, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

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

- Protecciones:

- o 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.

- o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.

- o 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.

- o Esquema unifilar de protección y medida.

- Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

- o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.

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

3. Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.

En lo que a transformadores se refiere, el presente epígrafe es de aplicación a los que alimentan cargas y a los conectados a redes no observables. Los transformadores de la red observable se tratan en el capítulo de Red Observable.

- 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 enlace 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 unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace 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 anual y estacionales si procede).
- Régimen de funcionamiento previsto. Previsión de consumo (MW, MVA) 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.
 - Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (nº de columnas)
 - Potencia nominal de cada arrollamiento (MVA).
 - Tensión nominal y máxima de servicio de cada arrollamiento (kV).
 - Grupo de conexión.
 - Pérdidas debidas a la carga (kW).
 - Tensión de cortocircuito (%).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina).
 - Características principales de composición de la carga (si procede):
 - o Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total).
 - Del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción:
 - o Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).
 - o Proporción asimilable a carga de impedancia constante (%).
 - o Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).
 - Control de tensión:
 - o 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:
 - o Tensión de alta (kV).
 - o Tensión de media (kV).
 - o Tensión de baja (kV).
 - o Potencia del horno (MVA).
 - o Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.
 - o Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - o Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.
 - o Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - o $\cos \varphi$ de las impedancias anteriores.
- Información adicional para hornos de arco en corriente continua:
 - o Tensión de alta (kV).
 - o Tensión de media (kV).
 - o Tensión de baja (kV).
 - o Potencia de rectificación (MW).
 - o Número de pulsos.
 - o Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.
 - o Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - o Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - o $\cos \varphi$ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - o Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVA).

- Información adicional para trenes de alta velocidad (TAV) y cargas desequilibradas:
 - o Tensión nominal (kV).
 - o Potencia nominal (MVA) y fases entre las que carga.
 - o Características del equipo de compensación de desequilibrio, en caso de existir.
- Información adicional para motores de inducción de más de 10 MW o cargas que presenten características dinámicas especiales, frente a la tensión o la frecuencia, no indicadas anteriormente, si no son caracterizables mediante las características principales de composición de la carga definidas anteriormente y si el OS lo considera pertinente:
 - Se aportará un modelo que debe describir el comportamiento dinámico de la instalación desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:
 - o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - o o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar a este tipo de cargas, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - Línea o cable de conexión a la Red de Transporte (en su caso):
 - o Número de circuitos y longitud en km.
 - o Propietario o conjunto de propietarios y participación en su caso.
 - o Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
 - o 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.
 - o Resistencia de secuencia directa (Ω).
 - o Reactancia de secuencia directa (Ω).
 - o Susceptancia de secuencia directa (μS).
 - o Resistencia de secuencia homopolar (Ω).
 - o Reactancia de secuencia homopolar (Ω).
 - o Susceptancia de secuencia homopolar (μS).
 - Protecciones:
 - o 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.
 - o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - o 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.
 - o Esquema unifilar de protección y medida.
 - o Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
 - o Características y ajuste del relé de frecuencia:
 - o Frecuencia: rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
 - o Temporización: rango de ajuste y valor de ajuste (s).
 - o Existencia de mecanismo de reposición (SI/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
 - o Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
 - o Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.

o Dispositivos automáticos de reposición no asociados al relé de frecuencia: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

4. Red observable.

4.1 Subestaciones.

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

4.2 Parques.

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

4.3 Líneas y cables.

- 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).
- Datos adicionales en caso de líneas y cables de la red observable, propiamente dichos:

o Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA), valores estacionales (verano, otoño, invierno, primavera).

4.4 Transformadores.

- Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

4.5 Elementos de control de potencia reactiva.

El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA_r).

ANEXO II

Información que se enviará al OS 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 (MW).

Potencia reactiva (MVAR).

Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores

Señalizaciones

Posición de los interruptores

Posición de los seccionadores

Control automático de tensión (sólo transformadores)

Medidas

Potencia activa primario de transformador (MW)

Potencia reactiva primario de transformador (MVAR)

Potencia activa secundario de transformador (MW)

Potencia reactiva secundario de transformador (MVAR)

Potencia activa terciario de transformador (MW)

Potencia reactiva terciario de transformador (MVAR)

Toma del regulador en carga (sólo transformadores)

Posición del regulador en vacío (si existe y sólo transformadores)

Potencia reactiva en reactancias (MVAR)

Acoplamiento de barras

Señalizaciones

Posición de los interruptores

Posición de los seccionadores

Medidas

Potencia activa (MW)

Potencia reactiva (MVAR)

Barras

Medidas

Tensión por sección de barra (kV)

Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz)

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 en régimen ordinario

Señalizaciones

Posición de los interruptores de grupo

Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR)

Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW)

Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVAR)

Tensión de generación

Grupos hidráulicos en régimen ordinario

Señalizaciones

Posición de los interruptores de grupo

Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR)

Medida de tensión en barras de central (kV)

Grupos de bombeo puro

Señalizaciones

Posición de los interruptores de grupo

Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW)

Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVAR)

Medida de tensión en barras de central (kV)

Cotas de embalses

Instalaciones de generación en régimen especial a las cuales les es de aplicación el apartado 7.1

Señalizaciones

Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte de cada una de las unidades de generación de potencia superior a 10 MW.

Medidas

Potencia activa producida (MW) por cada una de las unidades de generación de potencia superior a 10 MW y potencia activa agrupada de las unidades de generación de potencia igual o inferior a 10 MW

Potencia reactiva producida/absorbida (MVAR) por cada una de las unidades de generación de potencia superior a 10 MW y potencia reactiva agrupada de las unidades de generación de potencia igual o inferior a 10 MW.

Medida de tensión en barras de central (kV) para las unidades de generación de potencia superior a 10 MW.

En el caso de parques eólicos: velocidad del viento (intensidad y dirección) (m/s y grados sexagesimales) y temperatura (°C).

Instalaciones de generación en régimen especial a las cuales les es de aplicación el apartado 7.2

Medidas

Potencia activa producida (MW)

Compensadores sincronicos

Señalizaciones

Estado de conexión

Medidas analogicas

Potencia reactiva (MVAR)

Tensión (kV)

ANEXO III

INFORME 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 a los consumidores finales, por cada punto frontera con la red de transporte afectado: ubicación, tipo y número de clientes afectados, demanda (en MW) interrumpida, energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo, se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición.
- 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,...).

P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es determinar los derechos de cobro y las obligaciones de pago que se derivan de los servicios de ajuste del sistema a efectos del proceso de liquidación, según lo establecido en el Procedimiento de Operación 14.1 y en los Procedimientos de Operación relativos a dichos servicios.

Los servicios de ajuste del sistema incluyen:

- a) La resolución de restricciones por garantía de suministro establecidas en el P.O. 3.10.
- b) La resolución de restricciones técnicas del PBF, del mercado intradiario y en tiempo real establecidas en el Procedimiento de Operación 3.2.

- c) La resolución de desvíos generación-consumo establecida en el Procedimiento de Operación 3.3.
- d) Los servicios complementarios de regulación secundaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.2.
- e) Los servicios complementarios de regulación terciaria establecidos en el Procedimiento de Operación 7.3.
- f) Los desvíos entre la medida en barras de central y el programa.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema y a los Sujetos del Mercado de Producción de Energía Eléctrica.

3. *Criterios generales*

3.1 Criterio de signos. El criterio de signos adoptado en las fórmulas de este procedimiento es el siguiente:

- a) La producción e importación de energía tienen signo positivo. El consumo y exportación de energía tienen signo negativo.
- b) La energía a subir tiene signo positivo. Se define la energía a subir como los incrementos de producción o importación de energía y las disminuciones de consumo o exportación de energía.
- c) La energía a bajar tiene signo negativo. Se define la energía a bajar como las disminuciones de producción o importación de energía y los incrementos de consumo o exportación de energía.
- d) Los derechos de cobro tienen signo positivo. Las obligaciones de pago tienen signo negativo.

3.2 Magnitudes. Las magnitudes a las que se hace referencia en los textos y fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán expresadas en las siguientes unidades:

- a) Las magnitudes de energía se entenderán expresadas en MWh con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de energía en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- b) Las magnitudes de potencia se entenderán expresadas en MW con el número de decimales en los que se realice la asignación o medición de potencia en cada caso y hasta un máximo de tres decimales.
- c) Los precios de energía se entenderán expresados en euros por MWh con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- d) Los precios de potencia se entenderán expresados en euros por MW con la precisión con la que se determinen en cada mercado.
- e) Los porcentajes se entenderán ya divididos por 100.
- f) Los derechos de cobro y obligaciones de pago se entenderán expresados en euros con dos decimales, efectuándose, en su caso, el redondeo necesario.

3.3 Fórmulas. Los términos de las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán referidos a valores de una hora, salvo mención expresa en otro sentido.

El término «PMD» en las fórmulas de este Procedimiento de Operación significa Precio del Mercado Diario.

En las fórmulas de reparto se aplicará el método de redondeo de mínimo error para obtener resultados redondeados que sumen la cantidad a repartir.

3.4 Términos. En este procedimiento el término consumidor directo se refiere a Consumidor Directo en Mercado.

Unidad de programación de comercialización se refiere a la unidad de programación de un comercializador para compra de energía para suministro a sus clientes nacionales en la península.

Unidad de programación de consumidor directo se refiere a la unidad de programación de consumidores directos para compra de energía para su consumo en la península.

Unidad de adquisición para demanda se refiere, en general, a las unidades de programación de los dos párrafos anteriores.

4. Restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del PBF

4.1 Modificaciones del PBF por garantía de suministro y por criterios de seguridad.

4.1.1 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de venta.

4.1.1.1 Oferta simple. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta simple, por no ser aplicable la oferta compleja, dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u , por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOS_{u,b} = ERPVPVOS_{u,b} \times POPVPVOS_{u,b}$$

donde:

$ERPVPVOS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 1.

$POPVPVOS_{u,b}$ = Precio ofertado correspondiente a oferta simple para el bloque b de la unidad u .

4.1.1.2 Oferta compleja. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERPVPVOC_u = ERPVPVOC_u \times POPVPVDIA_u$$

donde:

$ERPVPVOC_u$ = Energía a subir de la unidad u , en aplicación de la oferta compleja

$POPVPVDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día resultante de la aplicación de la oferta compleja y obtenido del siguiente modo:

$$POPVPVDIA_u = \text{mínimo} (IMPPVP_u, IMPPHF_u) / \sum h ERPVPVOC_{u,h}$$

Siendo $IMPPVP_u$ e $IMPPHF_u$ los ingresos diarios de la unidad u que resultarían de la aplicación de la oferta compleja al programa por restricciones en el PVP y al PHF respectivamente, según lo establecido a continuación:

$$IMPPVP_u = NAF_{u,pvp} \times PAF_u + NAC_{u,pvp} \times PAC_u + NHES_{u,pvp} \times PHC_u + ERPVP_u \times PEC_u$$

donde:

$NAF_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PVP.

PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.

$NAC_{u,pvp}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PVP.

PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.

$NHES_{u,pvp}$ = Número de horas diarias con energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.

PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.

$ERPVP_u$ = Energía diaria a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF con utilización de la oferta compleja.

PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.

Se considera que existe un arranque programado en PVP en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas a subir en fase 1 y en la hora anterior no hay energía asignada ni en PBF ni por restricciones técnicas en fase 1 a subir. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PBF más fase 1 a subir es igual o menor que cuatro, el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

$$\text{IMPPHF}_u = \text{NAF}_{u,\text{phf}} \times \text{PAF}_u + \text{NAC}_{u,\text{phf}} \times \text{PAC}_u + \text{NHR}_{u,\text{phf}} \times \text{PHC}_u + \text{PHF}_{u,\text{phf}} \times \text{PEC}_u - \text{IMDCBMI}$$

donde:

- $\text{NAF}_{u,\text{phf}}$ = Número de arranques diarios en frío programados en PHF.
- PAF_u = Precio del arranque en frío en la oferta compleja.
- $\text{NAC}_{u,\text{phf}}$ = Número de arranques diarios en caliente programados en PHF.
- PAC_u = Precio del arranque en caliente en la oferta compleja.
- $\text{NHR}_{u,\text{phf}}$ = Número de horas diarias con PHF mayor que cero.
- PHC_u = Precio por hora en la oferta compleja.
- $\text{PHF}_{u,\text{phf}}$ = Energía diaria del PHF en el día.
- PEC_u = Precio por energía en la oferta compleja.
- IMDCBMI_u = Suma de ingresos diarios en las tres primeras horas en el mercado diario y contratos bilaterales, calculados por valoración a precio marginal del mercado diario de la energía del PBF, y del saldo diario de las sesiones del mercado intradiario, de la fase 2 de restricciones del PBF y de las restricciones del mercado intradiario.

Si $\text{IMDCBMI} < 0$ entonces $\text{IMDCBMI} = 0$

Si $\text{IMPPHF}_u < 0$, entonces $\text{IMPPHF}_u = 0$

Se considera que existe un arranque programado en PHF en la hora h cuando en dicha hora no hay energía asignada por PBF, hay energía asignada por restricciones técnicas en fase 1 a subir y en alguna hora anterior no hay energía asignada en PHF. Si el bloque de horas anteriores y contiguas a la hora h con programa cero de PHF es igual o menor que cuatro el arranque programado será en caliente. En caso contrario será en frío.

4.1.1.3 Sin oferta o insuficiencia de la oferta existente. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPVMER}_u = \text{ERPVPVMER}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERPVPVMER_u = Energía redespachada a subir por restricciones técnicas del PBF por mecanismo excepcional de resolución de la unidad de venta u .

4.1.2 Restricciones técnicas del PBF a subir en fase 1 a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación

4.1.2.1 Transacción del mercado diario. La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación correspondientes a transacciones del mercado diario, se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro de la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERPVPC}_u = \text{ERPVPC}_u \times \text{PMD}$$

donde:

$ERPVP_{u}$ = Energía a subir redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de compra u

4.1.2.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física.

La asignación de energía a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de adquisición de consumo de bombeo y de exportación de la transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.3 Restricciones técnicas del PBF a bajar en fase 1 a unidades de venta.

4.1.3.1 Transacción del mercado diario.

La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones del mercado diario se considerará como una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u , que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPV_{u} = ERPVP_{u} \times PMD$$

donde:

$ERPVP_{u}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad de venta u .

4.1.3.2 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional no de bombeo. La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo nacional, excluido el bombeo, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERPV_{u,cb} = ERPVP_{u,cb} \times PMD$$

donde:

$ERPVP_{u,cb}$ = Energía a bajar redespachada para la resolución de restricciones técnicas del PBF de la unidad u por el contrato bilateral cb .

4.1.3.3 Transacción asociada a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación. La asignación de energía a bajar para la resolución de restricciones técnicas del PBF a unidades de venta correspondientes a transacciones asociadas a la ejecución de un contrato bilateral con entrega física en el que la unidad de adquisición corresponde a un consumo de bombeo o a una exportación no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones a subir de fase 1. Se revisarán los arranques programados comprobando que han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío, al ser revisado, puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas, pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 4.1.1.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas del día con energía programada a subir en fase 1, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada por seguridad en el PVP, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por seguridad en el PVP se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\begin{aligned} \text{OPEINCPVP}_u &= \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMEDPVPS}_u - \text{PMD}) && \text{si } \text{PMEDPVPS}_u > \text{PMD} \\ \text{DCEINCPVP}_u &= \text{EINCPVP}_u \times (\text{PMD} - \text{PMEDPVPS}_u) && \text{si } \text{PMD} > \text{PMEDPVPS}_u \end{aligned}$$

donde:

EINCPVP_u = Energía incumplida a subir en fase 1 de la unidad u descontando el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

PMEDPVPS_u = Precio medio ponderado de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas del PBF en la fase 1 de la unidad u.

La energía incumplida se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{EINCPVP}_u = \text{MAX} [-\text{ERPVP}_u, \text{MIN} (0, \text{MEDRTR} - \text{PVP})]$$

donde:

$\text{MEDRTR} = \text{MBC}$, si $\text{RTR} \geq 0$ o si $\text{PVP} \leq \text{PHF} + \text{TG}$

$\text{MEDRTR} = \text{MAX} (\text{PBF}, \text{MBC}) + \text{MIN} [\text{PVP} - (\text{PHF} + \text{TG}), -\text{RTR}]$ si $\text{RTR} < 0$ y $\text{PVP} \geq \text{PHF} + \text{TG}$

MEDRTR : medida empleada para el cálculo del incumplimiento de energía a subir de fase 1, en la que se descuenta el incumplimiento motivado por energía a bajar por restricciones en tiempo real.

MBC : medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2.

TG : suma de energía de regulación terciaria, gestión de desvíos y restricciones en tiempo real.

RTR : suma de energía de restricciones en tiempo real.

4.1.5 Energía retirada por congestión en frontera internacional. La energía retirada del Programa Base de Funcionamiento a las unidades de venta o adquisición de transacciones asociadas a un contrato bilateral con entrega física por congestión en frontera internacional no darán lugar a liquidación económica alguna.

4.1.6 Restricciones por garantía de suministro.

4.1.6.1 Energía programada en PBF. En el caso de que una de las unidades de programación de las que quedan obligadas a participar en el proceso de la resolución de restricciones por garantía de suministro como unidades vendedoras haya sido programada en el PBF y siempre que no se haya alcanzado el volumen máximo de producción programado en el año natural, se asignará a la unidad u un derecho de cobro ó una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

Si $\text{PSGSu} > \text{PMD}$:

$$\text{DCEPBFSGSu} = \text{EPBFSGSu} \times (\text{PSGSu} - \text{PMD})$$

Si $\text{PSGSu} < \text{PMD}$:

$$\text{OPEPBFSGSu} = \text{EPBFSGSu} \times (\text{PMD} - \text{PSGSu})$$

donde:

EPBFGSu = Energía programada en el programa base de funcionamiento a la unidad u, siendo ésta una de las obligadas a participar en el proceso de solución de restricciones por garantía de suministro y que no supera el valor de energía del plan de funcionamiento actualizado publicado, EPFGSu, por el operador del sistema.

EPBFGSu = MIN (PBFu, EPFGSu)

PSGSu = Precio horario de la unidad u, correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central con los decimales que, en su caso, se fijen normativamente en euros/MWh.

4.1.6.2 Energía programada para la resolución de restricciones por garantía de suministro en el PBF. La asignación de energía a subir para solución de restricciones por garantía de suministro dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCESGSu = ESGSu \times PSGSu$$

donde:

ESGSu = Energía programada a subir a la unidad u en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro

PSGSu = Precio horario de la unidad u, correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central.

4.1.6.3 Obligación de pago por incumplimiento de producción de la energía programada por garantía de suministro. En el caso de que en todas las horas del día con energía programada por garantía de suministro, la energía medida para la unidad sea igual o superior a la programada, se mantendrán los derechos de cobro calculados según el apartado anterior.

En el caso de que la medida de una hora sea inferior a la programada por garantía de suministro en el PVP, se anotará una obligación de pago o un derecho de cobro calculados según la fórmula siguiente:

$$\begin{aligned} OPEINCGS_u &= EINCGS_u \times (PSGS_u - PMD) && \text{si } PSGS_u > PMD \\ DCEINCGS_u &= EINCGS_u \times (PMD - PSGS_u) && \text{si } PMD > PSGS_u \end{aligned}$$

donde:

EINCGS_u = Energía incumplida a subir por garantía de suministro de la unidad u

EINCGS_u = MIN (0, MBC_u - EPVPGSu).

PSGS_u = Precio horario de la unidad u, correspondiente al coste unitario de generación establecido para cada central.

MBC_u = Producción medida en barras de central de la unidad u.

EPVPGSu = (EPBFGSu + ESGSu).

EPBFGSu = Energía programada en el programa base de funcionamiento a la unidad u con derechos de cobro u obligaciones de pago anotados según el apartado 4.1.6.1.

ESGSu = Energía programada a subir a la unidad u en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

4.1.6.4 Incremento neto de energía gestionada en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario. Durante el periodo de aplicación de la Disposición final quinta del Real Decreto 1634/2011, desde el 8 de diciembre hasta el 31 de diciembre de 2011 ambos inclusive, se anotará un derecho de cobro u obligación de pago al incremento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, producido de forma efectiva, y que no supere el plan de funcionamiento actualizado diario y siempre que el grupo haya

ofertado de acuerdo al subapartado 2 del apartado séptimo del Anexo I del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero.

Esta energía se valorará a un precio igual a la diferencia entre el coste unitario de generación y el precio medio resultante de todas sus transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, resultando:

$$DCEGSP48u = ESGSP48u \times (PSGSu - PGSP48u) \quad \text{Si } PSGSu > PGSP48u$$

$$OPEGSP48u = ESGSP48u \times (PSGSu - PGSP48u) \quad \text{Si } PSGSu < PGSP48u$$

donde:

DCEGSP48u = Derecho de cobro por el aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

OPEGSP48u = Obligación de pago por el aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

ESGSP48u = Aumento neto de programa gestionado en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, con derecho a la percepción del coste unitario regulado, producido de forma efectiva, y que no supera el plan de funcionamiento actualizado diario.

PSGSP48u = Precio medio horario de la unidad u, resultante de todas las transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario.

El aumento neto de programa, ESGSP48u, se calcula según la fórmula siguiente:

$$ESGSP48u = \text{MIN} [\text{MAX}(0, (\text{EPFGSu} - \text{PVPu})), \text{MAX}(0, \text{TERGDVMIu}), \text{MAX}(0, (\text{MBCu} - \text{PVPu}))]$$

Por tanto, ESGSP48u > 0 si se cumple:

$$\text{SUM}(\text{MBCu}) > \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ y } \text{SUM}(\text{EPFGSu}) > \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ y } \text{TERGDVMIu} > 0$$

y ESGSP48u = 0 si se cumple:

$$\text{SUM}(\text{MBCu}) \leq \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ ó } \text{SUM}(\text{EPFGSu}) \leq \text{SUM}(\text{PVPu}) \text{ ó } \text{TERGDVMIu} \leq 0$$

donde:

TERGDVMIu = Saldo neto de las transacciones en el mercado intradiario, mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria.

MBCu = Medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2

EPFGSu = Energía del plan diario de funcionamiento publicado.

PVPu = Energía programada en el Programa Viable Provisional, tras el resultado de las restricciones técnicas y las restricciones por garantía de suministro.

El precio medio horario de la unidad u, resultante de todas las transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario se calcula según la fórmula siguiente para valores positivos de TERGDVMIu:

$$\begin{aligned} \text{PSGSP48u} = & (\text{EPRDS}_{u,s} \times \text{PMPRDS}_s + \text{EPRDB}_{u,s} \times \text{PMPRDB}_s + \\ & \text{ETERS}_u \times \text{PMTERS} + \text{ETERB}_u \times \text{PMTERB} + \\ & \sum_s (\text{EMISu} \times \text{PMIs} + \text{EMIBu} \times \text{PMIBGSs}) / \text{TERGDVMIu} \end{aligned}$$

Siendo los términos de precio y energía los siguientes:

PMIs = Precio de la sesión s del mercado intradiario.

PMIBGSs = $\min(\text{PMIs}, \text{PSGSu})$ Este precio aplica en caso de recompra en el mercado intradiario de modo que si el precio de recompra es superior al coste unitario de generación establecido para cada central, no se reconoce dicho ingreso.

EMISu,s = Energía programada a subir en la sesión s del mercado intradiario.

EMIBu,s = Energía programada a bajar en la sesión s del mercado intradiario.

El resto de los términos se definen en los apartados de este procedimiento de operación relativos a la gestión de desvíos y la regulación terciaria.

Si el precio anterior es negativo con energía, ESGSP48u, positiva, se incorporará en la fórmula del derecho de cobro DCEGSP48u con su signo negativo.

4.2 Reequilibrio generación-demanda. La energía asignada a bajar, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de venta de energía correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

La energía asignada a subir, para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, a unidades de adquisición de energía (consumo de bombeo o, exportación) correspondiente a contratos bilaterales cuya generación ha sido reducida en la primera fase del proceso de resolución de restricciones técnicas del PBF, no dará lugar a liquidación económica alguna.

4.2.1 Energía programada a subir en fase 2 de restricciones técnicas

4.2.1.1 Con oferta simple presentada. La asignación de energía a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a un derecho de cobro de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOOSS}_{u,b} = \text{ERECOOSS}_{u,b} \times \text{POECOS}_{u,b}$$

donde:

$\text{ERECOOSS}_{u,b}$ = Energía del bloque b de oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$\text{POECOS}_{u,b}$ = Precio de la oferta simple de energía a subir del bloque b de la unidad u, para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.1.2 Sin oferta simple presentada.

4.2.1.2.1 Unidades de adquisición. La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a subir para el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCERECOS}_u = \text{ERECOS}_u \times 0,85 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOS_u = Energía a subir a la unidad u en fase 2, sin oferta disponible

4.2.1.2.2 Unidades de venta. La energía asignada a subir para resolver un déficit de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta simple de energía a subir para

el proceso de resolución de restricciones técnicas, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOSOS_u = ERECOOS_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOSOS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta presentada.

Cuando se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta disponible.

Cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERECOMERS_u = ERECOMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERS_u$ = Energía asignada a subir a la unidad u, sin oferta disponible

4.2.2 Energía programada a bajar en fase 2 de restricciones técnicas.

4.2.2.1 Con oferta simple presentada. La asignación de energía a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda dará lugar a una obligación de pago de la unidad u, por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOOSB_{u,b} = ERECOOSB_{u,b} \times POECOB_{u,b}$$

donde:

$ERECOOSB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple de la unidad u asignada en fase 2.

$POECOB_{u,b}$ = Precio de la oferta de energía a bajar del bloque b de la unidad u, para el proceso de resolución de restricciones técnicas.

4.2.2.2 Sin oferta presentada.

4.2.2.2.1 Unidades de adquisición. La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de adquisición cuando asignadas todas las ofertas presentadas, se realicen asignaciones por mecanismo excepcional de resolución, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERECOMERB_u = ERECOMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ERECOMERB_u$ = Energía a bajar en fase 2 a la unidad u, sin oferta disponible

4.2.2.2.2 Unidades de venta. La energía asignada a bajar para resolver un exceso de generación y obtener así un programa equilibrado generación-demanda a unidades de venta que no hayan presentado la correspondiente oferta de energía a bajar para el

proceso de resolución de restricciones técnicas dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{OPERECOSOB}_u = \text{ERECOSOB}_u \times 1,15 \times \text{PMD}$$

donde:

ERECOSOB_u = Energía a bajar en fase 2 a la unidad de venta u , sin oferta presentada.

4.2.3 Energía programada a bajar para resolución de los desequilibrios entre generación y demanda tras la resolución de restricciones por garantía de suministro. La asignación de energía programada a bajar dará lugar a una obligación de pago al precio del mercado diario.

$$\text{OPEBGS}_u = \text{EBGS}_u \times \text{PMD}$$

donde:

EBGS_u = Energía programada a bajar para resolver los desequilibrios entre generación y demanda tras la resolución de restricciones por garantía de suministro. Este valor es negativo.

4.3 Sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF. El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF (SCPVP) se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.1 a 4.1.4 y de los apartados 4.2.1 y 4.2.2.

El sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas del PBF se calcula según la siguiente fórmula:

$$\text{OPSCPVP}_{ua} = \text{SCPVP} \times \text{MBCua} / \sum_{ua} \text{MBCua}$$

4.4 Saldo económico de restricciones por garantía de suministro. El saldo económico de las restricciones por garantía de suministro se calcula como la suma de todos los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 4.1.6 y 4.2.3.

Este saldo será sufragado con cargo al saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes de su retribución antes de su liquidación a la Comisión Nacional de la Energía. El saldo restante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997.

5. Banda de regulación secundaria

5.1 Banda de regulación secundaria. La asignación de potencia para banda de regulación secundaria dará lugar a un derecho de cobro para cada unidad u con banda asignada que se calcula según la fórmula siguiente:

$$\text{DCBAN}_u = \text{BAN}_u \times \text{PMBAN}$$

donde:

BAN_u = Banda de regulación secundaria asignada a la unidad u .

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

En los casos en que se asigne banda de regulación por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal

de la banda en el periodo horario correspondiente o, en su defecto, por el máximo precio de banda de la misma hora en los siete días anteriores.

Los redespachos de energía a subir o a bajar necesarios para obtener la banda asignada por mecanismo excepcional de resolución darán lugar, respectivamente, a un derecho de cobro o a una obligación de pago. El precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15, si es energía a subir, o de 0,85, si es energía a bajar, por el precio marginal del mercado diario en el periodo horario correspondiente. El sobrecoste de esta asignación de energía será la diferencia entre el importe resultante y el resultado de valorar la energía al precio marginal del mercado diario.

5.2 Variación de la banda de regulación secundaria por el funcionamiento de la regulación secundaria en tiempo real.

5.2.1 Penalización a la zona de regulación por los ciclos en que permanezca en «off». El coste de la penalización por los ciclos en que la zona z está en «off» dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPOFF_z = OFF_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$OFF_z = -KA_z \times [RNTS + RNTB] \times TOFF_z / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento publicado por el Operador del Sistema, previa autorización de la CNE. A la entrada en vigor de este procedimiento, el valor será 1,5.

KA_z = Coeficiente de participación de la zona de regulación z en la reserva del sistema.

RNTS = Reserva nominal total a subir del sistema.

RNTB = Reserva nominal total a bajar del sistema.

$TOFF_z$ = Ciclos en «off» de la zona de regulación z, con excepción de aquellos que lo estén por indicación del operador del sistema.

TRCP = Número de ciclos activos de la regulación secundaria en la hora.

5.2.2 Bonificación a la zona de regulación por reserva residual superior a la asignada. La bonificación por reserva residual superior a la asignada dará lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRRS_z = RRS_z \times PMBAN \times KB$$

siendo:

$$RRS_z = (RRSP_z + RRBp_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KB = Coeficiente de bonificación que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

RRSPz = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

RRBPz = Valor acumulado de la diferencia positiva entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.2.3 Penalización a la zona de regulación por reserva residual inferior a la asignada. El coste de la penalización por reserva residual inferior, que tiene valor negativo por serlo $RRSN_z$ y $RRBN_z$, dará lugar a una obligación de pago que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPRRI_z = RRI_z \times PMBAN \times KI$$

siendo:

$$RRI_z = (RRSN_z + RRBN_z) / TRCP$$

donde:

PMBAN = Precio marginal de la banda de regulación secundaria.

KI = Coeficiente de incumplimiento que será igual que el coeficiente KI del apartado 5.2.1.

$RRSN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a subir puesta por la zona de regulación z y su banda potencia nominal a subir asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

$RRBN_z$ = Valor acumulado de la diferencia negativa entre la reserva residual a bajar puesta por la zona de regulación z y su banda de potencia nominal a bajar asignada obtenido para los ciclos en que la zona de regulación está en activo, inactivo o emergencia.

5.3 Coste fijo total de la asignación de banda de regulación secundaria. El coste fijo total de la banda de regulación secundaria será la suma de los derechos de cobro y obligaciones de pago de los apartados 5.1 y 5.2 excepto los derivados de redespachos de energía indicados en el apartado 5.1, en los que formará parte del coste fijo total el sobrecoste de los mismos.

El coste de la banda de regulación secundaria (CFBAN) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago de la banda se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPCFBAN_{ua} = CFBAN \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

6. Restricciones técnicas del mercado intradiario

6.1 Ofertas de venta retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior. La retirada de una oferta de venta de energía incluida en la casación del mercado intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a una obligación de pago para la unidad u calculada según la fórmula siguiente:

$$OPRTMI_{u,s} = ERVMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERVMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

6.2 Ofertas de adquisición retiradas para solución de restricciones técnicas a la casación del mercado intradiario o para el reequilibrio generación-demanda posterior. La retirada de una oferta de compra de energía incluida en la casación del mercado

intradiario dará lugar a una rectificación de la anotación en cuenta en el mercado de producción español equivalente a un derecho de cobro para la unidad u que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCRTMI_{u,s} = ERCMI_{u,s} \times PMI_s$$

donde:

$ERCMI_{u,s}$ = Energía retirada a la unidad u en el proceso de solución de restricciones a la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

PMI_s = Precio marginal de la correspondiente sesión s del mercado intradiario.

7. Restricciones técnicas en tiempo real

7.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir.

7.1.1 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta de terciaria. La asignación de energía a subir por restricciones en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a un derecho de cobro a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRT_{u,b} = ERTRTS_{u,b} \times POTERS_{u,b}$$

donde:

$ERTRTS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta de terciaria a subir de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POTERS_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a subir para el bloque de energía b .

7.1.2 Restricciones técnicas en tiempo real a subir con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones técnicas del PBF. La asignación de energía a subir por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones dará lugar a un derecho de cobro para la unidad que se calcula según sea de aplicación la oferta simple o compleja.

7.1.2.1 Oferta simple. El derecho de cobro de la unidad u por cada bloque de energía b asignado se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROS_{u,b} = ERTROSS_{u,b} \times POSS_{u,b}$$

donde:

$ERTROSS_{u,b}$ = Energía a subir del bloque b de la oferta simple de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSS_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a subir para el bloque de energía b .

7.1.2.2 Oferta compleja. El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que han presentado una oferta compleja y ésta sea aplicable se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTROC_u = ERTROCS_u \times POCDIA_u$$

donde:

$ERTROCS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, en aplicación de la oferta compleja.

$POCDIA_u$ = Precio aplicable para todas las horas del día obtenido valorando la energía de PHF, gestión de desvíos, regulación terciaria y restricciones técnicas al precio de la oferta compleja y descontando los ingresos netos positivos obtenidos por la energía distinta de $ERTROCS_u$ y dividiendo el importe resultante entre la energía $ERTROCS_u$.

7.1.3 Restricciones técnicas en tiempo real a subir sin oferta. El derecho de cobro por la energía asignada sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente, se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCERTRMER_u = ERTRMERS_u \times 1,15 \times PMD$$

donde:

$ERTRMERS_u$ = Energía programada a subir a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real sin oferta aplicable.

7.1.4 Incumplimientos de los arranques o de las asignaciones en tiempo real a subir. Se revisarán los arranques programados comprobando si han sido efectivamente realizados según las medidas y se comprobará el tipo específico de arranque (frío o caliente), teniendo en cuenta que un arranque programado como frío al ser revisado puede convertirse en un arranque en caliente de acuerdo con las medidas recibidas pero no al revés. Se tendrán en consideración para ello las medidas de la unidad en los últimos 5 periodos horarios de programación del día anterior al día objeto de liquidación.

Si hay reducción en el número de arranques o variación del tipo de arranque se recalcularán los derechos de cobro calculados en el apartado 7.1.2.2 utilizando el número y tipo de arranques efectivamente realizados.

En el caso de que en todas las horas con energía programada a subir por restricciones en tiempo real, la energía medida para la unidad sea igual o superior al PHF descontando la energía gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar más los redespachos por seguridad en tiempo real, se mantendrán los derechos de cobro calculados y revisados según el párrafo anterior.

En el caso de que la medida sea inferior a la energía programada por restricciones en tiempo real se determinará el valor de la energía incumplida y se anotará una obligación de pago calculada según la fórmula siguiente:

$$OPEINCRTR_u = EINCRTRS_u \times (PMEDRTRS_u - PMD)$$

donde:

$EINCRTRS_u$ = Energía incumplida de restricciones en tiempo real a subir de la unidad u , se tomará valor cero si en la hora existen restricciones en tiempo real a bajar en la unidad u .

$PMEDRTRS_u$ = Precio medio de toda la energía programada a subir para la resolución de restricciones técnicas en tiempo real a la unidad u .

La energía incumplida se calculará según la fórmula siguiente:

$$EINCRTRS_u = \max [-RTR_u, \min (0, MBC_u - (\max (PHF_u + TGB, 0) + RTR_u))]]$$

donde:

MBC_u = medida en barras central, según se establece en el apartado 13.2.

TGB = suma de energía de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar.

RTR = suma de energía de restricciones en tiempo real.

7.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar.

7.2.1 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta de terciaria.

La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta de terciaria dará lugar a una obligación de pago a la unidad u por cada bloque de energía b que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRT_{u,b} = ERTRTB_{u,b} \times POTERB_{u,b}$$

donde:

$ERTRTB_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta de terciaria a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POTERB_{u,b}$ = Precio ofertado para terciaria a bajar para el bloque de energía b.

7.2.2 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar con oferta presentada para el proceso de solución de restricciones. La asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real empleando la oferta presentada para el proceso de solución de restricciones, dará lugar a una obligación de pago para la unidad u por cada bloque de energía b asignado, que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTROS_{u,b} = ERTOSB_{u,b} \times POSB_{u,b}$$

donde:

$ERTROS_{u,b}$ = Energía a bajar del bloque b de la oferta simple a bajar de la unidad u por solución de restricciones en tiempo real.

$POSB_{u,b}$ = Precio de la oferta simple a bajar para el bloque de energía b.

7.2.3 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar sin oferta. La obligación de pago por la energía asignada a bajar sobre unidades que no han presentado oferta o que han agotado la oferta existente se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRMER_u = ETRMERB_u \times 0,85 \times PMD$$

donde:

$ETRMERB_u$ = Energía programada a bajar a la unidad u por solución de restricciones en tiempo real, sin oferta aplicable.

7.2.4 Restricciones técnicas en tiempo real a bajar a unidades de adquisición de bombeo. En el caso de unidades de adquisición de bombeo la asignación de energía a bajar por seguridad en tiempo real dará lugar a una obligación de pago adicional por las reservas de energía generadas en el vaso superior de dicha unidad de bombeo que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPERTRB_{ucb} = 0,7 \times (ERTRTB_{u,b} + ERTOSB_{u,b} + ETRMERB_u) \times PMD$$

7.3 Sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real. El sobrecoste de las restricciones técnicas en tiempo real se calculará como la diferencia entre la suma de los derechos de cobro y de las obligaciones de pago de los apartados 7.1 y 7.2 y el importe de la energía asignada por restricciones técnicas en tiempo real valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real (SCRTR) será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición ua correspondiente al pago del sobrecoste por las restricciones técnicas en tiempo real se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCRTR_{ua} = SCRTR \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8. Intercambios internacionales

8.1 Intercambios de apoyo con precio establecido para el mismo. Los intercambios de apoyo entre sistemas que realice el Operador del Sistema mediante compensación económica por la energía suministrada a través de las interconexiones se anotarán para

cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema como derecho de cobro, si es en sentido importador, y como obligación de pago, si es en sentido exportador.

El sobrecoste de los intercambios de apoyo se calculará como la diferencia entre los derechos de cobro y obligaciones de pago anteriores y el importe de la energía del intercambio valorada al precio marginal del mercado diario.

El sobrecoste por los intercambios de apoyo con precio establecido será sufragado por las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

La obligación de pago de cada unidad de adquisición, ua, correspondiente al pago del sobrecoste por los intercambios de apoyo (SCIA) se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSCIA_{ua} = SCIA \times MBC_{ua} / \sum_{ua} MBC_{ua}$$

8.2 Intercambios de apoyo sin precio. Los intercambios de apoyo que realice el Operador del Sistema mediante devolución de energía se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria a efectos de su liquidación de acuerdo con lo establecido en el PO14.6. La anotación será un derecho de cobro, si el intercambio es en sentido importador y una obligación de pago, si es en sentido exportador.

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

8.3 Intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad del sistema.

Los intercambios de energía entre sistemas eléctricos por seguridad, programados por restricciones técnicas del PBF o por restricciones técnicas en tiempo real, darán lugar a las siguientes anotaciones según el sentido del intercambio:

Intercambio en sentido importador:

Derecho de cobro en la cuenta del Operador del Sistema por el importe acordado con el operador del sistema vecino.

Obligación de pago resultado de importe anterior entre las unidades de adquisición en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBCua. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Intercambio en sentido exportador:

Obligación de pago en la cuenta del Operador del Sistema igual a la suma de los derechos de cobro anotados a las unidades programadas para este intercambio de energía en restricciones técnicas del PBF o de tiempo real, según lo establecido en los apartados 4.1.1. y 7.1.

9. Gestión de desvíos

9.1 Gestión de desvíos a subir. La asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a un derecho de cobro para cada unidad u en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCPRD_{u,s} = EPRDS_{u,s} \times PMPRDS_s$$

donde:

$EPRDS_{u,s}$ = Energía asignada a subir por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s .

$PMPRDS_s$ = Precio marginal de la asignación de energía a subir por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s .

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el máximo precio marginal de la asignación de desvíos a subir en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

9.2 Gestión de desvíos a bajar. La asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos da lugar a una obligación de pago para cada unidad en la sesión s que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPPRD_{u,s} = EPRDB_{u,s} \times PMPRDB_s$$

donde:

$EPRDB_{u,s}$ = Energía asignada a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos a la unidad u en la sesión s .

$PMPRDB_s$ = Precio marginal de la asignación de energía a bajar por el procedimiento de resolución de desvíos en la sesión s .

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el mínimo precio marginal de la asignación de desvíos a bajar en las sesiones de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10. Regulación terciaria

10.1 Regulación terciaria a subir. La asignación de energía de regulación terciaria energía a subir da lugar a un derecho de cobro para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCTER_u = ETERS_u \times PMTERS$$

donde:

$ETERS_u$ = Energía terciaria asignada a subir a la unidad u .

$PMTERS$ = Precio marginal de la asignación de terciaria a subir.

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 1,15 por el precio marginal de regulación terciaria a subir de la hora o , en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

10.2 Regulación terciaria a bajar. La asignación de energía de regulación terciaria energía a bajar da lugar a una obligación de pago para cada unidad que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPTER = ETERBu \times PMTERB$$

donde:

ETERBu = Energía terciaria asignada a bajar a la unidad u
PMTERB = Precio marginal de la asignación de terciaria a bajar

Si la asignación se realiza por mecanismo excepcional de resolución, el precio a aplicar será el resultado del producto de 0,85 por el precio marginal de regulación terciaria a bajar de la hora o, en su defecto, por el precio marginal del mercado diario.

11. Regulación secundaria

11.1 Regulación secundaria a subir. La aportación de energía de regulación secundaria a subir por cada zona de regulación z da lugar a un derecho de cobro que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSECz = ESECSz \times PMSECS \times CATS$$

donde:

CATS = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a subir, en caso contrario, CATS será igual a 1,15
ESECSz = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z
PMSECS = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a subir

11.2 Regulación secundaria a bajar. La asignación de energía de regulación secundaria a bajar da lugar a una obligación de pago para cada zona de regulación z que se calcula según la fórmula siguiente:

$$OPSECz = ESECBz \times PMSECB \times CATB$$

donde:

CATB = 1 si no se ha agotado la escalera de terciaria a bajar, en caso contrario CATB será igual a 0,85
ESECBz = Energía de regulación secundaria aportada a bajar por la zona de regulación z
PMSECB = Precio marginal de la energía de regulación secundaria aportada a bajar

12. Reducción del programa de consumo de energía por órdenes de reducción de potencia

La reducción del consumo horario de energía programado en el mercado para cada unidad de adquisición debida a órdenes de reducción de potencia se liquidará al precio del mercado diario, según lo establecido en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

En cada hora con reducción de consumo de energía de una unidad de adquisición, ua, debida a órdenes de reducción de potencia, se anotará un derecho de cobro a la unidad ua que se calcula según la fórmula siguiente:

$$DCSINTua = ERSINTua \times PMD$$

donde:

ERSINTua = Energía elevada a barras de central de la reducción de consumo horario debida a las órdenes de reducción de potencia a consumidores integrados en la unidad ua.
PMD = Precio marginal del mercado diario.

13. Desvíos entre medida y programa de liquidación

El desvío se calculará en base a la medida en barras de central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL).

13.1 Programa Horario de Liquidación. El Programa Horario de Liquidación (PHL) de la unidad *u* se calculará como la suma de:

Energía del Programa Horario Final (PHF).

Energías asignadas en el Programa Horario Operativo, excluida la energía de los desvíos comunicados.

Reducción de consumo debida a órdenes de reducción de potencia ERSINTua.

13.2 Medida en barras de central. La medida en barras de central de la unidad *u* se determinará según los siguientes criterios:

a) La medida en barras de central de las unidades de programación de producción, de las unidades de programación de consumo de bombeo y de las unidades de programación de consumo de servicios auxiliares, será la suma de las medidas de los puntos frontera asignados a las instalaciones de producción que integran cada unidad de programación.

En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de producción se considerará como valor de la medida el valor cero. En el caso de ausencia de medidas de las unidades de programación de consumo de bombeo se considerará como valor de la medida el valor del programa.

En los casos en que la medida de un punto frontera recoja la producción de varias instalaciones de producción, se repartirá este valor proporcionalmente a las medidas individualizadas o, en el caso de ausencia de medida individual para la instalación, proporcionalmente al valor de la potencia instalada.

b) La medida en barras de central de unidades de programación de importación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

c) La medida en barras de central de unidades de programación de exportación, será la energía asignada a la unidad en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema, más las pérdidas de transporte en el caso de exportaciones por fronteras con países con los que no se haya firmado acuerdo de reciprocidad, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MBCu_{exp} = PFIu_{exp} \times (1 + CPER_{frint})$$

donde:

MBCu_{exp} = Medida en barras de central de la unidad de programación de exportación *u_{exp}*

PFIu_{exp} = Energía asignada a la unidad de exportación *u_{exp}* en el programa de intercambio en la frontera internacional acordado por ambos operadores del sistema.

CPER_{frint} = Coeficiente de pérdidas de la tarifa general de acceso de alta tensión para la frontera internacional *frint*. El valor aplicable, en caso de que sean de aplicación las pérdidas, será el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 145 kV» excepto en la interconexión con Andorra que será, en caso de que sean de aplicación, el que corresponda al nivel de tensión «mayor de 72,5 y no superior a 145 kV». En las fronteras con los países con los que se haya firmado acuerdo de reciprocidad el valor será cero.

d) La medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos se calculará con la fórmula siguiente:

$$MBCuc = \sum_{nt} \sum_{ta} [MPFCuc,nt,ta \times (1 + CPERnt,ta)]$$

donde:

MPFCuc,nt,ta = Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores a la unidad de programación del comercializador o consumidor directo uc a nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta. Este valor será negativo.

CPERnt,ta = Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores con nivel de tensión nt y tarifa de acceso ta y para el periodo tarifario que corresponda para la hora en la tarifa de acceso ta. Este valor será positivo.

Estos coeficientes serán los establecidos en la normativa de aplicación para traspasar la energía suministrada a los consumidores en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos de las liquidaciones previstas en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

Los periodos tarifarios serán los establecidos en la Orden ITC/2794/2007. Para las tarifas de dos y tres periodos, el día de 23 horas será el primer día de verano y el día de 25 horas será el primero de invierno. Para la tarifa de seis periodos, los festivos de ámbito nacional para cada año serán publicados por el Operador del Sistema según lo establecido en el P.O. 14.1.

En caso de que no se disponga del cierre de medidas completas, y por tanto no se disponga de medidas de las unidades de programación de comercialización y de consumidores directos la medida en barras de central de estas unidades será el valor resultante de la fórmula siguiente:

$$MBCua = PHLua + SALDOENEua$$

donde:

PHLua = Programa Horario de Liquidación de la unidad de adquisición para demanda ua, excluida la cuota del programa correspondiente al consumo en barras de central de los clientes de tipo 1 de la unidad ua a los que se ha aplicado la liquidación potestativa establecida en el P.O. 14.1.

SALDOENEua = Asignación a la unidad de programación de adquisición para demanda ua del saldo de energía liquidada de los programas y las medidas disponibles en barras de central (SALDOENE). La asignación se realizará de forma proporcional al Programa Horario de Liquidación de cada unidad según la fórmula siguiente:

$$SALDOENEua = SALDOENE \times PHLua / \sum_{ua} PHLua$$

e) La medida de las unidades de programación genéricas es cero.

13.3 Precio de los desvíos. A efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5 se calculará el saldo neto horario SNSB de las energías a subir y a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria.

$$SNSB = \sum_{u,s} (EPRDSu,s + EPRDBu,s) + \sum_u (ETERSu + ETERBu) + \sum_z (ESECSz + ESECBz)$$

13.3.1 Precio de desvíos a subir. Se definen como desvíos a subir los desvíos en sentido de mayor generación y los desvíos en sentido de menor consumo.

Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir, a efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVS = \min (PMD, PMPRTSB)$$

donde:

PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.2, 10.2 y 11.2 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

13.3.2 Precio de desvíos a bajar. Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo.

Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar, a efectos de lo dispuesto en el apartado 13.5, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PDESVB = \text{máximo} (PMD, PMPRTSS)$$

donde:

PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria según los importes anotados conforme a lo dispuesto en los apartados 9.1, 10.1 y 11.1 respectivamente, redondeado a dos decimales.

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

13.4 Cálculo de desvíos

13.4.1 Desvío de las zonas de regulación. El desvío de cada zona de regulación z se calculará con la fórmula siguiente:

$$DESZ = \sum_u (MBC_u - PHL_u) \times PUZ_{u,z} - (ESEC_z + EBSEC_z)$$

donde:

MBC_u = Medida en barras de central de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z

PHL_u = Programa Horario de Liquidación de la unidad de programación u integrada en la zona de regulación z

PUZ_{u,z} = Porcentaje de integración de la unidad de programación u en la zona de regulación z

ESSEC_z = Energía de regulación secundaria a subir aportada por la zona de regulación z

EBSEC_z = Energía de regulación secundaria a bajar aportada por la zona de regulación z

13.4.2 Desvío de las unidades de programación no integradas en zona de regulación.—El desvío de cada unidad de programación u, no integrada en zona de

regulación, de cada unidad de adquisición de demanda, de cada unidad de importación o exportación y de unidades genéricas se calculará con la fórmula siguiente:

$$DES\text{V}_u = (\text{MBC}_u - \text{PHL}_u)$$

donde:

MBC_u = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 13.2

PHL_u = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u , según lo establecido en el apartado 13.1

13.5 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos. A efectos de la determinación de los derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos, se calcularán los desvíos de la siguiente manera:

El desvío d de cada zona de regulación será el desvío calculado en el apartado 13.4.1

El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen especial será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen especial no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.

El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de producción en régimen ordinario será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de régimen ordinario no pertenecientes a zona de regulación. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.

El desvío d de cada Sujeto de Liquidación por la actividad de comercialización para clientes nacionales y de adquisición para consumidores directos será la suma del desvío de sus unidades de programación y de los desvíos de aquellas unidades de programación de adquisición para clientes nacionales de otros comercializadores con los cuales ha realizado contratos bilaterales y es el sujeto comercializador que se responsabiliza frente al operador del sistema de su gestión, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20.6 del Real Decreto 2019/1997, modificado por el Real Decreto 1454/2005, y en el P.O.14.1. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.

El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de exportación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de exportación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.

El desvío d por cada una de las fronteras internacionales de cada sujeto autorizado para intercambios internacionales de importación será la suma de los desvíos de sus unidades de programación de importación en cada frontera. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2.

El desvío d de cada sujeto por las unidades de programación genéricas habilitadas instrumentalmente en la normativa vigente será la suma de los desvíos de dichas unidades. El desvío de cada unidad será el calculado en el apartado 13.4.2 considerando valor de medida igual a cero.

13.5.1 Desvío positivo. Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es positivo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a subir, $\text{PDES\text{V}_S}$, calculado según lo establecido en el apartado 13.3. El importe será positivo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$\text{ECODESV}_d = \text{DES\text{V}_d} \times \text{PDES\text{V}_S}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido negativa ($DES_{Vuz,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{Vuz,d} = DES_{Vuz,d} \times PMD$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido positivamente ($DES_{Vuz,p} > 0$) al desvío d tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{Vuz,d} = DES_{Vuz,d} \times PMD + DES_{Vuz,d} \times DES_d \times (PDES_{VS} - PMD) / \sum_u DES_{VPuz,d}$$

donde:

$$\sum_u DES_{VPuz,d} = \text{suma de los desvíos positivos } DES_{VPuz,d} = DES_{Vuz,d} > 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a y b anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{Vuz,d} + \sum_{uz} OPDES_{Vuz,d}$$

13.5.2 Desvío negativo. Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es negativo, el precio a aplicar al desvío d será el precio del desvío a bajar, $PDES_{VB}$, calculado según lo establecido en el apartado 13.3. El importe será negativo y se calculará con la fórmula siguiente:

$$ECODES_d = DES_d \times PDES_{VB}$$

El importe será soportado por las unidades de programación o zonas de regulación que producen el desvío d según los siguientes criterios:

a) La unidad u o zona z cuya contribución al desvío d haya sido positiva ($DES_{Vuz,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{Vuz,d} = DES_{Vuz,d} \times PMD$$

b) La unidad u o zona z que haya contribuido negativamente ($DES_{Vuz,d} < 0$) al desvío d tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{Vuz,d} = DES_{Vuz,d} \times PMD + DES_{Vuz,d} \times DES_d \times (PDES_{VSB} - PMD) / \sum_u DES_{VNuz,d}$$

donde:

$$\sum_u DES_{VNuz,d} = \text{suma de los desvíos negativos } DES_{VNuz,d} = DES_{Vuz,d} < 0$$

Como consecuencia de las anotaciones en a y b anteriores se cumple la igualdad:

$$ECODES_d = \sum_{uz} DCDES_{Vuz,d} + \sum_{uz} OPDES_{Vuz,d}$$

13.5.3 Desvío cero. Si el desvío d calculado según lo establecido en los párrafos iniciales del apartado 13.5 es cero, el importe económico será cero. Los derechos de cobro y las obligaciones de pago de las unidades de programación que producen el desvío cero se calcularán según los siguientes criterios:

a) La unidad u con desvío positivo ($DES_{Vu,d} > 0$) tendrá un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDES_{Vu,d} = DES_{Vu,d} \times PMD$$

b) La unidad u con desvío negativo ($DES_{u,d} < 0$) tendrá una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDES_{u,d} = DES_{u,d} \times PMD$$

13.5.4 Anulación del coste del desvío de instalaciones exentas. Las unidades de programación que integren exclusivamente instalaciones de régimen especial completamente exentas del pago del coste de los desvíos tendrán en cada periodo horario de programación un derecho de cobro en concepto de anulación del coste del desvío que se calculará según la siguiente fórmula:

$$DCDSVEX_u = \text{Abs}(DES_{VEX_u}) \times \text{Abs}(PMD - PREDES_{V_u})$$

donde:

DES_{VEX_u} = Desvío exento de la unidad de programación u calculado según lo dispuesto en el apartado 13.4.2 que será positivo o negativo según corresponda a mayor o menor producción que la prevista. La exención está limitada a desvíos respecto a la potencia instalada, en el caso de programa superior a dicha potencia.

$PREDES_{V_u}$ = Precio del derecho de cobro u obligación de pago de la unidad de programación u por desvío según lo dispuesto en los apartados 13.5.1, 13.5.2 y 13.5.3, resultado del cociente entre el importe anotado y la energía del desvío.

PMD = Precio horario del mercado diario.

La suma de los derechos de cobro por anulación del coste de los desvíos constituirá el déficit de desvíos exentos del pago del coste de desvíos que se liquidará con cargo al saldo del excedente o déficit de valoración de desvíos del apartado 13.10 en cuyo cálculo se incluirá la suma de estos derechos de cobro.

13.6 Desvíos internacionales entre sistemas. Los desvíos internacionales entre sistemas se calculan como diferencia entre la medida en los puntos frontera con otros sistemas eléctricos y el programa acordado entre los operadores de los sistemas. Se valorarán al precio marginal del mercado diario realizándose una anotación en una cuenta de compensación horaria para su liquidación de acuerdo con lo establecido en el P.O.14.6.

En cada hora se sumarán los desvíos internacionales por cada interconexión internacional

$$DIR = \sum \text{frint } DIR_{\text{frint}}$$

donde:

DIR_{frint} = Desvío internacional en la frontera frint ,

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es positiva se anotará en la cuenta de compensación un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCDIR = DIR \times PMD$$

Si la suma de todos los desvíos internacionales de regulación es negativa se anotará en la cuenta de compensación una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPDIR = DIR \times PMD$$

El saldo horario de esta cuenta de compensación se asignará a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos horarios medidos elevados a barras de central, MBC_{Cua} . Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios

auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

13.7 Acciones coordinadas de balance con otros sistemas.—La energía de las acciones coordinadas de balance con otros sistemas se valorará desde el sistema español al precio de desvíos establecido en el apartado 13.3 que sea aplicable al sentido correspondiente a la acción de balance. Se realizará una anotación horaria para cada interconexión en la cuenta del Operador del Sistema para su utilización de acuerdo con lo establecido en el P.O.4.1.

Si la acción de balance es en sentido importador (ABI) se anotará un derecho de cobro que se calculará con la fórmula siguiente:

$$DCAB = ABI \times PDESVS$$

Si la acción de balance es en sentido exportador (ABE) se anotará una obligación de pago que se calculará con la fórmula siguiente:

$$OPAB = ABE \times PDESVB$$

13.8 Cierre de energía. En las liquidaciones con cierre de medidas, el cierre de energía en cada hora, CIERRE, se calcula como la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares calculadas, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

$$CIERRE = PRTD - \sum_{ta} \sum_{nt} [MPFCuc,nt,ta \times CPERnt,ta]$$

donde:

$$PRTD = PT + \sum_d PRDd$$

PT = Pérdidas medidas de la red de transporte. Este valor será negativo.

PRDd = Pérdidas medidas de la red de distribución del distribuidor d. Este valor será negativo.

El cierre de energía del sistema calculado según la fórmula anterior, se valorará al precio del mercado diario.

Los derechos de cobro por cierres positivos y las obligaciones de pago por cierres negativos se liquidarán en la cuenta del operador del sistema. El saldo resultante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997 y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas según establece la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009,.

13.9 Asignación del excedente o déficit de la valoración de desvíos. Como consecuencia del método de valoración de los desvíos, el saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora (SALDOLIQ) será un excedente, o en su caso, un déficit.

El excedente (SALDOLIQ < 0) se repartirá a las unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos elevados a barras de central, MBCua como minoración de los costes de restricciones técnicas y de banda. Quedan exceptuadas de esta asignación las unidades de adquisición de bombeo, las unidades de adquisición correspondientes al suministro de servicios auxiliares de las unidades de producción y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En caso de excedente estas unidades tendrán un derecho de cobro en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$DCAJDVu = - SALDOLIQ \times MBCua / \sum_u MBCua$$

En el caso de que se produjera un déficit en la hora ($SALDOLIQ > 0$) las unidades anteriores tendrán una obligación de pago en la hora en concepto de ajuste que se calculará con la siguiente fórmula:

$$OPAJDV_u = -SALDOLIQ \times MBC_{Cua} / \sum_u MBC_{Cua}$$

14. Fallo de programación de las unidades de programación genéricas

14.1 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en PBF.— Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PBF dará lugar a la siguiente obligación de pago:

$$OPUPGPBF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPBF_{ug}) \times PMD \times 1,3$$

donde:

ENPBF_{ug} = Energía en PBF de la unidad de programación genérica ug.

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

14.2 Obligación de pago por incumplimiento de la obligación de saldo cero en el PHF.— Tras el preceptivo informe de la Comisión Nacional de Energía, el saldo distinto de cero de las energías de todas las unidades de programación genéricas de cada sujeto del mercado en el PHF dará lugar a la siguiente obligación de pago en cada hora h:

$$OPUPGPHF = -\text{abs}(\sum_{ug} ENPHF_{ug}) \times PMD \times 0,15 \times NS$$

donde:

ENPHF_{ug} = Energía en el último PHF de la hora de la unidad de programación genérica ug.

NS = Número de sesiones válidas del mercado intradiario para la hora h.

Dicha obligación de pago podrá ser moderada de acuerdo con las circunstancias concurrentes al caso teniendo en consideración el perjuicio ocasionado al sistema y la diligencia del agente incumplidor.

14.3 Excedente por las obligaciones de pago por fallos de programación. El excedente generado por las obligaciones de pago de los apartados 14.1 y 14.2 se repartirá según el método descrito en el apartado 13.9. Asignación del excedente o déficit de la valoración de los desvíos.

15. Comunicación a efectos de la liquidación de la prima equivalente

Las instalaciones de producción en régimen especial que han escogido la opción de venta correspondiente a la letra a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo liquidarán con la Comisión Nacional de Energía la prima equivalente.

Según se establece en la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, que regula la solicitud de información y los procedimientos para implantar el sistema de liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, el operador del sistema comunicará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía, el importe agregado de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada (Baldita) correspondiente al conjunto de las instalaciones de cada representante y de cada titular que participe sin representante y que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 Real Decreto 661/2007.

El importe de la base para la liquidación de la diferencia con la tarifa regulada, BALDITA, de cada representante o titular rt en cada mes m será la suma de los importes de las liquidaciones a las que se refiere el artículo 30.1 y del importe de la repercusión del coste del desvío al que se refieren los artículos 30.1 y 34 del Real Decreto 661/2007. El valor de esta suma se calcula según la fórmula siguiente:

$$BALDITArt,m = MEDPMDrt,m + EMIPIDrt,m$$

Siendo:

$MEDPMDrt,m$ = Valor de las medidas horarias, MEDBC, de la energía neta efectivamente producida por las instalaciones i del representante o titular rt en el mes m valoradas al precio del mercado diario, PMD, en cada hora h :

$$MEDPMDrt,m = \sum_{i,h} MEDBC_{i,rt,h} \times PMDh$$

$EMIPIDrt,m$ = Valor de la ganancia o pérdida mensual por las energías casadas en cada sesión s del mercado intradiario de la hora h , EMI, por las instalaciones i del representante o titular rt en el mes m , integradas en la unidad de programación up , resultantes de la diferencia entre el precio de la sesión del mercado intradiario, PMI, y el precio horario del mercado diario:

$$EMIPIDrt,m = \sum_{i,s,h} EMI_{i,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMDh) = \sum_{up,s,h} EMI_{up,rt,s,h} \times (PMI_{s,h} - PMDh)$$

16. Liquidación de las unidades de programación del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistemas eléctrico balear

16.1 Restricciones técnicas en el mercado intradiario. Los redespachos de energía necesarios para resolver las restricciones técnicas identificadas o para el reequilibrio generación-demanda se liquidarán al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario.

16.2 Modificaciones del programa posteriores al PHF. Las modificaciones en el programa de las unidades de programación del enlace posteriores a las distintas sesiones del mercado intradiario se liquidarán al precio del mercado diario.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 13.9.

16.3 Desvío del programa.—El desvío neto del programa de energía del enlace del sistema eléctrico peninsular con el sistema eléctrico balear se calculará como diferencia entre la energía medida en el punto frontera del enlace con el sistema peninsular y el programa horario de liquidación neto de las unidades de programación del enlace y se liquidará al precio del desvío establecido en el apartado 13.3 según su sentido. El importe se repartirá proporcionalmente entre las unidades de programación del enlace según su programa.

El párrafo anterior no será de aplicación durante el periodo de pruebas del enlace. Según lo establecido en el apartado 2 de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1632/2011, la energía que discurra a través del enlace durante el periodo de pruebas se considerará como pérdidas del sistema eléctrico peninsular. A tal efecto se liquidará al precio del mercado diario y se anotará en la cuenta del operador del sistema a la que se refiere en el apartado 13.8. A los comercializadores de último recurso se les anotará un derecho de cobro para compensar el importe de la energía adquirida en el mercado según lo establecido en el apartado 1 de disposición transitoria segunda.

Las anotaciones anteriores formarán parte del saldo resultante del conjunto de derechos de cobro y obligaciones de pago en una hora que determinan el saldo (SALDOLIQ) al que se hace referencia en el apartado 13.9.

16.4 Efectos en la liquidación de Baleares. Los derechos de cobro y obligaciones de pago anotados en los apartado 16.1, 16.2 y 16.3, así como la energía liquidada, se

considerarán en la liquidación del despacho de Baleares, según se establece en el apartado 2 del anexo del Real Decreto 1623/2011.

Como resultado de la suma de los importes liquidados en el sistema peninsular y de los importes liquidados en el despacho balear a los comercializadores de último recurso, el coste final de adquisición de los comercializadores de último recurso en el sistema balear será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009 de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

P.O. SEIE-1 Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

1. Objeto

El objeto de este Procedimiento es establecer los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) y en la elaboración y ejecución de los planes de seguridad, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.

2. Alcance

En el presente Procedimiento se establecen:

- a) Los criterios de seguridad y funcionamiento que deben aplicarse en la operación de los SEIE, de modo que se garantice la continuidad del suministro con la seguridad y calidad requeridas.
- b) Los criterios que deben utilizarse para determinar los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de la red de transporte.
- c) Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte con otras redes o instalaciones, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos frontera.
- d) Las reservas de regulación necesarias que permitan resolver las restricciones técnicas y los desequilibrios entre la generación y el consumo.
- e) Las condiciones generales para el establecimiento de los planes de seguridad que garanticen el funcionamiento seguro y fiable del sistema y permitan llevar a cabo la reposición del servicio tras incidentes severos.

3. Ámbito de aplicación

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema.
- Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
 - Distribuidores y clientes conectados a la red de transporte.
 - Comercializadores.
 - Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores conectados a la red de transporte o que tengan influencia directa sobre ésta.
 - Empresas propietarias u operadoras de instalaciones de régimen ordinario y de régimen especial.
 - Gestores de las redes de distribución.
 - Este Procedimiento afecta a las siguientes instalaciones pertenecientes a cualquier Sistema Eléctrico español que se encuentre fuera del territorio peninsular y no esté interconectado sincronamente con el Sistema Eléctrico Peninsular:
 - Las instalaciones de la red de transporte.
 - Las subestaciones donde se vierta generación, que aún sin pertenecer a la red de transporte tengan influencia sobre ésta.

- Las instalaciones de producción conectadas directamente a la red de transporte o con influencia directa en el funcionamiento de ésta.
- Las instalaciones de producción de régimen especial.
- Las instalaciones de distribución o de clientes conectados directamente a la red de transporte.

El Operador del Sistema mantendrá en todo momento actualizado un listado con las instalaciones que integran cada uno de los sistemas que componen cada SEIE.

4. Definiciones

Se definen cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico:

4.1 Estado normal. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1 y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.2 Estado de alerta. Situación en la cual todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentran dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos en el apartado 5.3.1, pero no se cumplen los criterios de seguridad ante contingencias indicados en el apartado 5.3.2.

4.3 Estado de emergencia. Situación en la que una o más variables de control del sistema presentan valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal.

Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local.

4.4 Estado de reposición. Situación caracterizada por la pérdida de suministro en una zona eléctrica (cero zonal) o en la totalidad de alguno de los sistemas que componen cada uno de los SEIE (cero total), y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.

5. Criterios de seguridad y de funcionamiento para la operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares

5.1 Variables de control de la seguridad del sistema eléctrico.—Las variables que permiten supervisar el estado del sistema eléctrico son:

- La frecuencia.
- Las tensiones en los nudos de la red de transporte.
- Los niveles de carga en los diferentes elementos de la red de transporte (líneas, transformadores y aparamenta asociada).
 - Las reservas de regulación disponibles (potencia activa y reactiva).
 - El programa de intercambio por las interconexiones entre islas o con otro sistema eléctrico.

5.2 Contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad. Las contingencias que deben considerarse en los análisis de seguridad son:

- El fallo simple de uno cualquiera de los elementos del sistema (Criterio N-1): grupo generador, circuito de línea y transformador.

Las siguientes contingencias no se considerarán, excepto en aquellos casos, que por condiciones meteorológicas adversas o cualquier otra causa justificada lo determine el Operador del Sistema:

- El fallo del mayor grupo generador de una zona y el fallo sucesivo de una de sus líneas de conexión con el resto del sistema o interconexiones entre islas o con otro sistema eléctrico o de otro grupo de la misma zona, cuando tras el primer fallo simple (grupo o línea) el sistema quedase en estado de alerta y no fuera posible recuperar el

estado normal de funcionamiento mediante la utilización de los medios disponibles para la operación en tiempo real.

- El fallo de dobles circuitos.

5.3 Márgenes de las variables de control en la operación.

5.3.1 Funcionamiento normal del sistema.

5.3.1.1 Frecuencia. La frecuencia asignada del sistema es 50 Hz. Se considerarán variaciones normales de la frecuencia aquellas comprendidas entre 49,85 y 50,15 Hz, aceptándose intervalos de duración inferior a cinco minutos con valores fuera del margen citado y comprendidos entre 49,75 y 50,25 Hz.

Asimismo, en caso de perturbaciones el Operador del Sistema podrá decidir, en función de lo establecido en el apartado 9 del presente procedimiento y en función de la criticidad de la situación resultante de dicha perturbación, ordenar deslastres manuales de carga con el fin de mantener la estabilidad del sistema.

Los valores de frecuencia aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

5.3.1.2 Tensión. El Operador del Sistema elaborará anualmente un Plan de Control de Tensión (PCT) para los diferentes sistemas de cada SEIE de acuerdo con lo establecido en los procedimientos aplicables de control de tensión de la red de transporte.

Los PCT establecerán las consignas de tensión que deberán mantenerse en funcionamiento normal en los diferentes nudos de la red de transporte.

Los PCT tendrán en cuenta los márgenes de diseño de las instalaciones comunicados por cada empresa propietaria, así como las tensiones deseables para la minimización de las pérdidas de transporte.

En todo caso, en estado normal, la tensión se encontrará dentro de los márgenes indicados en la tabla siguiente:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	210 kV (95 %)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	125 kV (95%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	62 kV (94%)	72 kV (109 %)

El Operador del Sistema publicará anualmente la relación de los nudos en los que se opera fuera de los límites aquí propuestos por agotamiento sistemático de los recursos disponibles en operación

Tras contingencia la tensión podrá variar según lo establecido en el apartado 5.3.2.

5.3.1.3 Carga. Los niveles de carga de los elementos de la red de transporte no superarán la capacidad nominal de los transformadores, ni la capacidad térmica permanente de las líneas de la red de transporte definidas para cada periodo estacional, de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.

En todo caso, la capacidad en régimen permanente se podrá limitar a un valor inferior al indicado cuando así sea necesario por razones de estabilidad dinámica, exista riesgo de colapso de tensión o por cualquier otra situación que así lo requiera. Posteriormente deberá enviarse un informe justificativo a la Administración competente y a la CNE en el plazo de un mes,

Tras contingencia la carga de los elementos de la red de transporte podrá alcanzar los valores establecidos en el apartado 5.3.2.

5.3.1.4 Reservas de regulación de potencia activa. En el capítulo 8 de este procedimiento se establecen los requerimientos de reserva de regulación primaria, secundaria y terciaria.

5.3.1.5 Reserva de regulación de potencia reactiva. En cada sistema se deberá disponer de la reserva de potencia reactiva suficiente para hacer frente a las contingencias consideradas sin que se superen los límites establecidos en este apartado para las

tensiones en los nudos y teniendo en cuenta las limitaciones estructurales de cada sistema existentes en cada instante.

5.3.2 Criterios de seguridad ante contingencias. Las variables de control de la seguridad del sistema deben permanecer dentro de los límites que se indican a continuación para las contingencias establecidas en el apartado 5.2, no produciéndose para dichas contingencias interrupciones del suministro, salvo aquellas que sean consecuencia de los desastres de cargas practicados, y debiendo cumplirse, adicionalmente, las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

5.3.2.1 Fallo simple (Criterio N-1). No se permiten sobrecargas permanentes en las líneas de la red de transporte, respecto a su límite térmico operativo, pudiéndose admitir sobrecargas transitorias de hasta un 15% con una duración inferior a 20 minutos.

No se permiten sobrecargas permanentes en los transformadores, admitiéndose las sobrecargas transitorias indicadas en el apartado 5.3.2.4 «Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias». En todo caso el Operador del Sistema adoptará las medidas correctoras en tiempo real que sean precisas para eliminar las sobrecargas transitorias en el menor tiempo posible.

Las tensiones, tras la recuperación del régimen permanente, deben estar comprendidas entre los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	205 kV (93%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	123 kV (93%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	60 kV (91%)	72 kV (109 %)

5.3.2.2 Fallo de líneas de doble circuito. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y de transformadores que han sido establecidos para el caso de fallo simple.

Las tensiones tras la recuperación del régimen permanente deben estar dentro de los siguientes límites:

	Mínimo	Máximo
Nivel de 220 kV	200 kV (90%)	245 kV (111%)
Nivel de 132 kV	119 kV (90%)	145 kV (110%)
Nivel de 66 kV	56 kV (85%)	72 kV (109 %)

5.3.2.3 Fallo sucesivo del mayor grupo generador de una zona y de una línea de conexión de dicha zona o de interconexiones entre islas con el resto del sistema y con otro sistema eléctrico. Se considerarán los mismos valores admisibles para las sobrecargas de líneas y transformadores y los mismos límites para las tensiones en los nudos que han sido establecidos para el caso de fallo de líneas de doble circuito.

5.3.2.4 Tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. A continuación se muestra la tabla resumen de los criterios de seguridad frente a contingencias. En todo caso se habrá de verificar que:

- No se producen ceros de tensión en ningún nudo de la Red de Transporte.
- Las eventuales interrupciones del suministro son consecuencia de los desastres de cargas practicados.
 - La frecuencia se encuentra dentro de los márgenes establecidos, en su caso, tras la actuación de los desastres por frecuencia.
 - Se dispone de las reservas de regulación establecidas en este Procedimiento.

TABLA RESUMEN DE LOS CRITERIOS DE SEGURIDAD

CONTINGENCIA	SOBRECARGAS TRANSITORIAS (%)				TENSIONES kV	FRECUENCIA	Cero de tensión en nudos
	20 min < t < 8 h		t < 20 min				
	LINEAS	TRANSF. ²	LINEAS	TRANSF. ²			
Sin fallo (N)	0	0	0	0	Nivel 220 kV: 210-245 Nivel 132 kV: 125-145 Nivel 66 kV: 62-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Fallo simple (N -1)	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto: 10	15 ¹⁾	Inverno: 25 Verano: 15 Resto: 20	Nivel 220 kV: 205-245 Nivel 132 kV: 123-145 Nivel 66 kV: 60-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe
Doble circuito o Sucesivo de grupo más línea	0	Inverno: 15 Verano: 5 Resto: 10	15 ¹⁾	Inverno: 25 Verano: 15 Resto: 20	Nivel 220 kV: 200-245 Nivel 132 kV: 119-145 Nivel 66 kV: 56-72	De acuerdo con márgenes establecidos	No existe

(1) En los cables submarinos o subterráneos las sobrecargas y tensiones admisibles vendrán impuestas por las especificaciones aplicables a los equipos en cada caso concreto.

(2) Los valores de sobrecargas admisibles serán inferiores a los indicados en aquellos transformadores para los que se declare una limitación específica en virtud de las singularidades constructivas u operativas que existan en la máquina.

5.3.2.5 Otras consideraciones. Adicionalmente a los anteriores criterios, deberá garantizarse la inexistencia de una situación de inestabilidad de las tensiones que pueda derivar en un colapso de tensión.

En el caso de nudos en la red de transporte alimentados por sólo dos líneas en los que, ante el fallo o indisponibilidad programada de una de ellas, dejaría de cumplirse el criterio N-1, se deberá establecer un Plan de Salvaguarda específico en colaboración con los agentes afectados, para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo posterior de la otra línea.

Para la programación de trabajos con indisponibilidad de una de estas líneas se deberá valorar el riesgo de fallo de la otra, eligiendo, en todo caso, el momento y las condiciones más apropiadas para realizar el trabajo, de acuerdo con el Gestor de Distribución de la zona.

Para trabajos con indisponibilidad de una barra de una subestación de doble embarrado con protección diferencial de barras, se analizarán los efectos del fallo de la otra barra y se tendrán en cuenta todas las circunstancias que puedan concurrir en cada situación particular, considerando debidamente su incidencia en la seguridad del sistema, estableciéndose en caso preciso un Plan de Salvaguarda para reducir si es posible, los efectos que pudieran derivarse del fallo de la otra barra.

Para la planificación y autorización de descargos de elementos de los sistemas de protección o modificación de sus ajustes, se deberá tener en cuenta el nivel de criticidad de los diferentes nudos de la red y los tiempos críticos de despeje de falta identificados, de forma que, según cual sea el sistema de protección en descargo, pueda optarse por abrir el elemento protegido o tomar otras medidas, tales como bloquear reenganches, acelerar la actuación de las protecciones, separar barras, u otras acciones sobre la topología que impidan que una falta en esas condiciones pueda tener una repercusión grave para el sistema.

En aquellas situaciones en las que existan riesgos de inestabilidad dinámica del sistema, se realizará un estudio complementario de estabilidad en el que la contingencia considerada será una falta trifásica franca con correcta actuación de los sistemas de protección. La falta se supondrá situada en el punto más desfavorable de la línea en cuestión. Se considerará un tiempo de actuación de las protecciones en primera zona no inferior a 100 ms.

Quando exista un Plan de Salvaguarda en el que se establezcan las medidas de operación tras una determinada contingencia que minimice sus consecuencias, el Operador del Sistema podrá aceptar valores distintos a los establecidos en este Procedimiento para las variables de control.

5.4 Medidas extraordinarias de seguridad. El Operador del Sistema, ante situaciones especiales, como acontecimientos importantes de carácter público, condiciones climatológicas adversas, etc. tomará las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro, aplicando, si lo considera necesario, criterios más estrictos que los descritos en el apartado 5.3 informando en su caso, a la Administración competente en el plazo de un mes. En el citado informe se indicarán las medidas adoptadas, las propuestas alternativas y los costes asociados a la adopción de estas medidas.

6. *Establecimiento de los niveles de carga admisibles*

El Operador del Sistema y las empresas propietarias de las instalaciones de la red de transporte aplicarán los criterios que a continuación se indican para establecer los niveles de carga admisibles en las líneas y transformadores de su propiedad que formen parte de dicha red.

6.1 Límites térmicos. Se define como «capacidad» o «límite térmico estacional» la máxima capacidad de transporte de una línea o transformador en régimen permanente, asociada a un periodo temporal determinado.

Las empresas propietarias de las instalaciones de transporte determinarán la capacidad admisible de las líneas y transformadores de su propiedad, utilizando para ello la metodología que se apruebe y que será publicada por el Operador del Sistema.

Para el cálculo de la capacidad de transporte de las líneas se tendrá en cuenta lo establecido en el Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

Como norma general, se establecerán los límites térmicos estacionales para los siguientes periodos:

Límite Térmico Estacional	Periodo
Primavera.	Abril-mayo.
Verano.	Junio a septiembre.
Otoño.	Octubre-noviembre.
Invierno.	Diciembre a marzo.

Por la climatología singular de Canarias, se considera que, a efectos de límites térmicos, las condiciones ambientales son equivalentes a primavera-otoño durante todo el año.

En el caso de aquellas instalaciones que estén dotadas de medios de monitorización para determinar su capacidad térmica en tiempo real, la información de los mismos podrá ser tenida en cuenta en los análisis de seguridad del sistema.

El Operador del Sistema, previa información a los agentes, a la autoridad competente y a la CNE, podrá modificar transitoriamente los periodos de aplicación de los límites térmicos estacionales cuando se presenten condiciones meteorológicas excepcionales que lo justifiquen.

6.2 Metodología de cálculo. Los modelos de cálculo que se utilicen para la determinación de las capacidades de transporte de líneas y transformadores contemplarán los siguientes aspectos:

6.2.1 Modelo térmico para la aparamenta. Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de la aparamenta, los datos estadísticos históricos de temperaturas y la temperatura máxima de diseño de la aparamenta.

6.2.2 Modelo térmico para los conductores. Se tendrán en cuenta las ecuaciones que rigen el comportamiento térmico de los conductores, los datos estadísticos históricos de temperaturas, la temperatura máxima de diseño del conductor y la radiación solar. Se considerará una velocidad del viento de 0,6 m/s.

6.2.3 Modelo térmico para los transformadores. Los límites térmicos estacionales aplicables a los transformadores serán los que se deducen de la norma CEI 354:1991 más el corrigendum de 1992 (Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite), que toma en consideración las condiciones ambientales y las sobrecargas admisibles.

6.3 Periodicidad del cálculo de los niveles admisibles de carga. Las actualizaciones de las capacidades térmicas de las instalaciones de transporte se realizarán siempre que exista alguna variación de las características de los equipos, y serán comunicadas al Operador del Sistema con la antelación suficiente sobre la fecha prevista para su implantación.

Adicionalmente, las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte realizarán, al menos, una actualización anual de los datos de sus instalaciones, comunicando tal revisión al Operador del Sistema antes del 1 de abril de cada año. Dichas revisiones serán publicadas por el Operador del Sistema tras su validación.

7. *Condiciones de entrega de energía en los puntos frontera con la red de transporte*

Las compañías propietarias de las instalaciones de la red de transporte son responsables de operar sus instalaciones siguiendo las instrucciones recibidas del Operador del Sistema, de forma que se garanticen las condiciones de entrega de energía establecidas en este apartado.

Adicionalmente, a lo expuesto en este procedimiento deberán cumplirse las condiciones específicas que se establezcan en la reglamentación vigente sobre calidad de servicio.

En lo relativo a las variaciones de frecuencia y tensiones en los nudos frontera de la red de transporte será de aplicación lo establecido en el apartado 5.3.

7.1 Interrupciones del suministro y huecos de tensión. Los valores admisibles para las interrupciones del suministro y los huecos de tensión vendrán determinados en la normativa de calidad de servicio vigente.

7.2 Potencia de cortocircuito. El Operador del Sistema publicará anualmente los intervalos de variación de la potencia de cortocircuito en los nudos de la red de transporte bajo su gestión.

8. *Establecimiento de las reservas para la regulación frecuencia/potencia*

El Operador del Sistema fijará los niveles de reserva de regulación necesarios en cada SEIE para hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo reales.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen tres niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciara.

Sin perjuicio de lo indicado en este procedimiento para las reservas de regulación indicadas, para la gestión de los servicios complementarios correspondientes se tendrán en cuenta los procedimientos específicos que sean de aplicación, en los que se desarrollan plenamente los aspectos relativos a esta cuestión.

El Operador del Sistema determinará el valor máximo de potencia por las interconexiones entre islas u otros sistemas eléctricos.

8.1 Reserva de regulación primaria. Para cada sistema de los SEIE, la reserva de regulación primaria en cada periodo de programación horario será como mínimo el 50 % de la mayor potencia neta asignada a un grupo generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje con independencia del tipo de turbina (gas o vapor). También se considerará la reserva que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1. La distribución de la reserva primaria entre los generadores se realizará de acuerdo al Procedimiento de regulación primaria.

El valor de reserva primaria deberá ser revisado, en su caso, atendiendo a las posibles modificaciones del Plan Automático de Deslastre de Carga o de otros elementos externos con influencia en dicho valor, informando de ello a la autoridad competente y a la CNE.

8.2 Reserva de regulación secundaria. La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria, en cada sistema de los SEIE, será determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación horario, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica.

La suma de las reservas primaria y secundaria asignadas en cada período de programación horario, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, debe igualar al menos el 100 % de la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante en rampa de subida de demanda, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.
- La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

La reserva secundaria a bajar en cada período de programación, siempre que los condicionantes técnicos lo permitan, será como mínimo el 50% de la reserva a subir

Los valores de reserva secundaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

8.3 Reserva de regulación terciaria. La reserva necesaria de regulación terciaria a subir en cada período de programación horario será, como referencia, igual a la mayor de las siguientes cantidades:

- La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. A este efecto, se considerarán como generadores individuales todos los integrantes de un ciclo combinado de múltiple eje, no obstante, los generadores movidos por las turbinas de gas se contabilizarán como una vez y media su potencia programada en el periodo horario para considerar la pérdida de carga en las turbinas de vapor asociadas a fallos en las turbinas de gas.
- Al crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente.
- La potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.

- A la pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada, que será determinada por el Operador del Sistema cada hora, aplicando a la potencia total nominal de dichos generadores un coeficiente reductor calculado sobre la base de su variabilidad productiva.

Los valores de reserva terciaria aquí considerados podrán ser objeto de modificación de acuerdo a la evolución futura que presenten los SEIE.

9. *Establecimiento de los planes de seguridad y medidas de operación*

El Operador del Sistema establecerá, con la colaboración de los propietarios de las instalaciones afectadas, y pondrá a disposición de todos los agentes, los planes de seguridad que permitan hacer frente a las diferentes situaciones que pueden presentarse en la operación del sistema, con objeto de garantizar su seguridad.

Los planes de seguridad, en función de la situación de operación a la que sean aplicables, se clasifican en: Planes de Salvaguarda, Planes de Emergencia y Planes de Reposición del Servicio.

9.1 Planes de Salvaguarda. Los Planes de Salvaguarda contemplarán las medidas que se deben adoptar para evitar que el sistema se encuentre fuera del estado normal o bien, llegado al caso, para recuperar dicho estado en el menor tiempo posible, con objeto de prevenir el desencadenamiento de incidentes que pudieran tener una repercusión negativa importante tanto en el suministro eléctrico como sobre el funcionamiento de los generadores.

En los Planes de Salvaguarda se establecerán:

- Las acciones correctivas post-contingencia, incluidos los planes de teledisparo de generadores, que deberán adoptar los operadores para devolver el sistema al estado normal de funcionamiento.
- Las acciones preventivas precisas para aquellos casos en los que las repercusiones pudieran ser graves para el sistema y las posibles acciones correctivas post-contingencia no puedan hacerse efectivas en un tiempo que resulte útil para la operación (caso de requerirse, por ejemplo, la conexión de un nuevo grupo térmico en la misma zona).

9.1.1 Planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte. El Operador del Sistema podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas establecer planes de teledisparo de generadores u otros elementos de la red de transporte en aquellas zonas en las que determinadas contingencias puedan provocar sobrecargas importantes o la pérdida de estabilidad de los grupos de dicha zona.

9.2 Planes de Emergencia. El objetivo de los Planes de Emergencia, es minimizar el alcance y la extensión de los incidentes una vez que se han producido éstos, y devolver el sistema al estado normal de operación en el menor tiempo posible. En consecuencia, solamente se considerarán en dichos planes las acciones correctoras post-contingencia que sean precisas en cada caso, incluida la actuación de los equipos de deslastre de cargas por mínima frecuencia y el deslastre selectivo de carga manual o por actuación de teledisparo de líneas y transformadores.

9.2.1 Deslastre automático de cargas. Dada la condición de islas eléctricas de reducido tamaño, en los SEIE, en ocasiones y ante determinados desequilibrios generación-demanda se considerará el deslastre de carga como una práctica de operación admisible e inevitable.

El Operador del Sistema, considerando las propuestas realizadas por las empresas de distribución, propondrá para su aprobación a la Administración competente, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, los Planes de Deslastre Automático de

Cargas necesarios para los casos en que, por una incidencia muy severa, el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema no pueda ser restablecido mediante la puesta en práctica de otras acciones de control.

Estos planes se basarán en la actuación de un sistema automático de deslastre de cargas por mínima frecuencia, para conseguir una desconexión controlada de dichas cargas.

Los Planes de Deslastre Automático de Cargas establecerán un deslastre escalonado, desconectando en primer lugar los grupos de bombeo, y posteriormente, a valores inferiores de frecuencia, o superiores de velocidad de variación de la misma, conjuntos de cargas preseleccionadas no críticas.

Esta desconexión se realizará de acuerdo con los umbrales de frecuencia, velocidad de variación de frecuencia, magnitud en la carga y especificación de la misma que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Carga.

Los gestores de las redes de distribución y los clientes conectados a la Red de Transporte deberán instalar relés de frecuencia cuya actuación se ajuste a los criterios generales que se indican en este Procedimiento y a los que se establezcan en los Planes de Deslastre Automático de Cargas que se encuentren en vigor en cada momento. La ubicación, los criterios de actuación y las características de estos relés no podrán modificarse sin el acuerdo previo del Operador del Sistema.

Las empresas productoras deberán garantizar, siempre que la protección de los equipos internos lo permitan, que las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores, incluidos los acogidos al régimen especial, estén coordinadas con el sistema de deslastre automático de cargas por frecuencia, y solamente podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 47,5 Hz, durante un tiempo igual o superior a 3 segundos. Quedarán excluidos del cumplimiento de este requisito aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad a la aplicación de este procedimiento no estuvieran técnicamente dotados para ello.

El Operador del Sistema podrá realizar, simulaciones de activación de estos Planes de Deslastre Automático de Cargas por mínima frecuencia, conforme a los protocolos que sean definidos.

De igual modo, podrá contemplarse la actuación de deslastres automáticos de cargas o teledisparo de líneas y transformadores, si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que fuesen pertinentes, fueran precisos dichos deslastres para eliminar de forma expedita sobrecargas puntuales en la red de transporte, por existir riesgo inminente para la continuidad de suministro.

9.2.2 Deslastre manual selectivo de carga. Si tras la aplicación sucesiva de las medidas de operación que son de aplicación en situaciones de alerta y emergencia de cobertura de la demanda fuera preciso llegar al deslastre de carga selectivo por existir riesgo inminente para la continuidad del suministro, el Operador del Sistema dará instrucciones para que las empresas de distribución procedan al deslastre indicado.

Mediante la aplicación del deslastre manual de carga se pretenderá evitar una perturbación de mayores dimensiones.

Con objeto de poder aplicar esta medida en las mejores condiciones posibles de control y minimización de su impacto sobre los consumidores, las empresas de distribución deberán disponer previamente de los correspondientes Planes de Deslastre de Carga, cuya eficacia deberán evaluar con la colaboración del Operador del Sistema. Consecuentemente, las empresas de distribución remitirán al Operador del Sistema las correspondientes versiones actualizadas de dichos Planes.

Los Planes de Deslastre de Carga de cada empresa de distribución deberán considerar bloques máximos de cargas que se definirán para cada sistema en función de sus características, identificando la secuencia de deslastre de cada uno de ellos y el orden de afectación para el caso de deslastres rotatorios. Considerando los requerimientos indicados, los Planes de Deslastre de Carga contemplarán, al menos, la siguiente información:

- Isla o Ciudad Autónoma.
- Municipio/Comarca.
- Nudo o nudos eléctricos de la red de transporte de los que se alimenta la carga.
- Potencia estimada deslastrable en el nudo o nudos eléctricos.
- Tipo de carga predominante alimentada por cada transformador, grupo de transformadores o líneas de media tensión (industrial, rural, servicios o doméstica).

Los deslastes se deberán producir de acuerdo con las siguientes consideraciones:

9.2.2.1 Umbral de deslastre. Las variables de control que se utilizarán para emitir las instrucciones de deslastre serán la frecuencia, las sobrecargas graves en los equipos de la red de transporte o distribución que sean críticos para el sistema y la constatación de insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para alimentar el consumo.

El Operador del Sistema emitirá las instrucciones de deslastre cuando se verifique alguna de las condiciones que se indican a continuación para los parámetros asociados a las variables de control:

- Frecuencia

Por umbrales o velocidad de variación de frecuencia e insuficiencia de capacidad manifiesta y sostenida para recuperar la frecuencia a su valor asignado.

El Operador del Sistema considerando los mejores datos de que disponga sobre el sistema y los análisis que realice en base a los mismos, determinará los umbrales efectivos de frecuencia o velocidad de variación de frecuencia, que una vez superados darán lugar a las órdenes de deslastre de cargas.

- Sobrecargas en los equipos de las redes de transporte o distribución

Existencia de sobrecargas que requieran proceder al deslastre de carga con objeto de evitar su pérdida de forma inminente y/o la ocurrencia de una perturbación. La magnitud de las sobrecargas admisibles dependerá del equipo y del ajuste de las protecciones.

9.2.2.2 Cargas afectadas por el deslastre. El Operador del Sistema determinará:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá deslastrarse la carga.
- La magnitud de la potencia a deslastrar y la empresa de distribución suministradora de dicha potencia.
- La asignación de la potencia que deberá deslastrar cada empresa de distribución será función directa de su cuota de mercado correspondiente al último año en la zona afectada.
- Hora de inicio del deslastre y estimación del periodo durante el que éste se mantendrá.

A los efectos de este procedimiento, una empresa de distribución cuya red se encuentre acoplada a la red de otra empresa de distribución mayor, se considerará como una carga de esta última empresa.

Las empresas de distribución realizarán la elección de los clientes que deberán ser afectados tratando de minimizar el impacto sobre los usuarios del servicio, evitando, en la medida de lo posible, la afectación de servicios esenciales y la reiteración de los deslastes sobre un mismo cliente o conjunto de clientes. Con ese objetivo, en caso de ser preciso, se aplicará un criterio de afectación rotativa de los clientes.

Si la carga a deslastrar fuera superior a la contemplada en los Planes de Deslastre de Carga, o el tiempo disponible para ejecutar los deslastes no fuera suficiente para la puesta en práctica de dichos Planes, las empresas de distribución procederán a deslastrar cargas por nudos completos de la red de distribución, asegurando la compatibilidad de los deslastes con las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema.

9.2.2.3 Comunicación de la instrucción de deslastre. El Operador del Sistema comunicará la instrucción de deslastre con la mayor antelación posible a los centros de control de las empresas de distribución.

Dicha comunicación tendrá lugar por vía telefónica, con posterior confirmación por fax o correo electrónico, y deberá quedar oportunamente registrada de forma que sea posible su verificación posterior.

Sin perjuicio de las acciones de comunicación que las empresas de distribución lleven a cabo para informar con la mayor antelación posible a sus clientes, al Gobierno Autónomo y a las Administraciones Locales competentes, el Operador del Sistema informará a los Organismos Ministeriales competentes, a la Presidencia del Gobierno y al Gobierno Autónomo, quienes determinarán las acciones posteriores de comunicación a la sociedad y a los medios que sean pertinentes.

9.2.2.4 Confirmación del deslastre. Las empresas de distribución confirmarán a el Operador del Sistema la ejecución de los deslastres de cargas.

9.2.2.5 Normalización del suministro. Cuando las variables de control que se utilizaron para emitir las instrucciones de deslastre sean tales que con el acoplamiento de cargas no sea previsible la existencia de nuevas violaciones de los umbrales de deslastre que pongan en riesgo el suministro, el Operador del Sistema establecerá los procedimientos de reposición o dará instrucciones a las empresas de distribución para iniciar la reposición progresiva de las cargas deslastradas indicando:

- Los nudos de la red de transporte en los que deberá reponer la carga.
- La potencia total de las cargas a acoplar.

El proceso de reposición se realizará de forma progresiva hasta la total normalización del suministro eléctrico.

9.2.2.6 Confirmación de la normalización del suministro. Las empresas de distribución confirmarán al Operador del Sistema la normalización del suministro eléctrico, indicando las potencias, tiempo y energías finalmente no suministradas, indexando dicha información con el listado de las líneas afectadas según el correspondiente Plan de Deslastre de Carga.

9.2.2.7 Información emitida por el Operador del Sistema. En el plazo de un mes el Operador del Sistema remitirá un informe a los Organismos Ministeriales, al Gobierno Autónomo y a la Comisión Nacional de Energía, en el que se detallarán todos los aspectos relevantes del incidente que haya provocado el deslastre de carga.

9.2.2.8 Mecanismo excepcional de actuación. Dadas las características de los SEIE pueden existir situaciones en las que sea necesario realizar deslastres manuales selectivos complementarios de los deslastres automáticos de cargas o preventivos ante una indisponibilidad inminente en el sistema, que por su propia urgencia no pueden articularse tal como se contempla en los puntos anteriores, por deberse a causas sobrevenidas que requieran de una actuación inmediata y que, por consiguiente, tengan que ser ejecutados por las compañías distribuidoras sin orden previa por parte del Operador del Sistema.

La aplicación de estos deslastres manuales quedará reducida, por tanto, únicamente a dichas situaciones y tendrán como objeto evitar una perturbación de mayores dimensiones. El procedimiento de actuación será el definido para el deslastre manual de cargas en los puntos anteriores, excepto en lo que se refiere a la orden previa del Operador del Sistema.

En estos supuestos, si la incidencia afecta a una única empresa de distribución, ésta lo comunicará al Operador del Sistema y ejecutará el deslastre, o viceversa dependiendo de la premura en la ejecución del mismo. En el caso de que la incidencia afecte a varias empresas de distribución, la empresa gestora de red que haya detectado el problema, en función de la urgencia del deslastre, podrá comunicarlo al Operador del Sistema quien, a su vez, actuará según se ha determinado con anterioridad, o podrá ejecutarlo directa e íntegramente sobre la red de su propiedad comunicándolo a «posteriori» al Operador del Sistema.

La empresa que solicitó o ejecutó el deslastre deberá justificar con posterioridad la conveniencia y necesidad del mismo en el plazo y forma establecido por el Operador del Sistema.

9.3 Planes de Reposición del Servicio. Los Planes de Reposición del Servicio tienen como objetivo devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado interrupciones del suministro en zonas extensas del sistema.

La elaboración y actualización de los Planes de Reposición del Servicio de cada sistema es responsabilidad del Operador del Sistema. Para ello contará con la colaboración de los distribuidores y generadores presentes en cada sistema, y de la CNE.

Estos planes sistematizarán las actuaciones que deberán realizar los diferentes centros de control y el personal de operación local en las subestaciones en el caso de un incidente generalizado.

En caso de producirse un incidente zonal o total, los centros de control de los diferentes productores, distribuidores y transportistas procederán a efectuar la reposición del servicio bajo la coordinación del Operador del Sistema, conforme a lo establecido en los Planes de Reposición correspondientes.

De un modo general la reposición de las cargas deberá ser llevada a cabo por los agentes en los términos que se establezcan en los Planes de Reposición del Servicio. Estos planes deberán también hacer referencia a los dispositivos automáticos de reposición de servicio instalados, en el caso de que su existencia esté autorizada, y a su interrelación con la actuación de los agentes mencionados. Consecuentemente, la actuación autónoma de dispositivos de reposición automática de carga se limitará a los casos que se contemplen en dichos Planes.

El Operador del Sistema será responsable de la coordinación de los simulacros de reposición que tengan lugar.

PO.SEIE 2.2: Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico

1. Objeto

Analizar la cobertura de la demanda de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), y programar los recursos de generación precisos para lograr dicha cobertura con el menor coste posible, respetando los criterios de seguridad y calidad de servicio contenidos en el procedimiento de Funcionamiento de los Sistemas Insulares y Extrapeninsulares (P.O. 1 de los SEIE.), así como establecer los requisitos para el alta de nuevos agentes en el despacho económico.

2. Alcance

Este procedimiento engloba los procesos para la cobertura de cada uno de los sistemas de los SEIE, en sus horizontes temporales anual, semanal y diario.

3. Ámbito de aplicación

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema.
- b) Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- c) Empresas propietarias u operadoras de las redes de distribución.
- d) Empresas propietarias u operadores de grupos generadores directamente conectados a la red de transporte o que participen en el despacho económico.
- e) Comercializadores.
- f) Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico.

4. Cobertura con horizonte anual

Tiene por objeto el análisis de la garantía de suministro de los diferentes sistemas eléctricos, teniendo en cuenta los recursos de generación y de la red de transporte existentes, con estimación de los costes de generación previsibles.

4.1 Plan de cobertura y Análisis de seguridad. El Operador del Sistema elaborará, al menos trimestralmente, antes del primer día de cada mes correspondiente, una previsión de cobertura de la demanda del sistema y un análisis de seguridad de dicha cobertura con un horizonte anual móvil, desglosando la información por meses.

Para ello tendrá en cuenta la previsión anual de demanda calculada de acuerdo con el P.O. 2.1 de los SEIE y las informaciones, recibidas de los agentes, relativas a la disponibilidad prevista de los equipos, el estado de las reservas hidroeléctricas, en su caso, y las previsiones de existencias de combustibles.

4.2 Informe de cobertura. Como resultado de la previsión y del análisis de seguridad de la cobertura, el informe incluirá:

1. Un balance con la cobertura resultante, teniendo en cuenta la estocasticidad del fallo de las unidades generadoras, de la aportación eólica, del resto del régimen especial y de la hidráulidad, si proceden. El balance de cobertura estará desglosado por meses y por cada sistema de los SEIE, indicando la participación previsible en la cobertura de los diferentes recursos de generación agrupados por tecnología y tipos de combustible. En los casos de islas interconectadas se hará un desglose por isla, detallando los intercambios por las interconexiones. En el caso de enlaces con otros sistemas eléctricos, se detallará el intercambio de energía por los mismos.

2. Estimación mensual de los costes variables de cobertura desglosados según los criterios del punto anterior, en aquellas centrales que estén sometidas al despacho económico del Operador del Sistema.

3. Índices de cobertura de los diferentes sistemas de los SEIE y riesgo de fallo de suministro, en su caso. El análisis evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de la disponibilidad de los propios recursos de producción, utilizando, como índices de riesgo, la probabilidad de no cobertura de la demanda, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada y el margen de reserva.

4. Un análisis zonal, cuando sea de aplicación, que 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 o áreas determinadas de la red.

El informe será remitido a las administraciones central y autonómica que corresponda, a la Comisión Nacional de la Energía y a los agentes implicados.

4.3 Método de estudio. Para llevar a cabo los estudios de previsión de cobertura se aplicarán los siguientes criterios:

- La cobertura se efectuará atendiendo al coste de oportunidad de la generación. Para las centrales térmicas este coste vendrá determinado por los costes variables definidos en la normativa vigente. Para las centrales hidráulicas de embalse, en su caso, este coste de oportunidad será el coste evitado de la generación térmica reemplazada.

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

- Los planes de revisión de las centrales serán los elaborados por el Operador del Sistema a partir de la información recibida de las empresas propietarias. No obstante, como se indica en el procedimiento que regula los planes de mantenimiento de las unidades de producción (P.O. 2.5 de los SEIE), las fechas de revisión estarán sujetas a la aprobación y en su caso modificación propuesta por el Operador del Sistema, atendiendo a criterios de garantía de suministro y minimización de coste de cobertura.

- La estructura de consumo en termias de Poder Calorífico Inferior (PCI) será la obtenida a partir de los datos de explotación de las centrales reconocidos por el Ministerio competente.

- La energía 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 declaraciones de los propietarios de las instalaciones.

La cobertura de la demanda, con los recursos de generación disponibles en cada sistema eléctrico, se llevará a cabo mediante la minimización del coste variable de producción utilizando un modelo adecuado que, si se demuestra necesario, tendrá en cuenta las características sobresalientes de la red en forma de restricciones de transporte. Esta minimización del coste de producción tendrá en consideración la posibilidad de evitar arranques y/o paradas de grupos que supongan una reducción en el coste final de la cobertura con horizonte anual.

Por otra parte, el análisis zonal del comportamiento de la red de transporte utilizará herramientas de cálculo de redes que se aplicarán a casos típicos de operación de los sistemas. Los resultados deberán poner de manifiesto las posibles restricciones de cada sistema y, en consecuencia, las medidas que deberán tomarse en cada situación en relación con la operación de los sistemas.

4.4 Información necesaria.

4.4.1 Centrales hidráulicas. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Caudales previstos.
- Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.
- Potencia hidroeléctrica máxima que puede mantener cada central 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.

4.4.2 Centrales térmicas de carbón. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Existencias de carbón en toneladas, desglosadas por tipos, o en su defecto en millozes de termias PCI.
- Estructura de consumo y fracción de cada tipo de combustible que sea preciso mezclar, en su caso, por razones ambientales o de otro tipo.
- Suministros de carbón previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega, poder calorífico inferior y precios previstos o establecidos administrativamente de la termia de cada partida.
- Variaciones previsibles de la disponibilidad de los grupos, cualquiera que sea su causa.

4.4.3 Centrales o grupos de fuel-oil, diesel-oil, gas-oil o gas. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información siguiente:

- Existencias de cada combustible almacenadas en tanques o en almacenamientos concertados, clasificadas por tipos y con especificación de los grupos a que va destinado, en su caso.
- Tipos de combustible o, en su caso, mezclas previstas a consumir por cada grupo de la central.
- Suministros de combustibles previstos en los próximos seis meses especificando las cantidades, fechas previstas de entrega, poder calorífico inferior y precios previstos o establecidos administrativamente de la termia da cada tipo y partida.
- Variaciones previsibles de disponibilidad de los distintos grupos cualquiera que sea su causa.

4.4.4 Centrales o grupos de régimen especial. Antes del día 20 de cada mes o, en su caso, del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, las empresas deberán enviar al Operador del Sistema la información relativa a Variaciones previsibles de disponibilidad de los distintos grupos cualquiera que sea su causa.

4.4.5 Demandas por nudos. El Operador del Sistema procederá a hacer un reparto de la demanda global entre los nudos frontera de transporte-distribución.

5. Cobertura y programación semanal

Tiene por objeto determinar semanalmente el plan de arranques y paradas de grupos generadores, minimizando el coste variable de producción, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas y ambientales pertinentes.

5.1 Plan de cobertura y programa semanal. Antes de las 15 h de cada jueves, el Operador del Sistema elaborará la cobertura de la demanda prevista para la semana que comienza a las 0 h del sábado inmediatamente siguiente y termina a las 24 h del siguiente viernes.

El plan de cobertura estará compuesto por los siguientes documentos:

1. Programa semanal desglosado por días y con detalle horario, en el que se especificará la carga de los diferentes grupos de generación que contribuyen en cada hora a la cobertura de la demanda correspondiente. En el programa se especificará la energía de las interconexiones interinsulares, con su sentido, así como la energía, con su sentido, en los enlaces con otros sistemas eléctricos.

2. Relación ordenada de grupos que deban ser arrancados o parados en sustitución de las eventuales averías e indisponibilidades de las unidades inicialmente programadas o variaciones de demanda.

3. Programa horario de las reservas de regulación, primaria, secundaria y terciaria previstas, con indicación de los grupos generadores encargados de suministrarlas y expresión explícita de la potencia en reserva en cada uno de ellos.

4. Resumen de costes variables de producción, por grupos, y estimación del coste de la reserva de regulación.

5.2 Método utilizado para la elaboración del programa semanal. El Operador del Sistema llevará a cabo en cada sistema el despacho económico por costes variables de la generación, para cubrir la demanda neta prevista, teniendo en cuenta además las restricciones anteriormente mencionadas, y garantizando la disponibilidad de reserva definida en el P.O. 1 de los SEIE.

Tendrá en cuenta para ello los parámetros técnicos aprobados en cada grupo generador particularmente los siguientes:

- Potencia efectiva neta y mínimo técnico,
- Rampas de subida y bajada de potencia,
- Tiempos y costes de arranque,
- Costes variables de funcionamiento definidos en la normativa según el nivel de carga,
- Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria.

A ello añadirá:

- La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.
- Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. El Operador del Sistema revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación no gestionable.

- La mejor previsión de demanda horaria disponible en el ámbito semanal (P.O. 2.1 de los SEIE).

El proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1. Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados. Para esta minimización del coste de producción se tendrá en consideración la posibilidad de evitar arranques y/o paradas de grupos que supongan una reducción en el coste final del programa de cobertura semanal.

En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo (apartado 4.3).

En el cálculo de llenado de la curva de demanda, la generación prevista de régimen especial se colocará en base, sin consideración de coste.

2. Análisis de las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el P.O. 1 de los SEIE.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de grupos, y recalculando con estas condiciones el despacho económico de la cobertura del modo que mejor se asegure el cumplimiento de los límites impuestos por los criterios de seguridad en funcionamiento normal, según el P.O. 1 de los SEIE antes citado.

En caso del Sistema Eléctrico Balear se tendrá en consideración lo especificado en el PO SEIE 2.3., contemplando la conexión entre sistemas, siempre que ésta esté disponible, y con respeto de la carga mínima técnica de dicha conexión.

5.3 Información semanal a suministrar al Operador del Sistema.

5.3.1 Generación:

5.3.1.1 Generadores de régimen ordinario. Antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél hubiera sido festivo, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que establezca el Operador del Sistema, la información siguiente:

5.3.1.1.1 Centrales hidráulicas.

Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

Caudales previstos.

Restricciones a la explotación de los embalses de regulación.

En cada sistema hidráulico:

- Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 4 horas consecutivas.
- Potencia hidroeléctrica máxima que, con los caudales previstos, puede mantener durante 12 horas consecutivas.

Indisponibilidades totales o parciales de los grupos hidráulicos y de bombeo.

5.3.1.1.2 Centrales térmicas. En su caso, la existencia de eventuales problemas de suministros de combustibles.

Indisponibilidades totales o parciales de los grupos, cualquiera que sea su causa, y variaciones en los mantenimientos que pudieran alterar el plan anual.

Restricciones o variaciones en el funcionamiento de los grupos.

5.3.1.2 Generadores de régimen especial. Antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél hubiera sido festivo, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que establezca el Operador del Sistema, la información relativa a indisponibilidades totales o parciales de los grupos, cualquiera que sea su causa, y variaciones en los mantenimientos que pudieran alterar el plan anual.

5.3.1.2.1 Con participación en el despacho económico o conectados a la red de transporte.–Los generadores de régimen especial que participan en el despacho económico de generación o estén conectados a la red de transporte deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, durante la semana que comienza a las 0 h del sábado inmediato y acaba a las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

5.3.1.2.2 Sin participación en el despacho económico.–Los representantes de generación de régimen especial que no acude al despacho económico, deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, durante la semana que comienza a las 0 h del sábado inmediato y acaba a las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá requerir a aquellos generadores de régimen especial conectados a la red de distribución, con un tamaño significativo, el programa de energía horaria previsto de producción, que le será enviado antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo. En este caso dicho programa no estará incluido en aquél enviado por la empresa distribuidora adquirente de su energía.

5.3.2 Demanda:

5.3.2.1 Comercializadores. Las empresas comercializadoras deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.3.2.2 Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico. Los consumidores que compran su energía directamente en el despacho de generación deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 14 h de cada martes, o del día hábil inmediatamente anterior si aquél fuera festivo, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para la semana comprendida entre las 0 h del sábado inmediato y las 24 h del siguiente viernes.

5.4 Comunicación de los programas por el Operador del Sistema. Todos los jueves antes de las 15 h el Operador del Sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación completa, que incluirá al menos los puntos 1, 2 y 3 del apartado 5.1, por el procedimiento que especifique el Operador del Sistema. Si el jueves fuera festivo la programación se adelantará al miércoles anterior o, en su caso, podrá acordarse el día más conveniente.

6. Programación diaria

Trata de adaptar los programas provenientes del horizonte semanal antes descritos, a la situación conocida de los sistemas, tanto en cuanto se refiere a la generación como al estado de la red, el día anterior al primero objeto de esta programación.

En consecuencia, su objeto es la obtención, en el día D, de un programa con un contenido semejante al programa semanal antes descrito y con los mismos requisitos en cuanto a cumplimiento de criterios de calidad y seguridad y minimización de costes variables, que contemple, al menos, el día D+1.

6.1 Plan de cobertura y programa diario. Antes de las 14 h de cada día D, o antes de la hora límite establecida para la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) en el sistema eléctrico peninsular (SEP), en aquellos sistemas conectados eléctricamente con el SEP, el Operador del Sistema elaborará la cobertura de la demanda prevista para, al menos, el día D+1. El programa de cobertura diaria únicamente tendrá en cuenta los tres primeros puntos del apartado 5.1 anterior.

6.2 Método utilizado para la elaboración del programa diario. El despacho económico, los parámetros utilizados, y el proceso de cálculo, seguirán las mismas pautas que en la cobertura semanal (apartado 5.2), para el ámbito temporal del período D+1.

6.3 Información diaria a suministrar al Operador del Sistema.

6.3.1 Generación:

6.3.1.1 Generadores de régimen ordinario. Antes de las 10 h del día D, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el Operador del Sistema, la información siguiente:

Actualización, por variaciones, de la información requerida para la programación semanal (apartado 5.3.1), en el horizonte D+1 a final del siguiente viernes.

6.3.1.2 Generadores de régimen especial. Antes de las 10 h del día D, las empresas de producción pondrán a disposición del Operador del Sistema, en los formatos y medios de comunicación que especifique el Operador del Sistema, la información relativa a la actualización, por variaciones, de la información requerida para la programación semanal (apartado 5.3.2), en el horizonte D+1 a final del siguiente viernes.

6.3.1.2.1 Con participación en el despacho económico o conectados a la red de transporte. Los generadores de régimen especial que participen en el despacho económico de generación o que estén conectados a la red de transporte deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D el programa previsto de producción de energía horaria, con desglose por tipo de generación, entre las 0 h del día D+1 y las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

6.3.1.2.2 Sin participación en el despacho económico. Los representantes de generación de régimen especial que no acude al despacho económico deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D el programa de energía horaria previsto de producción, con desglose por tipo de generación, entre las 0 h del día D+1 y las 24 h del viernes siguiente. Dicha comunicación se efectuará por los medios y en la forma que especifique el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá requerir a aquellos generadores de régimen especial conectados a la red de distribución, con un tamaño significativo, el programa de energía horaria previsto de producción, que le será enviado antes de las 10 h de cada día. En este caso dicho programa no estará incluido en aquél enviado por la empresa distribuidora adquiriente de su energía.

6.3.2 Demanda:

6.3.2.1 Comercializadores. Las empresas comercializadoras deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema, sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central, para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.3.2.2 Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico. Los consumidores que compran su energía directamente en el despacho económico de generación deberán comunicar al Operador del Sistema antes de las 10 h del día D, por los medios y formas que especifique el Operador del Sistema sus demandas horarias estimadas por sistema, en barras de central para el período horario que media entre las 0 h del D+1 y las 24 h del viernes inmediato.

6.4 Comunicación de los programas por el Operador del Sistema. Todos los días antes de las 14 h, o antes de la hora límite establecida para la publicación del Programa Diario Viable Provisional (PDVP) en el sistema eléctrico peninsular (SEP), en aquellos sistemas conectados eléctricamente con el SEP, el Operador del Sistema comunicará a las empresas generadoras y distribuidoras la programación diaria completa, por el procedimiento que especifique el Operador del Sistema.

7. *Altas en el despacho económico*

7.1 Altas de nuevos generadores

7.1.1 Generadores de régimen ordinario. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente generador o grupo generador de régimen ordinario son los siguientes:

- Informar al Operador del Sistema de la autorización correspondiente otorgada por la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma respectiva, así como presentar la correspondiente inscripción provisional en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio competente, tal y como se especifica en el artículo 6 del Real Decreto 1747/2003
- En caso de que el generador se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso impuestos por el Operador del Sistema tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE
- Comunicar al Operador del Sistema los parámetros técnicos y económicos requeridos para el despacho de cobertura, que estén validados y aprobados por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas en la que se establezcan los parámetros técnicos con incidencia en la retribución económica del nuevo grupo generador
- Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el Operador del Sistema.
- Comunicar al Operador del Sistema la información especificada en el Procedimiento de Operación 9 de los SEIE, correspondiente a las unidades de producción en régimen ordinario.
- Cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida y demás normativa aplicable.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

7.1.2 Generadores de régimen especial. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente generador o grupo generador de régimen especial son los siguientes:

Presentar al Operador del Sistema el certificado del Ministerio competente donde conste la inscripción provisional de la instalación en el Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Obtención del certificado del Operador del Sistema de adecuación técnica para la incorporación de las instalaciones de régimen especial en el despacho de generación lo que supone:

- Comunicar al Operador del Sistema la información especificada en el Procedimiento de Operación 9 de los SEIE, correspondiente a las unidades de producción en régimen especial.

- En caso de que el generador se conecte a la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso y conexión impuestos por el Operador del Sistema tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE.

- Cumplir los requisitos establecidos en el Reglamento Unificado de Puntos de Medida y demás normativa aplicable.

- Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW y aquellas instalaciones que establezca la Comunidad Autónoma correspondiente, deberán estar adscritas a un centro de control, que actuará como interlocutor con el Operador del Sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

- Realizar, sin fallo, las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el Operador del Sistema.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal.

7.2 Altas de nuevos compradores. Los requisitos necesarios para la incorporación al despacho económico de un nuevo agente comprador son los siguientes:

- Comercializadores

Informar al Operador del Sistema de los requisitos que se especifican en el artículo 16 del Real Decreto 1747/2003

Cumplir los requisitos técnicos impuestos por el Operador del Sistema para el acceso a la red de transporte si fuese preciso, tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE.

Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecido por el Operador del Sistema, si procede.

- Consumidores que adquieren la energía en el despacho económico

Informar al Operador del Sistema de los requisitos que se especifican en el artículo 17 del Real Decreto 1747/2003

En caso de que el consumidor que adquiere la energía en el despacho económico se conecte en la red de transporte, cumplir los requisitos técnicos de acceso impuestos por el Operador del Sistema, tal y como se especifica en el Procedimiento de Operación 12.1 de los SEIE

Realizar sin fallo las pruebas de comunicación con el sistema de información y de medidas del Operador del Sistema, según las especificaciones de intercambio de información establecidas por el Operador del Sistema, si procede.

Una vez transcurridos tres días hábiles desde el cumplimiento de los condicionantes anteriores, el nuevo participante quedará incorporado al despacho económico en la siguiente programación semanal

P.O.SEIE 2.3: Programación del intercambio de energía por el enlace eléctrico entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular

1. Objeto

Establecer, en el marco de las disposiciones contenidas en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) y el Balear (SEB), y en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional segunda del mismo, la forma de programación del intercambio de energía en dicho enlace eléctrico, para incorporar esta energía en la cobertura de la demanda del SEB.

2. Alcance

En el presente Procedimiento se determina:

- a) La forma de establecer el programa de intercambio de energía en los distintos horizontes de programación.
- b) La metodología para la adquisición de energía en el Mercado Ibérico de producción de energía eléctrica (MIBEL).

3. Ámbito de aplicación

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

Operador del sistema (OS)

Empresas propietarias u operadores de grupos generadores que participen en el despacho económico.

Comercializadores y consumidores directos del SEB, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011. En el marco de lo establecido por dicha disposición transitoria y en tanto no se haya producido la revisión allí prevista, las referencias en el presente P.O. a los sujetos mencionados, habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de último recurso.

4. Cobertura con horizonte anual

El OS elaborará una previsión de cobertura de la demanda anual del sistema, junto con un análisis de seguridad de la misma. Esta previsión de cobertura de horizonte anual contemplará el programa de intercambio de energía por el enlace eléctrico que conecta el SEB con el SEP y que se determinará de la siguiente manera:

- Se establecerá el intercambio de energía máximo admisible en el enlace con el SEP, en condiciones normales y ante una situación de emergencia en el SEB, respetando los criterios de seguridad establecidos.
- Se asignarán precios horarios a la energía del SEP en base a los valores medios horarios, por tipo de día, del precio marginal del Mercado Diario en el último año móvil de que se disponga.
- Se resolverá un despacho económico, que tendrá en cuenta el intercambio de energía máximo admisible en condiciones normales desde el SEP al SEB, con su coste, con el que se obtendrá el programa de intercambio de energía anual por los enlaces con el SEP.

El programa de intercambio anterior formará parte del programa anual de cobertura de la demanda de acuerdo con lo establecido en el P.O. SEIE 2.2.

5. Cobertura y programación semanal

El OS elaborará una previsión de cobertura de la demanda semanal del sistema, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los

procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas pertinentes. Esta previsión de cobertura de horizonte semanal contemplará el programa de intercambio de energía por el enlace eléctrico que conecta el SEB con el SEP y que se determinará como sigue:

- Se establecerá el intercambio de energía máximo horario admisible en el enlace con el SEP, en condiciones normales y ante una situación de emergencia en el SEB, respetando los criterios de seguridad establecidos.
- Se asignarán precios horarios a la energía del SEP en base a los valores horarios del precio marginal del Mercado Diario en una semana similar.
- Se resolverá un despacho económico, que tendrá en cuenta el intercambio de energía máximo admisible en condiciones normales desde el SEP al SEB, con su coste, con el que se obtendrá el programa de intercambio horario de energía semanal por el enlace con el SEP.

El programa de intercambio anterior formará parte del programa semanal de cobertura de la demanda de acuerdo con lo establecido en el P.O. SEIE 2.2.

6. Cobertura y programación diaria

El OS elaborará una previsión de cobertura de la demanda diaria del sistema, cumpliendo los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y teniendo en cuenta además las restricciones técnicas pertinentes.

Para dicha cobertura de horizonte diario, el OS establecerá el intercambio de energía máximo horario admisible en el enlace con el SEP, en condiciones normales y ante una situación de emergencia en el SEB, respetando los criterios de seguridad establecidos.

El OS realizará el despacho económico definido en el P.O. SEIE 2.2. Una vez calculado, para cada hora, el coste variable de cada generador considerando los costes variables reconocidos, quedará determinado el coste de la energía programada, sin considerar enlace alguno con el SEP. Incorporando los valores de intercambio de energía máximos admisibles en condiciones normales desde el SEP al SEB establecidos anteriormente, el OS realizará un nuevo despacho económico y determinará las cantidades y el precio de la energía a transferir por el enlace desde el SEP al SEB, considerando las energías y los costes variables de producción, en orden decreciente, asociados a las unidades del SEB que puedan ser substituidas por energía procedente desde el SEP a través del enlace, para su incorporación en las ofertas de compra a presentar en el MIBEL.

El OS comunicará, con una antelación no inferior a 30 minutos antes del cierre del periodo de presentación de ofertas en el mercado diario, a los comercializadores y los consumidores directos en el sistema eléctrico conectado al SEP y al Operador del Mercado (OMIE) las cantidades y precios de las ofertas de compra de energía que comercializadores y consumidores directos en el sistema eléctrico conectado al SEP deberán presentar en el mercado diario para la programación del intercambio de energía a través del enlace con el SEP.

La cantidad a ofertar por cada comercializador y consumidor directo será proporcional a su cuota de demanda en el SEB. La cuota de demanda se calculará en base a las previsiones de consumo del sistema eléctrico recibidas por el OS para el mes M-2, siendo M el mes en curso. Esta cantidad a ofertar respetará el valor mínimo de energía fijado para participar en el mercado de producción.

Los comercializadores y consumidores directos del SEB deberán presentar las ofertas de compra de energía en el mercado diario, por los volúmenes y precios que le haya indicado el OS. Cada sujeto autorizado del SEB, para la adquisición de energía en el MIBEL, será titular de una Unidad de Programación para la integración en el mercado del programa de energía a través del enlace entre el SEP y el SEB.

El programa horario de energía, resultado del mercado diario, de todas las Unidades de Programación de comercializadores y consumidores directos, representará el programa de intercambio horario de energía a través del enlace del SEB con el SEP.

El OS realizará un nuevo despacho económico, incorporando los programas horarios de intercambio de energía a través del enlace del SEB con el SEP, y los precios marginales horarios resultantes de la casación del mercado diario, modificando, si fuera necesario, el programa horario de las unidades de producción del régimen ordinario en el SEIE.

7. Programación intradiaria

En el caso de que el despacho económico realizado en la programación diaria se viera sensiblemente alterado por causas tales como la comunicación de indisponibilidades de los enlaces con el SEP, y/o la identificación de restricciones técnicas, y/o la comunicación de indisponibilidades de unidades de producción, entre otras, el OS determinará los valores horarios de energía y precio de las ofertas de compra o, en su caso, de recompra de energía a presentar en el mercado intradiario, para la modificación del programa de energía a través del enlace con el SEP resultante del mercado diario, o de la anterior sesión del mercado intradiario. El proceso a realizar será análogo al establecido para la programación diaria, si bien, las ofertas en el mercado intradiario podrán ser precio aceptantes cuando las modificaciones del programa de energía por el enlace estén asociadas a indisponibilidades del enlace y/o a la programación de las condiciones de funcionamiento del enlace (energía mínima, rampas, etc.).

El programa de energía en el enlace SEB – SEP podrá ser ajustado en cada una de las sesiones del mercado intradiario del MIBEL.

Para ello el OS comunicará, con una antelación no inferior a 30 minutos antes del cierre del periodo de presentación de ofertas de la correspondiente sesión del mercado intradiario, a los comercializadores y los consumidores directos en el sistema eléctrico y a OMIE las cantidades y precios de las ofertas que comercializadores y consumidores directos deberán presentar en la correspondiente sesión del mercado intradiario para ajustar el programa de intercambio de energía a través del enlace con el SEP.

Los comercializadores y consumidores directos del SEB, deberán presentar, las ofertas de compra de energía en el mercado intradiario, por los volúmenes y precios que le haya indicado el OS.

La cantidad a ofertar por cada comercializador o consumidor directo será proporcional a su cuota de demanda en el SEB conectado al SEP, calculada en base a las previsiones de consumo del sistema eléctrico recibidas por el OS para el mes M-2 siendo M el mes en curso. Esta cantidad a ofertar respetará el valor mínimo de energía fijado para participar en el mercado de producción.

Los cambios en el programa de intercambio horario de energía por el enlace con el SEP resultantes de la casación de las ofertas presentadas al mercado intradiario y, en su caso, una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas y efectuado el reequilibrio posterior, se incorporarán al programa diario de cobertura de la demanda.

8. Resolución de desajustes en el programa de intercambio de energía por los enlaces eléctricos con el SEP en tiempo real

En caso de ser necesario el reajuste del programa de energía en el enlace SEB – SEP en tiempo real, el OS establecerá las correspondientes modificaciones de programa en tiempo real sobre las unidades de programación de energía a través de cada enlace, según orden decreciente de energía programada y, a igualdad de valor, según orden alfabético.

Asimismo, como establece el P.O. SEIE 3.1, el OS identificará y resolverá los desvíos que puedan existir entre la generación y el consumo programados y los que realmente se produzcan para garantizar la cobertura de la demanda del SEB. En caso de producirse algún desvío entre la energía programada en el enlace con el SEP y el flujo físico, bien

por desvíos generación-consumo, bien por indisponibilidades fortuitas del parque generador, el OS restaurará el flujo físico del enlace a su valor de programa.

9. *Comunicación de información por el operador del sistema*

La comunicación de la programación anual, mensual y diaria se realizará como se establece en el P.O. SEIE 2.2, e incluirá el programa de intercambio de energía máximo admisible en condiciones normales por el enlace desde el SEP al SEB.

El OS publicará el precio final horario de generación [PFG(h)] en el SEB resultante del despacho económico sin considerar el intercambio de energía a través del enlace con el SEP y el mismo precio final horario integrando en el despacho económico el intercambio de energía con el SEP, así como el precio marginal horario de la energía en el mercado diario.

10. *Mecanismo excepcional de resolución*

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos u otra causa justificada, no sea posible establecer la programación del intercambio de energía en el enlace eléctrico existente entre el SEB y el SEP mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de operación que resulten necesarias para garantizar el suministro y su prestación en condiciones de seguridad al menor coste posible. Tales decisiones deberán ser comunicadas a la Administración competente, a los agentes afectados y a la CNE en el plazo de un mes, debiendo hacerse en dicha comunicación referencia expresa tanto a las causas que originaron la situación excepcional, como a las razones y prioridades tenidas en cuenta para la adopción de la concreta decisión.

P.O.SEIE 3.1: Programación de la generación en tiempo real

1. *Objeto*

El objeto de este Procedimiento es establecer el proceso para la resolución de los desvíos en tiempo real entre generación y consumo, así como la resolución de las restricciones técnicas que puedan aparecer en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE).

2. *Ámbito de aplicación*

Este Procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- Operador del Sistema.
- Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- Distribuidores y clientes conectados a la red de transporte.
- Comercializadores.
- Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores.
- Gestores de las redes de distribución.

3. *Resolución de los desvíos generación-consumo*

3.1 Definición del proceso. El Operador del Sistema identificará y resolverá los desvíos que puedan existir entre la generación y el consumo programados y los que realmente se produzcan para garantizar la cobertura de la demanda de cada sistema de cada SEIE.

Los productores deberán comunicar al Operador del Sistema, tan pronto como sea posible, todas las indisponibilidades o modificaciones de programa que se presenten en sus equipos de generación, explicitando su duración prevista. Asimismo, los

comercializadores deberán comunicar al Operador del Sistema, todas las variaciones que prevean en su demanda respecto de la programada para todo el periodo de programación.

El Operador del Sistema efectuará previsiones de la demanda que serán utilizadas para efectuar la programación de la generación y que junto con la información comunicada por los agentes dará lugar a la estimación de los desvíos previstos hasta el final del periodo de programación.

3.2 Desvíos generación-consumo. El Operador del Sistema elaborará diariamente una orden de mérito basada en un despacho económico de generación con todas las unidades de generación disponibles. Este despacho económico será la referencia para la asignación de la generación que sea necesaria para cubrir los desvíos entre la generación y el consumo.

Para la resolución de los desvíos generación-consumo previstos, el Operador del Sistema incrementará o reducirá la generación, bombeos e intercambios con otros sistemas eléctricos, considerando los resultados del despacho económico de la generación que previamente habrá realizado y asignará las modificaciones de programa que correspondan a cada unidad, incorporando estas modificaciones en el programa horario.

La asignación de cargas horaria, en función del valor horario medio de los desvíos, comprenderá todo el periodo horario de programación pendiente de ejecutar.

Las asignaciones realizadas en ningún caso podrán causar una restricción técnica.

Cuando sea preciso resolver un desvío sobrevenido entre generación y consumo, éste se resolverá mediante el incremento o reducción de generación, intercambios con otros sistemas eléctricos y bombeo disponible, resultante de la consideración del despacho económico de la generación previamente realizado, asignando las modificaciones de programa que corresponda a cada unidad, que se incorporarán en el programa horario. Dichas asignaciones podrán ser programadas para periodos inferiores a una hora.

4. *Proceso de solución de restricciones técnicas en tiempo real*

4.1 Definición del proceso. El Operador del Sistema analizará de forma permanente el funcionamiento real y previsto del sistema a lo largo de todo el horizonte de programación e identificará y resolverá las restricciones técnicas existentes en cada momento.

4.2 Restricciones técnicas. Para la resolución de una restricción técnica que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el Operador del Sistema adoptará de entre las soluciones que resuelven la restricción aquella que represente el mínimo sobrecoste, utilizando para ello el resultado del despacho económico de la generación.

5. *Comunicación entre el operador del sistema y los agentes*

Los agentes comunicarán al Operador del Sistema, tan pronto como sea posible, cualquier incidencia que pueda afectar a la programación de la cobertura en particular y a la operación del sistema en general.

El Operador del Sistema comunicará a los productores afectados las asignaciones realizadas para resolver los desvíos de generación y demanda y para resolver las restricciones técnicas quince minutos antes del cambio de hora.

Asimismo, para programaciones que no comprendan periodos horarios completos, el Operador del Sistema transmitirá a los agentes a la mayor brevedad posible las instrucciones que se requieran para la programación de la cobertura y la resolución de restricciones técnicas.

El intercambio de información se realizará mediante un sistema de telecomunicaciones redundante que posibilite el tratamiento informático de la misma.

6. Mecanismo excepcional de resolución

En el caso en que, por razones de urgencia o por indisponibilidad de los sistemas informáticos u otra causa justificada, no sea posible resolver un desvío o una restricción técnica mediante los mecanismos previstos en este procedimiento, el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de operación que resulten necesarias para garantizar el suministro y su prestación en condiciones de seguridad al menor coste posible. Tales decisiones deberán ser comunicadas a la Administración competente, a los agentes afectados y a la CNE en el plazo de un mes, debiendo hacerse en dicha comunicación referencia expresa tanto a las causas que originaron la situación excepcional, como a las razones y prioridades tenidas en cuenta para la adopción de la concreta decisión.

P.O.SEIE 7.1: Servicio complementario de regulación primaria

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es la determinación de las necesidades de regulación primaria en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) y establecer su asignación a los generadores que presten este servicio.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema y a las empresas productoras.

3. Definiciones

La regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido aportado por los generadores acoplados. Tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores acoplados de forma inmediata y autónoma por actuación de sus reguladores de velocidad como respuesta a las variaciones de la frecuencia. Dicha respuesta está caracterizada por el estatismo permanente y debe ser efectiva en menos de 30 segundos.

El estatismo permanente es la relación entre una variación cuasi estacionaria relativa de frecuencia en la red y la variación relativa de potencia del generador provocada por dicha variación de frecuencia.

$$R = - (\Delta f/f_n) / (\Delta P_g/P_n)$$

donde:

R = Estatismo (p.u.).

f = frecuencia de la red.

f_n = frecuencia nominal.

P_g = Potencia generada.

P_n = Potencia nominal del generador.

La reserva primaria a subir es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada y la potencia real generada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo con los estatismos de los grupos.

La reserva primaria a bajar es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada, que puede actuar en menos de 30 segundos de acuerdo con los estatismos de los grupos.

La banda de regulación primaria es el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia.

En el caso del enlace entre el Sistema Eléctrico Peninsular y el Sistema Eléctrico Balear, éste podrá participar en la regulación primaria en la forma que el operador del sistema lo determine, como apoyo a la regulación ofrecida por los generadores.

4. *Requisitos de regulación primaria*

La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador entre el 2 y el 5%. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a + 30 mHz y la banda muerta voluntaria nula.

No obstante, se admiten estatismos hasta el 7% y bandas muertas superiores a + 30 mHz en aquellos generadores que estando en servicio con anterioridad a la aplicación de este procedimiento no tuvieran la capacidad técnica para ser adaptados para cumplir este requerimiento.

5. *Asignación de la reserva de regulación*

La asignación de reserva de regulación primaria por periodo de programación horario para cada sistema de los SEIE se establecerá conforme al procedimiento P.O. 1 de los SEIE.

La banda máxima y mínima de reserva de regulación primaria para cada grupo generador del sistema se determinará en función proporcional a su potencia neta disponible e inversamente proporcional a su estatismo y velocidad de respuesta.

Es conveniente notar que la reserva secundaria participará en la regulación primaria aunque no se contabilice como reserva primaria. Por consiguiente, ante un evento de desequilibrio entre la generación y el consumo, la regulación primaria hará uso de parte de la reserva secundaria.

6. *Obligatoriedad de la prestación del servicio*

Todas las unidades de producción deberán disponer de capacidad de regulación primaria.

En el caso de que técnicamente, una unidad de producción no pueda contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser asignado, previa autorización del Operador del Sistema, a cualquiera de los restantes grupos acoplados de la misma empresa productora, o en su caso, contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo. El contrato, que tendrá carácter reglado, será comunicado al Operador del Sistema, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

7. *Comunicación de datos*

Las empresas de generación deberán declarar las características de los reguladores primarios de los generadores de su propiedad, así como el estatismo de cada grupo antes del 30 de noviembre de cada año.

Las empresas de generación deberán comunicar tan pronto se produzca, cualquier cambio en las características técnicas de los generadores que pudieran afectar a su reserva primaria.

8. *Control del cumplimiento de los requisitos*

Se comprobarán las declaraciones realizadas mediante auditorías e inspecciones técnicas.

Las inspecciones de todos los equipos se realizarán a lo largo de un periodo cíclico de cinco años, seleccionando mediante un sistema aleatorio los equipos que deben ser revisados cada año.

P.O.SEIE 7.2: Servicio complementario de regulación secundaria

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el método de asignación de la reserva de regulación secundaria en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) a las diferentes unidades de producción que participen en la prestación de este servicio complementario, y el control de su ejecución.

2. Ámbito de aplicación

Este procedimiento aplica al Operador del Sistema y a las empresas productoras.

3. Definiciones

La regulación secundaria es el mecanismo que, a través de un regulador maestro de control, gestiona la potencia de los generadores incluidos en dicho mecanismo con el objeto de eliminar los errores de régimen permanente en la frecuencia (no corregidos por la regulación primaria) para devolver el sistema a la frecuencia nominal en menos de 15 minutos después de un evento desequilibrante entre generación y consumo.

Por regulador maestro se puede entender cualquier elemento de control, totalmente automático (AGC) o semiautomático (mediante la intervención de operadores) que garantice el objetivo de control indicado en el párrafo anterior.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas, será el operador del sistema el encargado de implementar un regulador maestro que envíe las señales adecuadas a las empresas propietarias de los grupos de generación y a los enlaces con los sistemas eléctricos para mantener el sistema en equilibrio.

La regulación secundaria es un servicio complementario obligatorio y retribuido.

La reserva secundaria a subir es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, bajo control del regulador maestro, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria y la potencia real generada.

La reserva secundaria a bajar es el volumen total de potencia entre todos los generadores acoplados, bajo control del regulador maestro, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada para atender las necesidades de regulación secundaria.

Es conveniente notar que, de acuerdo a su definición, la reserva secundaria participará en la regulación primaria aunque no se contabilice como reserva primaria. Por consiguiente, ante un evento de desequilibrio entre la generación y el consumo, la regulación primaria hará uso de parte de la reserva secundaria, de manera que, el regulador maestro sólo dispondrá de la reserva no utilizada por la regulación primaria para reponer la frecuencia nominal.

4. Asignación de la reserva de regulación

La asignación de reserva de regulación secundaria por periodo de programación horario para cada sistema en los SEIE se establecerá conforme al procedimiento P.O.1 de los SEIE.

Para cada periodo de programación horario, el Operador del Sistema calculará y asignará a cada unidad de producción, bajo control del regulador maestro, las bandas de regulación secundaria tanto a subir como a bajar conjuntamente con el cálculo del despacho económico de forma que se minimicen los costes de producción, considerando los criterios de seguridad.

5. *Obligatoriedad de la prestación del servicio*

Cada grupo generador de cada sistema deberá disponer al menos de capacidad de regulación secundaria, proporcional a su potencia neta disponible, en base a la reserva de regulación secundaria total del sistema en cada periodo de programación horario.

En el caso de que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser prestado por otros grupos generadores de la misma empresa o contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otra empresa generadora que pueda prestarlo. El contrato, en su caso, que tendrá carácter reglado, será comunicado al Operador del Sistema, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

6. *Comunicación de datos*

Antes del 30 de noviembre de cada año, las empresas de generación deberán declarar los grupos generadores de su propiedad con capacidad de aportar banda de regulación secundaria de forma automática o semiautomática.

7. *Valoración del servicio de regulación secundaria*

La valoración del servicio complementario de regulación secundaria se realizará tanto por la banda de potencia de regulación disponible como por la utilización de la reserva de acuerdo al procedimiento de liquidación de la energía en los SEIE vigente.

8. *Control de la respuesta de la regulación*

El control de la respuesta de la regulación secundaria se realizará a nivel de cada sistema de cada SEIE.

Se considerará que ha existido un incumplimiento de respuesta cuando, transcurridos 15 minutos desde un evento desequilibrante entre la generación y el consumo de magnitud igual o inferior a la reserva prevista, la frecuencia no alcance el margen de funcionamiento normal del sistema indicado en el P.O. 1. de los SEIE.

Los incumplimientos de banda y la falta de calidad de la respuesta repercutirán económicamente a la empresa responsable dejando de percibir la totalidad de la banda asignada de regulación secundaria en los periodos de programación horarios en que se produzca un incumplimiento.

P.O.SEIE 8.2: Criterios de operación

1. *Objeto*

El objeto de este Procedimiento es establecer las actuaciones para la operación de las instalaciones de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema en los diferentes estados que puedan encontrarse los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), así como, establecer los criterios generales para el control de la tensión

2. *Alcance*

En el presente Procedimiento se establecen:

El alcance general de las actuaciones del Operador del Sistema sobre las instalaciones del sistema de producción y transporte.

Las actuaciones requeridas para la operación de las instalaciones de la red bajo la gestión técnica del Operador del Sistema en los diferentes estados en que puede encontrarse el sistema eléctrico en relación con su seguridad.

La operación del sistema en relación con el control de tensión de la red de transporte. Las medidas excepcionales de operación que podrá adoptar el Operador del Sistema, y que deberán ejecutar los agentes afectados para garantizar la cobertura de la demanda cuando el sistema eléctrico se encuentre en situación de alerta o emergencia de cobertura.

3. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación a los siguientes sujetos:

- a) Operador del Sistema.
- b) Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.
- c) Empresas gestoras de las redes de distribución.
- d) Comercializadores.
- e) Clientes directamente conectados a la red de transporte.
- f) Empresas propietarias u operadoras de grupos generadores conectados a la red de transporte o que tengan influencia directa sobre ésta.

4. *Responsabilidades*

El Operador del Sistema es responsable de la emisión de las correspondientes instrucciones de operación a las empresas de transporte, de distribución y de generación, y, en su caso, a los centros de control de régimen especial.

Las empresas de transporte, de distribución, de generación y los generadores en régimen especial son responsables de la adecuada ejecución de las instrucciones emitidas por el Operador del Sistema, para lo que será preciso, en su caso, que las mismas sean transmitidas a los generadores en régimen especial por los centros de control de régimen especial.

5. *Centro de control*

Para posibilitar la emisión de consignas en tiempo real por parte del Operador del Sistema, así como la supervisión y el control de la producción y de las instalaciones de transporte, las instalaciones generadoras mayores de 1 MW o inferiores a 1 MW pero que pertenezcan a una agrupación cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW estarán asociadas a Centros de Control, que actuarán como interlocutores de los Centros de Control del Operador del Sistema, ejecutando las instrucciones recibidas, bien directamente o bien transmitiéndolas a los distintos propietarios que estén integrados en el mismo y velando por su cumplimiento. En el caso de los clientes conectados a la Red de Transporte podrán evitar integrarse en un Centro de Control siempre que la maniobrabilidad de dicha red no se vea comprometida.

Por su condición de interlocutores básicos de la Operación del Sistema en tiempo real, los Centros de Control deberán estar dotados de la infraestructura técnica y los recursos humanos adecuados para garantizar su funcionalidad 24 h/día todos los días del año y disponer de información en tiempo real de las instalaciones bajo su control. Las características técnicas de la conexión con los centros de control serán la establecida en el PO SEIE 9 «Información a intercambiar con el Operador del Sistema». Con el fin de asegurar la correcta emisión de consignas en tiempo real contarán con capacidad de comunicación verbal con los Centros de Control del Operador del Sistema suficiente.

La verificación del cumplimiento de las condiciones anteriormente indicadas será realizada por el Operador del Sistema. Si de dicha verificación se derivara la denegación de la constitución de un Centro de control, el Operador del Sistema informará a la Comisión Nacional de Energía quien resolverá el conflicto técnico planteado.

Los Centros de Control adecuarán su operación a lo establecido en los correspondientes Procedimientos de Operación.

6. Actuaciones del operador del sistema sobre las instalaciones del sistema de producción y transporte

El Operador del Sistema, es responsable de emitir las instrucciones necesarias a las empresas de generación y de transporte para la realización de las maniobras de los elementos del sistema de producción y transporte, incluyendo entre otras:

- La gestión de la topología, adecuándola a las diferentes circunstancias de la operación.
- La gestión de los elementos de control de tensión disponibles, en particular, la generación y absorción de potencia reactiva por las unidades de generación, el uso de reactancias y de baterías de condensadores y de los reguladores de los transformadores.
- La aprobación y supervisión, en su caso, de los planes de trabajo en las instalaciones, ya sea programados o sobrevenidos, en los distintos ámbitos temporales, tanto por motivos de mantenimiento preventivo como correctivo.
- La aprobación y supervisión de los planes necesarios para la puesta en servicio de nuevas instalaciones.

Las instrucciones emitidas a los diferentes agentes deberán quedar debidamente registradas en equipos previstos a tal efecto.

7. Operación de los sistemas

Operación en estado normal.

En esta situación, la operación de cada Sistema debe estar dirigida a mantenerlo en un punto de funcionamiento que garantice:

- El mantenimiento de la frecuencia dentro de la banda establecida.
- Los márgenes de seguridad, mediante la aplicación de los planes de control de tensión y la adopción de las medidas preventivas pertinentes derivadas de los análisis de seguridad realizados.

Si un agente considera necesario realizar una determinada maniobra, deberá proponerla previamente al Operador del Sistema quien, una vez analizada, dará su conformidad si fuera procedente.

Si la iniciativa para realizar la maniobra procede del Operador del Sistema, 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 el agente que opera dicha instalación advirtiera algún inconveniente para la maniobra deberá comunicarlo de inmediato.

Toda maniobra que deba ser realizada en el sistema deberá contar con la conformidad previa del Operador del Sistema, excepto aquéllas cuya necesidad se derive de la existencia de riesgo inminente para la seguridad de las personas o las instalaciones. En este caso la empresa que haya realizado la maniobra deberá informar al Operador del Sistema posteriormente en el plazo más breve posible.

Operación en estado de alerta.

En esta situación todas las actuaciones que se lleven a cabo en la red estarán encaminadas a devolver el sistema a su estado normal o a mitigar las consecuencias que pudieran derivarse de una evolución desfavorable del estado del sistema. Para ello el Operador del Sistema determinará las acciones más adecuadas sobre la topología de la red y el estado de la generación, y ordenará a los agentes 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 determinadas contingencias.
- Determinación y análisis de las posibles acciones correctoras y preventivas.

- Aplicación de las acciones correctoras o preventivas requeridas.

Evaluación de los riesgos potenciales.

Una vez determinadas las contingencias que provocarían las violaciones de los límites establecidos por 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, variación inadmisibles de la frecuencia, pérdida de estabilidad que pueda conducir a la pérdida de una gran parte del sistema, etc.)
- Un incidente de gran amplitud, 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.

Determinación y análisis de las posibles acciones correctoras y preventivas

En todos aquellos casos en los que determinadas contingencias pudieran ocasionar un incidente generalizado o de gran amplitud, se deberá elaborar un plan de salvaguarda para reducir tanto como sea posible las consecuencias que se deriven de las contingencias indicadas.

En estos planes de salvaguarda se contemplarán, para cada una de las contingencias que planteen problemas graves para la seguridad del sistema en cuestión, las acciones preventivas y/o correctoras de operación que deberían aplicarse llegado el caso con el fin de garantizar la seguridad del sistema (redespacho de generación, reposición de emergencia de elementos en descargo, modificación, en su caso, de los programas de intercambio interinsular, aplicación de interrumpibilidad, deslastre de carga, etc.).

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 será necesario adoptar medidas preventivas. Estas medidas podrían ser el acoplamiento de nuevas unidades de producción no incluidas en el programa de producción. Cuando sean posibles varias soluciones, se elegirá aquella que introduzca un menor sobrecoste.

Aplicación de las acciones correctoras y preventivas.

Cuando sea preciso adoptar medidas correctoras o preventivas, éstas deberán aplicarse lo antes posible, en particular si concurren circunstancias especiales que incrementen la probabilidad de ocurrencia de otras contingencias.

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

Cuando la acción correctora proceda de la actuación de los automatismos instalados en la red, los agentes implicados, a la mayor brevedad posible, informarán al Operador del Sistema tanto del alcance como del funcionamiento de los equipos automáticos.

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

Operación en estado de emergencia.

Durante la operación, en el caso de que el sistema pasara a estado de emergencia, el Operador del Sistema atenderá prioritariamente al restablecimiento urgente de la seguridad hasta devolver el sistema a su estado normal.

En esta situación, el Operador del Sistema tomará las medidas que estime necesarias, coordinando las actuaciones sobre el sistema de producción y transporte, para conseguir de la forma más rápida posible que las variables de control de la seguridad del sistema eléctrico vuelvan a éste a su estado normal.

Las pautas de actuación serán completamente análogas a las indicadas en el apartado 7.3, sobre las que el hecho diferenciador esencial será dar prioridad a las medidas que se muestren más eficaces considerando que la rapidez de su implantación es esencial cuando las violaciones existentes de los criterios de seguridad sean graves.

Asimismo, en el caso de producirse alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local, motivada por un incidente en el sistema de producción y transporte, el Operador del Sistema deberá coordinar con los despachos de los agentes afectados, la reposición del servicio.

Operación en estado de reposición.

El proceso de reposición será coordinado y dirigido en todo momento por el Operador del Sistema.

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

El Operador del Sistema 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 Comisión Nacional de Energía y a los agentes del sistema.

En estado de reposición el Operador del Sistema, con el concurso de las empresas transportistas, de los productores y de los gestores de distribución, dispondrá las actuaciones sobre los elementos de la red en la forma siguiente:

- Activará los Planes de Reposición del Servicio (PRS) correspondientes, cuando éstos sean de aplicación por las características y/o extensión del incidente, pudiendo complementarlos o modificarlos cuando las circunstancias así lo aconsejen.

- Si no existe un PRS aplicable a la situación que se presenta, el Operador del Sistema dirigirá la reposición dando las instrucciones necesarias a los distintos transportistas y, en su caso a los productores y a los gestores de distribución, basando sus decisiones en la información suministrada por los agentes, en su propia experiencia y en las herramientas y ayudas de que disponga. El Operador del Sistema comunicará a la Administración competente en el plazo de un mes las decisiones adoptadas.

- Se adoptarán las medidas precisas para asegurar de forma prioritaria la alimentación de los servicios auxiliares de las centrales

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

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

Si un centro de control hubiera quedado inhabilitado para operar, será su centro de control de respaldo, si existe, quien asuma temporalmente las funciones de aquél, informando de esta eventualidad al Operador del Sistema. Cada centro de control deberá establecer los procedimientos operativos para la correcta operación de su centro de control de respaldo.

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

8. *Control de las tensiones en el sistema*

Los criterios de operación para el control de las tensiones de los nudos pertenecientes a la red de transporte serán los establecidos en el procedimiento P.O.1 y en el Plan de Control de Tensión.

El SOO Operador del Sistema supervisará en tiempo real que la tensión en los nudos de la red de transporte se ajuste a las consignas de tensión y factores de potencia resultantes del Plan de Control de Tensión. Asimismo, deberá garantizar que se cumplen los criterios de seguridad y funcionamiento para la operación del sistema eléctrico exigibles, de acuerdo con lo establecido en el procedimiento P.O.1.

Para ello, el Operador del Sistema, impartirá a los proveedores del servicio las instrucciones necesarias para la operación de los medios de control de tensión de su propiedad, a saber:

- Maniobra de los elementos de compensación de reactiva conectados en la red de transporte
- Cambio de las tomas de regulación de los transformadores.
- Modificación de las consignas de tensión de los grupos.

Las empresas propietarias de elementos de control de tensión, deberán informar al Operador del Sistema, a la mayor brevedad posible, de cualquier circunstancia que pueda afectar a la disponibilidad y utilización de los elementos de control de tensión de su propiedad.

9. *Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia*

En este procedimiento se indican las medidas de operación que se podrán adoptar, independientemente de que su ejecución pueda derivarse de la aplicación de éste o de otros procedimientos de operación en vigor, según sea la situación de alerta o emergencia de cobertura que se presentase.

Por su propia naturaleza algunas de las medidas se aplicarán simultáneamente y otras de forma secuencial considerando el orden en el que se enumeran en este procedimiento de operación que, en todo caso, se considerará orientativo, debiendo ser el Operador del Sistema quien determine la secuencia temporal de su aplicación en función de las condiciones de operación efectivamente existentes. Adicionalmente, cuando sea de aplicación para las medidas a adoptar, el Operador del Sistema realizará la implementación de las medidas de operación con tanta antelación como sea posible, dentro del proceso de programación diaria de la generación, si esto fuera factible o, en su caso, en tiempo real.

Con esa finalidad, el Operador del Sistema informará a los sujetos afectados por la aplicación de este procedimiento, así como a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones Públicas de la existencia de un escenario de operación en el que se prevea como probable la aplicación de las medidas de operación contempladas en el mismo. El preaviso con el que se informará podrá llegar a ser de siete días, si las circunstancias lo permiten. En su caso, dichas medidas se ratificarán el día previo al de su implantación y se confirmarán en tiempo real, cuando sea procedente.

Situación de alerta de cobertura a corto plazo

- 1.º Reponer los descargos en las redes de transporte y de distribución para los que exista esa posibilidad, siempre que ello contribuya a incrementar la seguridad del sistema.
- 2.º Establecer las limitaciones precisas a la producción de los grupos generadores y/o al bombeo basadas en la garantía de suministro a corto plazo.

Las limitaciones anteriores serán complementarias de las limitaciones que sobre dichas unidades se hayan de establecer por razones de seguridad a corto plazo, en aplicación de otros procedimientos de operación vigentes.

3.º Modular la producción hidráulica (en su caso) para obtener la máxima capacidad de producción en las horas punta.

Cuando exista bajo nivel en las reservas hidráulicas será preciso programar turbinación en determinados embalses de forma que se garantice la existencia de la cota precisa en otros dependientes de aquellos para que sea posible producir la máxima potencia hidráulica en las horas de mayor demanda.

4.º Dar instrucciones a través de los medios establecidos para que requieran a los generadores en régimen especial para realizar la entrega de su potencia máxima disponible y el acoplamiento de todos los medios de compensación de reactiva.

5.º Aplicar el servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad a nivel total o zonal, según se requiera, a los proveedores de este servicio.

Situación de emergencia de cobertura.

1.º Adoptar las medidas precisas para obtener la máxima operatividad posible en las subestaciones críticas identificadas previamente por el Operador del Sistema y posibilitar el arranque autónomo de las centrales contempladas en los Planes de Reposición del Servicio. Las medidas indicadas podrán contemplar el incremento de la disponibilidad o movilidad del personal de operación así como cualquier otra acción que se estime necesaria.

2.º Deslastre de carga manual selectivo. En los términos y condiciones establecidos en el procedimiento P.O.1.

Especialmente en el caso de aquellas medidas de operación para las que exista alguna limitación normativa que limite su aplicación, como es el caso de la aplicación de interrumpibilidad, el orden indicado deberá considerarse como orientativo.

10. *Control de la frecuencia del sistema*

El Operador del Sistema supervisará en todo momento los valores de la frecuencia, comprobando que se mantengan en los márgenes establecidos, para ello, se atenderá a lo indicado en el procedimiento P.O. 1. y en los procedimientos P.O. 7.1, P.O.7.2 y P.O. 7.3 que desarrollan los criterios para la determinación de las reservas de regulación necesarias en el sistema, para conseguir el adecuado equilibrio generación-demanda.

11. *Mecanismo excepcional de resolución*

Con objeto de afrontar situaciones no previstas en este procedimiento o por cualesquiera otras razones debidamente justificadas, el Operador del Sistema bajo su mejor criterio podrá adoptar las decisiones que resulten necesarias para garantizar el suministro y su prestación en condiciones de seguridad al menor coste posible. Tales decisiones deberán ser comunicadas a la Administración competente, a los agentes afectados y a la CNE en el plazo de un mes, debiendo hacerse en dicha comunicación referencia expresa tanto a las causas que originaron la situación excepcional, como a las razones y prioridades tenidas en cuenta para la adopción de la concreta decisión.

P.O.SEIE 9: Información a intercambiar con el operador del sistema

1. *Objeto*

El objeto de este Procedimiento es definir la información que debe intercambiar el OS con el objeto de realizar las funciones que tiene encomendadas, así como la forma y los plazos en los que debe comunicarla o publicarla.

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

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 el OS y los distintos sujetos de los SEIE, 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).

Además de la información incluida en el presente Procedimiento, deberán también tenerse en cuenta las necesidades de información recogidas en el resto de Procedimientos de Operación, en los que se describen más detalladamente los procesos necesarios para realizar las funciones que el OS tiene encomendadas.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento alcanza a los siguientes sujetos del sistema eléctrico:

Operador del Sistema (OS).

Productores.

Gestores de las redes de distribución.

Transportista único y distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte.

Comercializadores.

Consumidores conectados a la red de transporte.

Consumidores cualificados que adquieren su energía directamente en el despacho económico.

3. *Procesos de gestión de información en los que interviene el Operador del Sistema*

Los procesos de intercambio de información en los que interviene el OS se agrupan de la siguiente forma:

- a) Datos Estructurales del Sistema Eléctrico.
- b) Sistema de Operación y Sistema de Liquidación de los Sistemas Extrapeninsulares.
- c) Concentrador 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 los SEIE.
- h) Liquidación bajo responsabilidad del Operador del Sistema.

En lo que se refiere a los epígrafes b), c), d), e) y f), los sujetos del Sistema serán responsables de depositar en los sistemas de información del OS la información recogida en el presente Procedimiento, así como de proveer los mecanismos de comunicación necesarios y hacerse cargo de sus costes.

Los sujetos garantizarán que:

- a) La información suministrada es la correcta.
- b) La información está disponible para el OS con el mínimo retraso de tiempo posible y con el estampado de tiempos adecuado.
- c) Los sistemas de comunicaciones son redundantes, fiables y seguros.

d) La transmisión de información se ajusta a las características de protocolos de comunicación y frecuencia de envío de información definidas por el OS.

4. Datos estructurales del sistema eléctrico

Son los datos de las instalaciones de la red de transporte y la red observable, así como de los grupos generadores, consumidores y elementos de control, que el OS precisa para ejecutar sus funciones facilitando los análisis de seguridad y estudios de funcionamiento de los SEIE.

4.1 Responsabilidades. El OS es responsable de recopilar, mantener y actualizar los datos estructurales de los SEIE. La información se estructura y organiza en la Base de Datos Estructurales del Sistema Eléctrico (BDE).

Los productores, incluidos los de régimen especial, y consumidores conectados a la red de transporte el transportista único, los distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte) y los gestores de las redes de distribución, vendrán obligados a suministrar al OS la información necesaria de los elementos de su propiedad o a los que representen para mantener 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 los SEIE gestionados por el OS. 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 de los SEIE.

El contenido de la BDE responde a la siguiente estructura:

a) Sistema de Producción.

Grupos hidráulicos.
Embalses.
Unidades térmicas de régimen ordinario.
Unidades de producción en régimen especial.

b) Red de Transporte.

Subestaciones.
Parques.
Líneas y cables.
Transformadores.
Elementos de control de potencia activa o reactiva.

c) Instalaciones de Consumo conectadas a la Red de Transporte.

d) Red Observable.

Subestaciones.
Parques.
Líneas y cables.
Transformadores.
Elementos de control de potencia reactiva.

En el Anexo I del presente procedimiento se incluye una relación detallada de los diferentes campos en que se estructura la BDE.

4.3 Proceso de carga. 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 de que disponga acerca de cada elemento y las pondrá a disposición del sujeto propietario o representante 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 aparezcan vacíos.

Una vez cumplimentadas y validadas las fichas por parte de cada sujeto, éste comunicará al OS 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 al OS las modificaciones necesarias a incorporar.

El OS pondrá periódicamente a disposición de cada sujeto los datos de los elementos de su propiedad o de aquellos a quienes 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 al OS las modificaciones necesarias a introducir.

4.5 Confidencialidad de la información. La información contenida en la BDE tendrá carácter confidencial para todos los sujetos excepto para:

La Comisión Nacional de Energía (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.

Aquellos terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando, en todo caso, el volumen de información transmitida y contando siempre con la autorización de los titulares de la información generada y la firma de un acuerdo de confidencialidad entre el receptor de la información y el OS.

Todos los Sujetos que podrán disponer de los datos relativos a las instalaciones en servicio de la red de transporte.

5. Sistema de operación y liquidación de los sistemas extrapeninsulares

Los datos que, en el cumplimiento de sus funciones, el OS debe manejar para realizar los procesos que tiene encomendados, para la definición de cada una de las programaciones horarias y la asignación de los servicios complementarios a los distintos agentes, serán gestionados por el Sistema de Información de la Operación de los Sistemas Extrapeninsulares.

El sistema realizará los procesos de programación y despacho de generación, y el registro y archivo de datos y resultados necesarios para el proceso de liquidación.

El sistema deberá garantizar en la ejecución de los procesos e intercambio de información indicados en el párrafo anterior la confidencialidad en el tratamiento de la información de su responsabilidad, teniendo en cuenta la propiedad correspondiente a cada Agente.

La información gestionada y almacenada por los Sistemas de Información del Operador del Sistema será asimismo utilizada con posterioridad en los procesos liquidatorios que son responsabilidad del OS.

5.1 Bases de datos del sistema. El OS mantendrá en las bases de datos del Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Extrapeninsulares toda la información necesaria para la correcta gestión de los procesos de su responsabilidad.

5.2 Acceso al sistema. El acceso al Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Extrapeninsulares por parte de los agentes, 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 5.7.

5.3 Medios de intercambio de información. La comunicación entre el OS y los Sujetos, 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 sean más adecuadas.

La adopción de nuevos medios electrónicos de intercambio de información, así como la suspensión 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.

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

5.4 Comunicaciones. Para la realización de los intercambios de información, el OS 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 Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Extrapeninsulares será responsabilidad y correrá a cargo de los usuarios. El OS indicará en cada caso las normas y procedimientos aplicables a los equipos a instalar en sus instalaciones.

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

El servicio privado estará reservado únicamente a los sujetos del sistema eléctrico.

Las direcciones electrónicas de los servicios de acceso privado y público serán facilitadas por el Operador del Sistema.

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 un certificado personal otorgada por el OS de acuerdo a la normativa en vigor. Para la utilización del servicio de acceso público no será necesario ningún tipo de certificado.

5.5.1 Seguridad del servicio de acceso privado.–El OS podrá establecer un sistema de seguridad del servicio de acceso privado basado en la utilización de los siguientes elementos:

a) Canal de comunicación cifrado para asegurar la privacidad de la información intercambiada.

b) Uso de certificados digitales para la autenticación al realizar las conexiones con el Sistema de Operación y Liquidación de los Sistemas Extrapeninsulares, la firma de los documentos electrónicos que constituyen los intercambios de información y garantizar el no repudio de dichos documentos.

c) Uso de tarjetas inteligentes. Con el mismo propósito que los certificados del apartado b) anterior, los sujetos del sistema podrán poseer una o varias tarjetas inteligentes, donde se almacenara su certificado digital, así como sus datos de identificación y un código para evitar su utilización indebida en caso de robo o extravío. Los depositarios de estas tarjetas serán los responsables de la gestión de este código, pudiendo modificarlo cuando lo crean conveniente. Así mismo, en caso de robo o extravío deberán comunicar este hecho lo antes posible al OS, para que este proceda a dar de baja los certificados asociados.

Los certificados digitales serán emitidos por el OS actuando como Autoridad Certificadora. Los usuarios reconocen al OS como Autoridad Certificadora de confianza por el mero hecho de la utilización del certificado digital o tarjeta inteligente.

Los certificados digitales se emitirán con fecha de caducidad. Será responsabilidad del usuario del certificado controlar dicha fecha de caducidad y solicitar en su caso, la renovación del certificado con una antelación no inferior a 5 días laborables respecto a la fecha de caducidad.

Asimismo, será responsabilidad del SM solicitar la anulación de los certificados cuando lo consideren conveniente (por ejemplo, cese de actividad de usuarios responsables de los certificados)

5.6 Criterios de publicidad de la información. La programación de la generación se realiza mediante un proceso de despacho económico de los grupos, por lo que los datos referentes al resultado de dicha programación no son confidenciales y se consideran públicos para todos los agentes.

Los criterios de publicidad de la información gestionada por el OS son los siguientes:

- El OS hará público el resultado de los procesos de operación técnica de su responsabilidad, así como las curvas de demanda y programas de generación correspondientes.
- En todo caso el OS, garantizará el secreto de la información de carácter confidencial puesta a su disposición por los agentes.

5.7 Información pública. Es la información que el OS hace pública sobre los procesos de operación de los sistemas eléctricos.

Ésta depende del periodo al que afecta y del momento en que se hace pública.

5.7.1 En tiempo real. La información que el OS publicará después de cada proceso de reprogramación se referirá al nuevo programa de generación horaria, incluyendo la reasignación de reserva y la resolución de restricciones y desequilibrios generación-demanda, según se necesite y para el sistema que lo requiera.

Todos estos procesos están regulados y desarrollados en los Procedimientos de Operación de los SEIE. La información y el momento de comunicación sobre cada uno de ellos están establecidos en los correspondientes Procedimientos de Operación.

5.7.2 Diariamente. Con periodicidad diaria se publicará la siguiente información:

Al realizar despacho de generación diario, la información sobre el día siguiente correspondiente a:

- Previsión de la demanda de cada SEIE.
- Programa horario de generación para cada SEIE, incluyendo las reservas asignadas.
- Cierre diario del programa final de generación.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas se publicará:

- La capacidad programable en los enlaces existentes
- Programa en los enlaces existentes
- Valor del precio final horario de generación, distinguiendo entre el precio marginal horario de la energía en el mercado diario, el resultante del despacho económico antes de integrar el intercambio y el correspondiente al despacho económico con el programa de intercambio de energía a través de los enlaces

5.7.3 Semanalmente. Con periodicidad semanal se elabora la cobertura de la demanda prevista para la semana siguiente y se publicará la siguiente información:

- Previsión de la demanda de cada SEIE.
- Programa horario de generación para cada SEIE.
- Programa de reserva de potencia de regulación primaria y secundaria.
- Programa del servicio de regulación terciaria.
- Orden de arranque de grupos para sustitución en caso de avería o indisponibilidad.

En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas se publicará:

- La capacidad programable en los enlaces existentes.
- Programa por los enlaces existentes.

5.8 Gestión de Información Estructural. Para el correcto funcionamiento de los servicios y procesos gestionados por el OS es necesario conocer y mantener información relativa a los sujetos del sistema, Unidades de Programación (UP), y Físicas (UF), así como una serie de datos adicionales y parámetros técnicos necesarios para la programación de la operación del sistema. Toda esta información se recoge bajo el nombre de Datos Estructurales.

Los sujetos deberán comunicar al OS la información necesaria para realizar la función de programación de la generación.

La información a proporcionar es la siguiente:

- Disponibilidad horaria de los grupos (indisponibilidades, mantenimiento, limitaciones).
- Capacidad de reserva de potencia rodante.
- Previsión de demanda de distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados que adquieren su energía directamente en el despacho de generación.
- Previsiones de generación de los generadores en régimen especial.

Además los sujetos deberán comunicar al OS la siguiente información conforme a la normativa vigente:

- Potencia neta y mínimo técnico.
- Rampas de subida y bajada.
- Costes de arranque en frío, arranque en caliente y reserva caliente.
- Curva de eficiencia del grupo para el despacho económico.

El coste de cada uno de los combustibles utilizados en los SEIE será el establecido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Asimismo los agentes deberán proporcionar adicionalmente la información que se requiera en los distintos Procedimientos de Operación.

5.9 Solicitud de modificación de información estructural. La modificación de la información estructural será solicitada mediante el envío al OS del correspondiente formulario disponible en la página Web debidamente cumplimentado y acompañado del soporte documental justificativo del cambio.

Una vez revisada la modificación solicitada por el sujeto del sistema, el OS comunicará al sujeto del sistema la fecha para la cual se realizará el cambio solicitado, o bien, en su caso, el motivo de la no realización del mismo.

6. *Concentrador de medidas eléctricas del SEIE*

El Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE que corresponda es el sistema con que gestiona el OS la información de medidas en cada SEIE de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.1 Contenido de la base de datos del Concentrador de Medidas Eléctricas. La base de datos del Concentrador de Medidas del SEIE recoge los datos necesarios para la gestión del sistema de medidas y será al menos la siguiente:

a) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras en las que el OS es el encargado de la lectura:

- Puntos de Medida.
- Puntos frontera.
- Relaciones de puntos de medida con los puntos frontera.
- Contadores.
- Registradores.
- Transformadores de medida.

b) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras en las que el OS es el encargado de la lectura:

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 Programación.

c) La información estructural residente en el Concentrador de Medidas del SEIE para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

Códigos Universales Punto de Suministro tipos 1 y 2 (CUPS).

Agregaciones de puntos de medida de clientes tipos 3, 4 y 5.

Codificación de instalaciones y agregaciones de régimen especial tipos 3 y 5.

d) La información de medidas residente en el Concentrador de Medidas para fronteras de las que el OS no es el encargado de la lectura.

Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.

Datos horarios de las medidas agregadas de clientes tipos 3, 4 y 5.

Datos horarios de las medidas agregadas de régimen especial tipos 3 y 5.

e) Adicionalmente dispondrá de otra información que incluirá al menos:

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

Acumulados entre actividades.

6.2 Acceso a la información del Concentrador de Medidas del SEIE. El OS gestiona el acceso a la información de medidas residente en el Concentrador de Medidas del SEIE de acuerdo a lo indicado a continuación:

6.3 Información de libre acceso. El OS publica diversos informes de carácter general a partir de los datos de energía e inventarios disponibles en el Concentrador de Medidas del SEIE.

Dicha información estará disponible en la dirección de Internet del OS (<http://www.ree.es>).

6.4 Información para los participantes del sistema de medidas. La información contenida en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE es de carácter restringido, de forma que únicamente cada participante del sistema de medidas podrá acceder a los datos de los puntos frontera, CUPS y/o agregaciones de los que es partícipe.

Cada participante del sistema de medidas podrá consultar al menos la siguiente información residente en el Concentrador de Medidas Eléctricas del SEIE:

- Medidas horarias de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Medidas horarias de los puntos frontera de los que el OS es encargada de la lectura.
- Configuración de cálculo de los puntos frontera de los que el OS es encargado de la lectura.
- Inventario de los puntos de medida de los que el OS es encargado de la lectura.
- Medidas horarias en CUPS tipos 1 y 2.
- Medidas horarias de las agregaciones tipos 3, 4 y 5.

En la dirección de Internet del OS se indican los requisitos y procedimientos a seguir para la utilización de dicho acceso seguro al Concentrador Principal de Medidas Eléctricas.

Adicionalmente el OS publicará e intercambiará información de medidas con los concentradores secundarios de acuerdo al protocolo definido en el Procedimiento de Operación P.O. 10.4 y usuarios del Concentrador Principal. El contenido y formato de los distintos datos de medidas intercambiados por los participantes del sistema de medidas serán recogidos en la última versión del documento 'Ficheros para el Intercambio de

Medidas'. La redacción de este documento es responsabilidad del OS y estará disponible en su página web.

6.5 Gestión de la información. El concentrador de medidas recibe y gestiona la información intercambiada entre los puntos frontera de acuerdo con los requisitos establecidos en la normativa legal vigente.

6.6 Alta de puntos frontera, CUPS, agregaciones y resto de datos estructurales. El alta, baja y/o modificación de fronteras, CUPS y agregaciones junto con el resto de datos estructurales se realizará de acuerdo a la legislación vigente y atendiendo a la versión vigente del documento de «Ficheros para el intercambio de información de medidas para los SEIE en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares» e «Información para titulares de instalaciones de régimen especial» publicados en la página web del OS. El OS facilitará periódicamente a la Comisión Nacional de Energía la relación existente entre Unidades Físicas, unidades de generación y códigos CIL.

6.7 Recepción de medidas del Concentrador de Medidas del SEIE. El envío de datos de medidas al Concentrador de Medidas del SEIE se realizará de acuerdo a los medios, protocolos y plazos establecidos en la legislación vigente.

6.8 Otras consideraciones sobre la información de medidas. La información sobre medidas eléctricas estará disponible en el concentrador de medidas durante un periodo mínimo de seis años naturales, contados a partir del 1 de enero 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. Sistema de Control de la Operación en tiempo real (SCO)

El OS 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 P.O. 8.1 de los SEIE por el que se definen las redes operadas y observadas por el OS– que le sea precisa para operar en los SEIE. Para ello el OS dispondrá de la correspondiente Base de Datos del Sistema de Control de la Operación (BDCO).

7.1 Centro de control de instalaciones de producción. La información en tiempo real relativa a las instalaciones de producción de potencia instalada superior a 1 MW (o de aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a ésta y que formen parte de una agrupación cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW) deberá ser captada por medios propios y facilitada al OS a través de las conexiones con los centros de control de generación. Estos centros de control de generación podrán ser propios o de terceros que representen al titular de la instalación en esta función. La información en tiempo real que se debe facilitar al OS se especifica en el Anexo II.

Este centro de control de generación será el responsable del envío al OS 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 el OS 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 el despacho económico.

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 se indica a continuación y con las especificaciones técnicas que se reflejan a continuación:

7.2.1 Requerimientos Técnicos. El intercambio en tiempo real con REE se realizará mediante el protocolo estándar de comunicaciones denominado ICCP-TASE2, por medio de los bloques de intercambio de información definidos como 1 y 2.

Para llevar a cabo dicho intercambio de información, el Centro de Control que se comunique con el OS, establecerá con cada uno de los Centros de Control de REE en el SEIE correspondiente (Principal y Respaldo) dos líneas de comunicación del tipo punto a punto, redundantes entre si y dedicadas exclusivamente al intercambio de esta

información. Las características técnicas de estas 4 líneas, serán idénticas, y deberán de estar securizadas y aisladas totalmente de internet. REE facilitará previamente al establecimiento del enlace información técnica adicional desarrollando lo indicado anteriormente.

Un centro de control no podrá compartir ni su sistema de control ni las comunicaciones con el OS ni el personal que constituya el turno cerrado de operación con otro centro de control. El turno de operación estará físicamente en la dirección postal comunicada el centro de control al OS.

La periodicidad de la información a intercambiar para los datos de regulación secundaria será igual o inferior al ciclo de regulación. En cuanto a las medidas de frecuencia, el OS deberá recibir al menos una medida con precisión de mHz por cada sistema aislado de los SEIE con una periodicidad de 1 segundo. El resto de la información en tiempo real será intercambiada con una periodicidad a determinar por el OS con cada agente, y en ningún caso superará los 12 segundos.

El OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante, podrá enviar a los agentes aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible 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) y se cuente con la autorización del titular de la información generada.

7.2.2 Información necesaria. Se requerirá información de las instalaciones que se enumeran a continuación:

- Red de Transporte.
- Red Observable.
- Instalaciones de Generación.
- Nivel de llenado de los embalses en las centrales de bombeo.

7.2.3 Definición y criterios generales de captación normalizada de señales y medidas. En este procedimiento, se entiende por posición el conjunto de los elementos asociados a línea, transformador, reactancia, 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 funcionamiento. Se incluyen aquí los estados topológicos de la red (estados abierto/cerrado de interruptores y seccionadores).

2. Alarmas. Incluye señalizaciones de acciones de dispositivos o eventos, que por la naturaleza de la captación son pulsos de muy corta duración. Esto incluye, aunque no exclusivamente, actuaciones de protecciones que provocan apertura de interruptores.

3. Anomalías. Incluye señalizaciones asociadas a posiciones o estados de funcionamiento normal/anormal de equipos o elementos. Cada anomalía vendrá indicada por un estado cerrado independientemente de cual sea el estado físico del dispositivo de captación.

4. 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.

7.2.4 Criterios de validación de calidad de telemidas recibidas en tiempo real de potencia activa de generación. La información a enviar al OS deberá tener una calidad mínima para establecer el cumplimiento de los requisitos establecidos en el punto 7.1 del presente procedimiento.

De forma general, la determinación de la validez de las telemidas de tiempo real recibidas en los centros de control del Operador del Sistema se realizará mensualmente determinando su error con respecto al acumulado mensual de las energías horarias liquidables registradas en los equipos de medida que cumplen lo dispuesto en el reglamento unificado del puntos de medida del sistema eléctrico, en adelante equipos de medida horaria

Se define para una instalación/agrupación:

- Telemida horaria integrada para la hora h (THI_h): es la integral horaria de las telemidas de potencia activa recibidas en tiempo real por el OS durante la hora h, y representa, por tanto, la energía producida⁽¹⁾ por la instalación/agrupación en la hora h calculada a partir de las telemidas en tiempo real.

- Energía horaria registrada para la hora h (EHR_h): es la energía horaria registrada por los equipos de medida horaria calculada como la diferencia entre la «energía exportada» AS y la «energía importada» AE.

- Horas totales (H): conjunto total de las horas mensuales del mes m.

- Horas registradas (I): subconjunto de las horas mensuales del mes m en las que se dispone para la instalación/agrupación de medida de energía horaria liquidable registrada.

El OS considerará que la calidad de las telemidas del mes m para un determinada instalación/agrupación es válida si y sólo si se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

$$\left| \frac{\sum_{\forall t \in I} EHR_t - \sum_{\forall t \in I} THI_t}{\sum_{\forall t \in I} EHR_t} * 100 \right| \leq 10$$

$$\frac{I}{H} * 100 \geq 10$$

Adicionalmente el OS podrá realizar las verificaciones que estime convenientes y estén a su alcance para asegurar que las telemidas enviadas corresponden con el perfil de las producciones realmente realizadas. En el caso de identificar, a criterio del OS, una manipulación fraudulenta de las telemidas enviadas se pondrá en conocimiento de la CNE para los efectos oportunos.

8. Otras informaciones que los sujetos deben enviar al operador del sistema

El OS será el responsable de recopilar toda aquella otra información relativa a la operación de los SEIE descrita en este apartado.

(1) La integral horaria de las telemidas se realiza con su signo correspondiente, de forma que un valor final positivo indica energía producida, mientras que si es negativo, representaría un consumo de energía activa por parte de la instalación/agrupación.

Es responsabilidad de los productores, del transportista único y de los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte y de los gestores de las redes de distribución facilitar al OS la información que éste le requiera para el ejercicio de sus funciones. Será obligatorio el envío al OS, por parte de distribuidores (incluidos los que excepcionalmente sean titulares de instalaciones de transporte) y del transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de régimen especial conectadas a sus redes.

Asimismo, los gestores de distribución recabarán de los generadores en régimen especial de su ámbito, la información necesaria para la operación y la enviarán al OS con la periodicidad que éste precise.

En caso de no poder disponer de algunos de estos datos, harán llegar al OS su mejor estimación de los mismos.

Los datos que se indican a continuación serán enviados al OS bajo la forma de valores agregados diarios, en tres horizontes temporales: a los tres días (día D+4, siendo el día D el día de programación), antes del día 20 del mes M+1, y antes del día 20 del mes de enero de cada año, al objeto de 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 a enviar a los tres días. Los sujetos de los SEIE facilitarán al OS 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.

Producciones de los grupos térmicos en bornes del alternador (b.a.) si se dispone de esta medida.

Producciones de las centrales hidráulicas (CCHH) (b.a.) si se dispone de esta medida.

Consumos propios de generación.

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:

- Reservas hidroeléctricas por embalses (en hm³ y MWh), teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

- Vertidos.

Incidencias en la Red de Transporte.

Producción de grupos incluidos en el Régimen Especial de generación (b.c.).

8.2 Datos a enviar antes del día 20 del mes M+1. Los datos mensuales que se indican a continuación serán enviados al OS antes del día 20 del mes siguiente con el máximo nivel de desagregación posible en unidades físicas:

Producción diaria bruta de grupos térmicos.

Producción diaria hidroeléctrica (CCHH) (b.a.).

Pérdidas de turbinación en centrales hidráulicas.

Consumos propios de generación.

Consumos y producción de centrales de bombeo.

Energía acumulada disponible para generación en centrales de bombeo.

Reservas hidroeléctricas por embalses en hm³ y MWh, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

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

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

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

Poder calorífico inferior (PCI) y superior (PCS) de cada uno de los combustibles 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 PCS)) y cantidades del cupo del año en curso realmente entregadas hasta la fecha.

8.3 Datos Anuales. Antes del día 20 del mes de enero, serán enviados al OS los datos anuales de capacidad máxima de cada embalse, teniendo en cuenta la capacidad total de la cuenca.

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

El OS 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 el OS publicará diariamente es la curva de carga del sistema.

9.2 Información a los tres días. El OS publicará el día D + 4 la información del balance eléctrico de producción, correspondiente al día D.

9.3 Información mensual. Mensualmente el OS publicará la siguiente información:

Estadísticas de Operación de los SEIE.

Disponibilidad del equipo térmico de generación.

Tasa de indisponibilidad de las líneas, transformadores y elementos de compensación de energía reactiva (reactancias y condensadores) 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 referente a Energía No Suministrada (ENS) y Tiempo de Interrupción Medio (TIM).

9.4 Información anual. El OS 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 el OS mantendrá actualizadas y disponibles series históricas de:

- Potencia instalada en cada SEIE.
- Energía generada por tecnologías.
- Energía generada por el régimen ordinario y por el régimen especial
- Consumo de bombeo.
- Demanda de cada SEIE.
- 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 que definen aquellas incidencias de los sistemas eléctricos que son objeto de información, en el ámbito de este procedimiento, por parte del sujeto titular de las instalaciones afectadas o del responsable del suministro a los consumidores finales afectados son los siguientes:

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

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 los sistemas eléctricos o sus componentes con intención de interrumpir el suministro, o reducir la fiabilidad de los sistemas eléctricos en su conjunto.

d. Pérdida de suministro, independientemente del incidente que la haya producido y del nivel de tensión en el que éste haya acontecido, significativa o solicitada por el OS.

e. Otras circunstancias anómalas para el sistema eléctrico –por ejemplo, oscilaciones significativas– no asociadas a pérdida de instalaciones de la red de transporte o a pérdidas de suministro.

10.2 Comunicación al Operador del Sistema. En el caso de que se produzca alguna incidencia de las definidas en el apartado anterior, el agente titular de las instalaciones o responsable del suministro afectado deberá facilitar al OS 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.

El OS 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 el OS determine que el evento constituye una incidencia significativa para algún sistema eléctrico, procederá a notificarlo al sujeto titular o representante de la instalación o al responsable del suministro de los consumidores finales afectados.

Dicho sujeto deberá remitir un informe escrito al OS 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 sujeto para evitar o minimizar el efecto de incidencias similares que pudieran producirse en el futuro.

10.3 Comunicación del Operador del Sistema. Cuando se produzca una incidencia de las definidas en el apartado 10.1, el OS incluirá la información correspondiente en un «Parte Diario de Incidencias» que se pondrá a disposición de los sujetos antes de las doce horas del día siguiente a la ocurrencia de la misma.

Cuando el OS 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 sujetos afectados, a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 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 el Operador del Sistema.

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

11. *Información de las liquidaciones responsabilidad del operador del sistema.*

11.1 Información confidencial. La información confidencial correspondiente a las liquidaciones efectuadas por el OS es aquella que se comunica a los sujetos del mercado de forma individual sin que pueda tener acceso a ella el resto de sujetos.

Todos los procesos asociados a esta información quedan definidos en los procedimientos de liquidaciones.

11.2 Información pública. La información agregada de liquidaciones que se pone a disposición de los sujetos se pondrá asimismo a disposición del público en general en el mismo día.

ANEXO I

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.

Estructura del Anexo I

El presente anexo, está organizado de acuerdo con la siguiente estructura:

1. Sistema de producción.
 - 1.5 Embalses.
 - 1.6 Centrales y grupos hidráulicos.
 - 1.6.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación.
 - 1.6.2 Datos de cada grupo.
 - 1.6.3 Datos de regulación secundaria.
 - 1.6.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.
 - 1.6.5 Datos de los transformadores de grupo.
 - 1.6.6 Datos de la línea o cable de evacuación.
 - 1.6.7 Datos de las protecciones.
 - 1.6.8 Datos principales de los equipos de control de tensión.
 - 1.7 Unidades térmicas de régimen ordinario.
 - 1.7.1 Datos generales de la instalación.
 - 1.7.2 Datos de cada generador.
 - 1.7.3 Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.
 - 1.7.4 Datos de regulación secundaria.
 - 1.7.5 Datos para programación y regulación terciaria.
 - 1.7.6 Datos principales de los equipos de control de tensión.
 - 1.7.7 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.
 - 1.7.8 Datos de los transformadores de grupo.
 - 1.7.9 Datos de la línea o cable de evacuación.
 - 1.7.10 Datos de las protecciones.

1.8 Unidades de régimen especial.

1.8.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW o conectados a la red de transporte o que participen individualmente o de forma agrupada en los servicios de ajuste del sistema..

1.8.1.1 Datos de la instalación y de los grupos.

1.8.1.2 Datos de regulación secundaria.

1.8.1.3 Datos para programación y regulación terciaria (en caso de participación en el despacho técnico).

1.8.1.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

1.8.1.5 Datos de los transformadores de grupo.

1.8.1.6 Datos de la línea o cable de evacuación.

1.8.1.7 Datos de las protecciones.

1.8.1.8 Datos principales de los equipos de control de tensión para las plantas de más de 5 MW.

1.8.1.9 Control de tensión para las plantas de más de 5 MW.

1.8.2 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

1.8.2.1 Características de cada instalación.

1.8.2.2 Datos del transformador de conexión a la red.

1.8.2.3 Datos de la línea o cable de conexión a la red.

1.8.2.4 Datos de las protecciones.

1.8.2.5 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a red de transporte.

1.8.2.5.1 Características de cada instalación.

1.8.2.5.2 Datos del transformador de evacuación de la instalación.

1.8.2.5.3 Datos de la línea o cable de evacuación de cada instalación.

1.8.2.5.4 Datos del transformador de conexión a la red.

1.8.2.5.5 Datos de la línea o cable de evacuación.

1.8.2.5.6 Datos de las protecciones.

2. Red de transporte.

2.1 Subestaciones.

2.2 Parques.

2.3 Líneas y cables.

2.4 Transformadores.

2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.

3. Instalaciones de consumo conectadas a red de transporte.

4. Red observable.

4.1 Subestaciones.

4.2 Parques.

4.3 Líneas y cables.

4.4 Transformadores.

4.5 Elementos de control de potencia reactiva.

1. Sistema de producción

1.1 Embalses.

• Nombre del embalse.

• Empresa o empresas propietarias o concesionarias:

– Nombre.

– NIF/CIF.

- Dirección.
- Porcentaje de participación.
- Situación: provincia, término municipal, paraje o predio.
- Fecha de terminación.
- Capacidad en energía eléctrica (MWh).
- Serie histórica de aportaciones parciales al embalse en términos mensual y semanal (m³).
- Volumen máximo (hm³).
- Volumen mínimo (hm³).
- Curva cota de embalse en función de volumen útil (mínimo 3º grado).
- Cota máxima de explotación (m).
- Cota mínima de explotación (m).
- Caudal mínimo ecológico a mantener aguas abajo.
- 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).

1.2 Centrales y grupos hidráulicos.

1.2.1 Datos generales e hidráulicos de la instalación

1.2.1.1 Datos en el caso de centrales que no estén conectadas a la red de transporte.

- Nombre de la Central.
- Domicilio de la Central: municipio, código postal y provincia.
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.
 - Dirección.
- Cuenca (río) en que está ubicada la central.
- Embalse asociado.
- Subestación / parque de conexión a la red (Nombre, kV).
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
- N.º de grupos.
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- 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).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
 - Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

– Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.

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

1.2.1.2 Datos en el caso de centrales que estén conectadas a la red de transporte o a la red observable.

– 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).

– Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia)
– Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).

– Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.
- Porcentaje de participación.

– Empresa o empresas explotadoras:

- Nombre.
- NIF/CIF.
- Dirección.

– Cuenca (río) en que está ubicada la central.
– Esquema del subsistema hidráulico.
– Embalse asociado.
– Subestación / parque de conexión a la red (nombre, kV).
– Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, en su caso.
– Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.
– Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
– Canal de conducción/galería de presión (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).

- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tubería forzada (SÍ/NO). En caso afirmativo, longitud(es) y diámetro(s).
- N.º de grupos.
- Potencia nominal.
- Tipo de turbina.
- Caudal nominal (m³/s).
- Velocidad nominal (m/s).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/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).
- Coeficiente energético máximo (kWh/m³).
- Coeficiente energético mínimo (kWh/m³).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.

- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Potencia nominal.
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Altura de impulsión nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/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.
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
- Datos adicionales en el caso de centrales conectadas a la red de transporte:
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
 - Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.2.2 Datos de cada grupo.

- Número de identificación en el RAIPEE (Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica).
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tipo de turbina.
- Velocidad nominal (rpm).
- Potencia nominal en turbinación (MW).
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Mínimo técnico neto, es decir, en barras de central (MW).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Tipo de bomba.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal.
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: tablas de potencia para distintos alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).

- Potencia aparente en bornas del alternador (MVA).
 - Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.c.
 - Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.c.
 - Factor de potencia nominal.
 - Posibilidad de funcionamiento como compensador síncrono (SÍ/NO).
 - Potencia absorbida en funcionamiento como compensador síncrono (MW).
 - Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria
 - Características de la turbina: fabricante y modelo.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO).
- En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:
- Unidad que presta el servicio.
 - Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
 - Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
- En caso de disponer de regulación primaria propia, indíquese:
- Características del mecanismo local que suministra la consigna al regulador: potenciómetro motorizado, consigna digital,...
 - Estatismo permanente:
 - o rango de ajuste
 - o valor ajustado
 - o posibilidad de telemida del valor ajustado.
 - Velocidad de variación de la potencia en MW/s, por variación de frecuencia. Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):
 - o rango de ajuste
 - o valor ajustado: confirmar que es cero
 - o 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 de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
 - 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 ($X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d$ y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4)
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s) (T'_d, T'_q, T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transversal (s) ($T'_{d0}, T'_{q0}, T''_{d0}$ y T''_{q0} . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constante de inercia (s) del conjunto giratorio: máquina eléctrica, excitatriz y turbina.
- Reactancia de fuga no saturada (p.u.) (X_f).
- Saturación de la máquina a tensión 1.0 p.u., según figura 1.
- Saturación de la máquina a tensión 1.2 p.u., según figura 1.
- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento del generador).

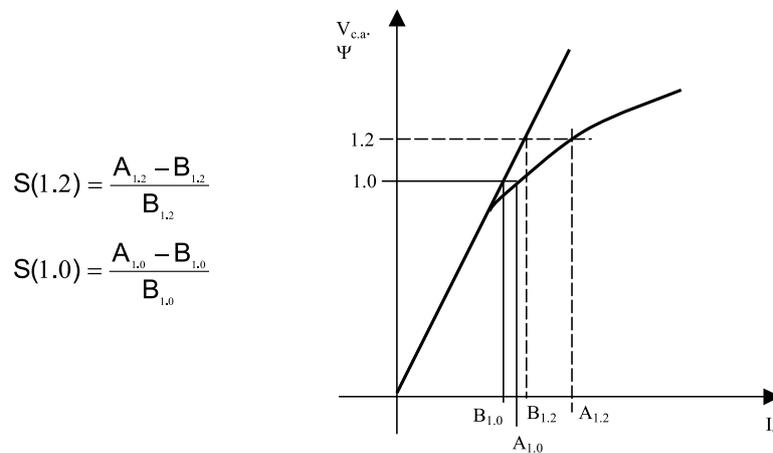


Figura 1. Factores de saturación

1.2.3 Datos de regulación secundaria.

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SÍ/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.

1.2.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

- Capacidad de arranque autónomo (SÍ/NO).
- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:
 - Batería.
 - Grupo Diesel.
 - Otros.

- Diagramas unifilares.
- Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:
 - Por control remoto.
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).
- El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de agua).
- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.
 - Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
 - Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
 - 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.

1.2.5 Datos de los transformadores de grupo.

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, n.º de tomas, relación máxima y mínima).

1.2.6 Datos de la línea o cable de evacuación

- Ver líneas y cables de red observable.

1.2.7 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.
 - En caso de que el tiempo crítico en el nudo de conexión a la red sea inferior a 1 segundo, indicar:

- o Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.
- o Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- o Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.2.7.1 Datos adicionales en el caso de grupos conectados a la red de transporte.

1.2.7.1.1 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 (SÍ/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.

1.2.7.1.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de la red.
- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador de generación. Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.
- Relé de mínima tensión: ajustes.

1.2.7.1.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/NO).
- Tiempo de actuación del teledisparo desde que se recibe la señal.
- Lógica de teledisparo y conmutadores o selectores que incluye.

1.2.8 Datos principales de los equipos de control de tensión (en el caso de conexión a la red de transporte).

- 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.

1.3 Unidades térmicas.

1.3.1 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).
- Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso).
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- 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/CIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Empresa o empresas explotadoras:
 - Nombre.
 - NIF/CIF.

- 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 principal y alternativo.
- 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).
 - Eficiencia de cada unidad térmica y del conjunto para distintos regímenes de carga (kWh/kcal).
 - Capacidad máxima de almacenamiento de combustibles principal y alternativo (T).
 - Reserva de energía eléctrica (parque de almacenamiento de combustibles) (MWh) para combustibles principal y alternativo.
 - Número máximo de horas de funcionamiento a plena carga sin suministro externo para combustibles principal y alternativo.
 - Régimen de funcionamiento previsto.
 - Esquemas unifilares de protección y medida de la instalación hasta el punto de conexión a la red, incluidos servicios auxiliares y transformador de arranque, en su caso.

1.3.2 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).
- Potencia activa neta efectiva de invierno en b.c. (MW).
- Potencia activa neta efectiva de verano 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 (MVA_r) en b.a.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en b.a.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en b.a.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) 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 (MVA_r).
- 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 (MVA_r).
- Factor de potencia nominal.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria 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 transverso (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).
- Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento).

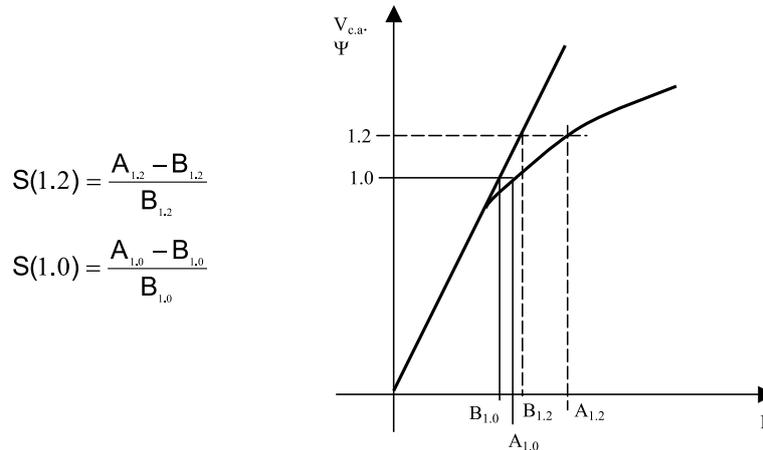


Figura 1. Factores de saturación

1.3.3 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): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento que considere el limitador de la temperatura de combustión.

– Características de la turbina de vapor (en su caso): fabricante y modelo. Se ha de incluir un modelo simplificado de funcionamiento 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 (SÍ/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.
- posibilidad de telemedida del valor ajustado.

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

– Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.

– Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

- rango de ajuste.
- valor ajustado: confirmar que es cero.
- 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.
- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- O bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.3.4 Datos de regulación secundaria.

- Zona de regulación a la que pertenece.
- Capacidad de recibir señales externas de regulación (bucle secundario) (SÍ/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.

1.3.5 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:
 - o en frío (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - o en caliente (desde orden de arranque hasta listo para sincronización).
 - Tiempo mínimo de arranque de programación:
 - o desde sincronización hasta mínimo técnico (min).
 - o 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).

- Tiempo mínimo desde desconexión hasta listo para sincronización (MIN OFF) (h).
- Tiempo mínimo desde sincronización hasta listo para desconexión (MIN ON) (h).

1.3.6 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.

- A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.

- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante del grupo, o desde el centro de control correspondiente.

1.3.7 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio

- Alimentación de SSAA.

- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

- Tensión de alimentación de SSAA.

■ Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW).

■ Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVA_r).

■ Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVA_r). Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Capacidad de arranque autónomo.

- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.

- Diagramas unifilares.
 - Tiempo de autonomía (horas).
 - Tipo de arranque:
 - Por control remoto.
 - Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).
 - El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible o de agua).
 - Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.
 - Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo.
 - Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.
 - Reconexión del grupo a la red.
 - Curvas de capacidad P-Q (Límites de funcionamiento).
 - 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.
 - Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (Si/No. Descripción).
 - Capacidad de funcionamiento en isla. Bolsa de mercado mínima que es capaz de alimentar la planta en situación de isla.
 - Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes.
 - Otros datos.
 - Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.
 - Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.
- 1.3.8 Datos de los transformadores de grupo.
- Ver transformadores de transporte.
- 1.3.9 Datos de la línea o cable de evacuación.
- Ver líneas y cables de transporte.
- 1.3.10 Datos de las protecciones
- 1.3.10.1 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 (SÍ/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 y lógica de disparo.
 - 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.

1.3.10.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Protección de apoyo ante cortocircuitos en la red: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/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.

1.3.10.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/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.

1.4 Unidades de producción en régimen especial.

1.4.1 Instalaciones de producción basadas en generadores síncronos conectados directamente a la red mayores de 1 MW o conectados a la red de transporte o que participen individualmente o de forma agrupada en los servicios de ajuste del sistema.

1.4.1.1 Datos de la instalación y de los grupos.

1.4.1.1.1 General.

- 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).
- Empresa o empresas propietarias:
 - Nombre.
 - NIF.
 - Dirección.
 - Porcentaje de participación.
- Número de identificación en el RAIPRE.
- 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 de transporte (nombre, kV).
- Tipo de instalación según tipificación Real Decreto 661/2007 o reglamentación alternativa que sea de aplicación.

- Número de grupos.
- Combustible.
- Para grupos hidráulicos:
 - Salto (m).
 - Caudal máximo (m³/s).
 - Régimen de regulación (fluyente, diario, semanal).
- Datos de los sistemas de almacenamiento energético y apoyo mediante combustible complementario en el caso de centrales termosolares gestionables o que opten a gestionables:
 - Método de almacenamiento energético (vapor, aceite, sales...).
 - Curvas de tiempo de recuperación de la energía primaria almacenada.
 - Curvas de pérdida de energía primaria almacenada.
 - Tipo de apoyo con combustible complementario, potencia suministrable con dicho combustible y autonomía del mismo (en horas a potencia nominal).
 - Potencia máxima que puede suministrar el sistema de almacenamiento y energía máxima que puede acumular.
 - % de sobredimensión de la planta para el almacenamiento.
 - Tipo de potencia (eventual / garantizada).
 - Potencia aparente instalada (MVA) de las unidades generadoras.
 - Potencia acogida al Real Decreto 661/2007 o reglamentación alternativa que sea de aplicación (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.
 - Para cogeneraciones: Consumo eléctrico máximo (MW) de la planta, incluyendo los consumos industriales.
 - Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (SÍ/NO). En caso negativo aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora.
 - Insensibilidad del regulador (mHz). Ha de ser inferior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.
 - En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:
 - Unidad que presta el servicio.
 - Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
 - Confirmación de banda muerta voluntaria nula.
 - Protección de mínima frecuencia: ajustes y cumplimiento del procedimiento por el que se establecen los Planes de Seguridad.

1.4.1.1.2 Datos adicionales en el caso de generadores o agrupación de generadores de más de 1 MW de potencia total o conectados a la red de transporte.

1.4.1.1.2.1 General.

 - Coordenadas UTM de la instalación (dar un punto de referencia).
 - Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red
 - Régimen de funcionamiento previsto (ciclos diarios, semanales, estacionales, si procede).
 - Tasas estimadas de indisponibilidad por mantenimiento.

- Tasas estimadas de indisponibilidad por otras causas.
- Máxima generación de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
- Máxima generación de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva a plena carga (MVA_r) en el punto de conexión a la red.
- Máxima absorción de reactiva al mínimo técnico (MVA_r) en el punto de conexión a la red.

1.4.1.1.2.2 General adicional para centrales hidráulicas de más de 1 MW.

- Esquema del subsistema hidráulico.
- Embalse asociado.
- Unidad de Gestión Hidráulica a la que pertenece, 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).
- N.º de grupos.
- Caudal nominal (m³/s).
- Salto neto nominal (m).
- Caudal máximo de turbinación (m³/s).
- Caudal mínimo de turbinación (m³/s).
- Salto bruto máximo (m).
- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal: $Perd_{conducción} = f(Q_2)$.
- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
 - En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
- Potencia nominal.
- Altura efectiva nominal (m).
- Caudal nominal de bombeo (m³/s).
- Caudal máximo de bombeo (m³/s).
- Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
- Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal: $Perd_{conducción} = f(Q_2)$.
- Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).
 - 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.

1.4.1.1.2.3 Datos de cada generador.

- Tensión nominal (kV).
- Máxima tensión de generación (kV).
- Mínima tensión de generación (kV).
- Velocidad nominal.
- Reactancias no saturadas síncrona, transitoria y subtransitoria para eje directo y eje transversal en p.u. base máquina ($X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d$ y X''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).
- Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de cortocircuito tanto para eje directo como transversal (s). (T'_d, T'_q, T''_d y T''_q . Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

– Constantes de tiempo transitoria y subtransitoria de circuito abierto tanto para eje directo como transverso (s). ($T'd0$, $T'q0$, $T''d0$ y $T''q0$. Simbología conforme a norma UNE-EN 60034-4).

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

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

– 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.

– Curvas de capacidad P-Q (límites de funcionamiento).

– Datos principales de turbina y de los equipos de regulación primaria.

– Características de la turbina: fabricante y modelo.

– En caso de disponer de regulación propia, indíquese:

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

■ Estatismo permanente:

o rango de ajuste.

o valor ajustado.

o posibilidad de telemedida del valor ajustado.

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

■ Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.

■ Banda muerta voluntaria del regulador (mHz):

o rango de ajuste.

o valor ajustado: confirmar que es cero.

o posibilidad de telemedida 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 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 de la siguiente forma:

o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

o o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de velocidad-turbina, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

1.4.1.1.2.4 Datos de cada generador adicionales para centrales hidráulicas de más de 1 MW.

– Tipo de turbina.

– Potencia nominal en turbinación (MW).

– Caudal nominal (m^3/s).

– Salto neto nominal (m).

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

– Caudal máximo de turbinación (m^3/s).

– Caudal mínimo de turbinación (m^3/s).

– Salto bruto máximo (m).

- Salto bruto mínimo (m).
- Salto neto máximo (m).
- Salto neto mínimo (m).
- Pérdidas en las conducciones en función del caudal.
- Curvas de rendimiento en función del caudal y del salto neto (alternativa: tablas de potencia para distintos saltos netos y distintos caudales para cada salto neto).
- En el caso de grupos reversibles o de bombeo:
 - Tipo de bomba.
 - Potencia nominal.
 - Velocidad nominal (rpm).
 - Altura efectiva nominal (m).
 - Caudal nominal de bombeo (m³/s).
 - Caudal máximo de bombeo (m³/s).
 - Caudal mínimo de bombeo (m³/s).
 - Pérdidas en la aspiración e impulsión en función del caudal
 - Curvas de rendimiento en función del caudal bombeado y de la altura manométrica (alternativa: tablas de potencia para distintas alturas manométricas y distintos caudales para cada altura manométrica).

1.4.1.1.3 Datos adicionales en el caso de conexión a la red de transporte.

- Datos de la instalación en el punto de conexión a la red.
- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle con todos los elementos componentes de la instalación de enlace 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.ej. turbinas de gas, turbinas de vapor y alternadores), así como modularidad y flexibilidad de funcionamiento.
 - Para cogeneraciones: Véanse instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte.
 - Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado, sólo en caso de que existan procesos con control de onda en la instalación:
 - o bien a través de una previsión, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica
 - o o bien realizar medidas en el punto de conexión, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.

- Esquema unifilar de protección de la instalación.

1.4.1.2 Datos de regulación secundaria.

- Zona de regulación a la que pertenece.
- 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.

1.4.1.3 Datos para programación, y regulación terciaria (en caso de participar en el despacho técnico).

- 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).

1.4.1.4 Datos necesarios para los planes de reposición del servicio.

- Alimentación de SSAA (salvo CCHH).
- Esquema simplificado y descripción del proceso de alimentación de SSAA en los siguientes supuestos:

- Normal.
- Arranque.
- Otras alternativas (Grupos Diesel/Baterías/Otras).

- Tensión de alimentación de SSAA.
- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia activa (MW)

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para parada de grupo, potencia reactiva (MVAR)

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia activa (MW)
Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Consumo de servicios auxiliares en b.a. para arranque, potencia reactiva (MVAR)
Especificar distintas posibilidades: Arranque en frío/ Arranque en caliente.

- Capacidad de arranque autónomo.
- Medios propios para energizar los servicios auxiliares necesarios para el arranque:

- Batería.
- Grupo Diesel.
- Otros.

- Diagramas unifilares.
- Tiempo de autonomía (horas).
- Tipo de arranque:

- Por control remoto.
- Operación local (se indicará la disponibilidad horaria de personal).

- El tiempo mínimo garantizado de funcionamiento continuo a plena carga durante el proceso de reposición (reservas mínimas de combustible).

- Posibilidad de realizar un determinado número de arranques consecutivos en un tiempo determinado (en caso de posibles disparos durante el proceso de reposición): número de ciclos de arranque y parada, y duración del ciclo.

- En el caso de CCHH: Número mínimo de grupos que han de funcionar en paralelo

- Posibilidad de arranque en cascada de un conjunto de grupos.

- Reconexión del grupo a la red (salvo CCHH).

- Tiempo mínimo de arranque en frío (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

- Tiempo mínimo de arranque en caliente (desde que se recibe alimentación en los SSAA hasta listo para sincronización).

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

- Capacidad de mantenerse estable tras una desconexión de la red exterior con pérdida brusca de la plena carga, alimentando únicamente sus consumos propios. (Si/No. Descripción).

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

- Condiciones de sincronismo para acoplamiento. Automatismos existentes y ajustes (salvo CCHH).

- Otros datos (salvo CCHH).

- Características de los motores y cargas de servicios auxiliares y datos sobre protecciones y ajustes, en su caso.

- Dependencia de infraestructuras ajenas de suministro de combustible para el proceso de reposición.

1.4.1.5 Datos de los transformadores de grupo

- Potencia nominal (MVA).

- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

- Grupo de conexión.

- Pérdidas debidas a la carga (kW).

- Tensión de cortocircuito (%).

- Impedancia homopolar (% en base máquina).

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

1.4.1.6 Datos de la línea de evacuación (en su caso).

- Ver líneas y cables de red observable.

1.4.1.7 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.

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

- Relés de mínima tensión: ajustes.

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.

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

- Protección de sobrefrecuencia. Ajustes.

- Disparo por sobrevelocidad. Valor de disparo

1.4.1.7.1 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 (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

- Relé de sobretensión: ajustes.

- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.4.1.7.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- Esquema unifilar de protección de la instalación Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/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.

- 1.4.1.8 Datos principales de los equipos de control de tensión para las plantas de más de 5 MW.

- Para cada grupo:

- 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 de la siguiente forma:

- o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
- o o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

- En el caso de grupos generadores y grupos reversibles que tengan capacidad de funcionar como compensadores síncronos, se indicarán los requisitos técnicos de funcionamiento, y el tiempo requerido para su entrada en funcionamiento.
- Deberá indicarse la posibilidad, si existe, de telemandar los grupos de modo que pueda modificarse la consigna de excitación y/o las tomas del transformador de salida del grupo desde el despacho de generación del sujeto titular o representante de la instalación, o desde el centro de control correspondiente.

1.4.2 Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red.

1.4.2.1 Características de cada instalación.

- Nombre de la instalación.
- 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 enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
- Empresa propietaria:
 - Nombre.
 - NIF.
 - Dirección.
- Número de identificación en el RAIPRE.
- Fecha de concesión del Régimen Especial.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión, en su caso).
- Domicilio de la instalación: municipio, código postal y provincia.
- Coordenadas UTM de la poligonal del parque, huerta, etc.
- Compañía Distribuidora.
- Potencia instalada: aparente bruta (MVA) y activa neta (MW). La potencia aparente debe incluir toda la compensación de reactiva de la instalación.
- Subestación / parque de conexión a la red de transporte (nombre, kV).
- Disponibilidad de regulación primaria o regulación de velocidad (Sí/NO). En caso afirmativo indicar:
 - Insensibilidad del regulador (mHz). No ha de ser superior a 10 mHz.
 - Banda muerta voluntaria del regulador (mHz): confirmar que el valor ajustado es cero.

– En caso de no disponer de regulación primaria propia, aportar documentación que acredite la prestación del servicio por otra unidad generadora, indicando:

- Unidad que presta el servicio.
- Confirmación de insensibilidad no superior a 10 mHz.
- Confirmación de banda muerta voluntaria nula.

– Régimen de operación previsto de la instalación:

- Horas de utilización (a plena potencia) referidas a períodos anual y estacionales.
- Curva de potencia activa en función de la velocidad del viento, incluyendo indicación de las velocidades máximas de viento para las cuales los aerogeneradores dejan de aportar potencia.

– Cumplimiento de los requisitos de respuesta ante huecos de tensión (sí/no).

– Datos de cada modelo de cada unidad generadora (aerogenerador, inversor, etc):

- Número de unidades generadoras del mismo modelo.
- Fabricante y modelo.
- Tecnología: máquina de inducción o asíncrona de jaula de ardilla, máquina de inducción o asíncrona de deslizamiento variable, máquina de inducción o asíncrona doblemente alimentada, aerogeneradores con conversión total de potencia (full converter), inversores, etc. En caso de otras tecnologías no indicadas, aportar breve descripción.

- Potencia activa instalada de cada unidad generadora (kW).

- Potencia aparente instalada de cada unidad generadora (kVA) incluyendo, en su caso, su compensación de reactiva interna.

- Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa considerando, en su caso, la compensación de reactiva interna de cada unidad generadora.

- Se aportará un modelo de la instalación que debe describir su comportamiento dinámico desde el punto de vista del sistema eléctrico al que se conecta, ante cualquier perturbación en el mismo. Esta información se aportará de la siguiente forma:

- o A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,

- o o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

– Compensación de reactiva en bornas de cada unidad generadora excluida, en su caso, la compensación interna:

- Compensación estática y dinámica de potencia reactiva (valores nominales en MVar).

- Posibilidad de regulación.

– Compensación de reactiva en bornas de la instalación excluida, en su caso, la asociada a cada unidad generadora:

- Compensación estática y/o dinámica de potencia reactiva total (valor nominal en MVar).

- Posibilidad de regulación.

- Baterías de condensadores (sí/no).

- o Potencia total (MVar).

- o Número de escalones.

- o Tipo de control de los escalones.

- Sistemas de compensación o regulación continua basados en electrónica de potencia (FACTS) (sí/no).

- o Potencia total instalada (MVA_r).

1.4.2.2 Datos del transformador de conexión a la red.

- Empresa o empresas propietarias:

- Nombre.
- NIF.
- Dirección.

- Potencia nominal (MVA).

- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.

- Grupo de conexión.

- Pérdidas debidas a la carga (kW).

- Tensión de cortocircuito (%).

- Impedancia homopolar (% en base máquina).

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

1.4.2.3 Datos de la línea o cable de conexión a la red.

- Ver líneas y cables de red observable.

1.4.2.4 Datos de las protecciones.

1.4.2.4.1 Protecciones de la instalación de producción.

- 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 instalación (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.

- Dispositivos automáticos de reposición por frecuencia: Confirmar que no existen o que están deshabilitados.

1.4.2.4.2 Protecciones asociadas a cada unidad generadora

- 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, en su caso. Valor de disparo.

1.4.2.4.3 Protecciones asociadas a la instalación de enlace

- Relé de mínima tensión: ajustes.

- Esquema de protección ante cortocircuitos en el tramo red-transformador principal.

- Cumplimiento de los Criterios Generales de Protección.

1.4.2.5 Datos adicionales en el caso de instalaciones conectadas a la red de transporte

1.4.2.5.1 Características de cada instalación.

- Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia desde las distintas unidades de generación hasta el punto de conexión a la red.
- Intensidad de cortocircuito aportada por la instalación a un cortocircuito en el punto de conexión a la red.
- Informe con el contenido máximo de distorsión armónica garantizado:

- bien a través de una previsión a nivel de instalación, según se indica en CEI 61000-3-6, de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica

- o bien realizar medidas a nivel de instalación de los armónicos de tensión e intensidad (magnitud y orden del 2 al 50) y de la tasa de distorsión armónica, en períodos mínimos de una semana según se indica en CEI 61000-4-30.

- Nivel de tensión (kV) de la red interna de conexión de las unidades generadoras.
- Esquema unifilar de protección y medida de la instalación de producción y de la instalación de enlace.

1.4.2.5.2 Datos del transformador de la instalación (en caso de ser éste el transformador de conexión a la red, ver punto 1.4.2.5.5).

- Potencia nominal (MVA).
- Tensión nominal (kV) de primario y secundario.
- Grupo de conexión.
- Pérdidas debidas a la carga (kW).
- Tensión de cortocircuito (%).
- Impedancia homopolar (% en base máquina).
- Características de regulación (arrollamiento con tomas, nº de tomas, relación máxima y mínima).

1.4.2.5.3 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, ver punto 1.4.2.5.6).

Ver líneas y cables de red observable.

1.4.2.5.4 Datos del transformador de conexión a la red.

Ver transformadores de transporte.

1.4.2.5.6 Datos de la línea de evacuación (en su caso).

Ver líneas y cables de transporte.

1.4.2.5.7 Datos de las protecciones.

1.4.2.5.7.1 Protecciones del parque.

- Condiciones de sincronismo para el acoplamiento. Automatismos y ajustes.

1.4.2.5.7.2 Protecciones asociadas a la instalación de enlace.

- 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 (SÍ/NO) con las protecciones de la red.

1.4.2.5.7.3 Teledisparo ante contingencias en la red.

- Capacidad de teledisparo (SÍ/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.

2. Red de transporte

2.1 Subestaciones.

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

2.2 Parques.

- Nombre de la subestación.
- Tensión (kV).
- Coordenadas UTM del parque (dar un punto de referencia).
- 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:

■ 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 (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.

■ Esquema unifilar de protección y medida.

■ Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.

2.3 Líneas y cables.

- 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).

– Datos adicionales sólo para líneas y cables de la red de transporte, propiamente dichos:

- Valores estacionales de:
 - o Capacidad nominal de transporte de la línea (MVA).
 - o Elemento limitante.
 - o Límite térmico permanente del conductor (MVA).
- Temperatura máxima de funcionamiento del conductor (OC).
- Longitud en apoyos compartidos, en su caso (en una misma zanja o galería, si de cables aislados se trata).
 - Configuración de la línea.
 - Conductor: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Cables de tierra: Denominación / material / sección total (mm²).
 - Configuración de puesta a tierra (sólo para cables aislados): Tipo/longitud de las secciones.
 - Número de conductores por fase.
 - Protecciones:
 - o 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.
 - o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - o Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - o Esquema unifilar de protección y medida.
 - o Acopladores de red o teleacopladores: existencia y ajustes.
 - o Relés de sincronismo: existencia y ajustes. Desglosar, en caso necesario, entre supervisión del reenganche y del cierre voluntario.
 - o Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
 - o Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.
 - o Reenganche:
 - 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 (SÍ/NO).
- o Teledisparo:
 - Teledisparo ante apertura voluntaria (SÍ/NO).
 - Teledisparo ante apertura de interruptor (SÍ/NO).

2.4 Transformadores.

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 a la red).

- Diagrama unifilar con todos los elementos componentes de la instalación de enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
 - Diagrama físico (esquema general en planta) de la instalación de enlace.
 - Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace 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 y de su bloqueo ante colapso.
 - 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. Para transformadores de generación, además, números de la toma habitual (cambiador de tomas en vacío) o de las más frecuentes (cambiador de tomas en carga).
 - 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 (%). Toma principal en transformadores de generación.
 - Impedancias homopolares entre cada arrollamiento y su borne neutro en las tomas principal, máxima y mínima en su caso (% en base máquina). Toma principal en transformadores de generación.
 - Datos adicionales para transformadores de la red de transporte y de la red observable, propiamente dichos:
 - Protecciones:
 - o 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.
 - o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - o Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - o Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
- 2.5 Elementos de control de potencia activa o reactiva.
 - 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_r).
 - 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 (MVA_r).
 - 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 de la siguiente forma:
 - A través de un modelo incluido en la lista de modelos dinámicos admitidos por el OS, y que será proporcionada por el propio OS,
 - o bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En ambos casos, deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al dispositivo FACTS, conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.
- En el caso de elementos de control de potencia activa, se facilitarán los datos asociados en función de la configuración correspondiente.
 - 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 (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - Esquema unifilar de protección y medida.
 - Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
 - Dispositivos automáticos de reposición: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

3. *Instalaciones de consumo conectadas a la red de transporte*

En lo que a transformadores se refiere, el presente epígrafe es de aplicación a los que alimentan cargas y a los conectados a redes no observables. Los transformadores de la red observable se tratan en el capítulo de Red Observable.

- 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 enlace a la red (solicitudes de acceso a la red de transporte o a redes de distribución de tensión superior a 10 kV con influencia en la red de transporte).
- Diagrama unifilar de detalle de los equipos de potencia de la instalación de enlace 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, MVA) 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.
 - Tipo de transformador: configuración (trifásico o banco), autotransformador / transformador, circuito magnético (n.º de columnas)
 - 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 y de su bloqueo ante colapso.
 - Pérdidas debidas a la carga (kW).
 - Tensión de cortocircuito (%).
 - Impedancia homopolar (% en base máquina).
 - Características principales de composición de la carga (si procede):
 - Proporción de motores de inducción (% sobre la carga total).
 - Del resto de la carga que no se corresponda con motores de inducción:
 - o Proporción asimilable a carga de potencia constante (%).
 - o Proporción asimilable a carga de impedancia constante (% sobre).
 - o Proporción asimilable a carga de intensidad constante (%).
- Control de tensión:
 - Información adicional para hornos de arco en corriente alterna:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia del horno (MVA).
 - Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - Impedancia de la reactancia serie, si la hubiere.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - Cos ϕ de las impedancias anteriores.

- Información adicional para hornos de arco en corriente continua:
 - Tensión de alta (kV).
 - Tensión de media (kV).
 - Tensión de baja (kV).
 - Potencia de rectificación (MW).
 - Número de pulsos.
 - Compensación de reactiva: tipo, potencia nominal (MVA_r) y embarrado de conexión.
 - Impedancia de cortocircuito y potencia de los transformadores MT-BT.
 - Impedancia de los cables de baja tensión, del electrodo y cualquiera otra adicional que pueda existir desde el punto de conexión a la red hasta el electrodo.
 - $\cos \varphi$ de la impedancia de los cables de baja tensión.
 - Filtros de armónicos: orden de armónico al que está sintonizado cada filtro y potencia unitaria (MVA_r).
- Línea o cable de conexión a la RdT (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 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).
 - Protecciones:
 - o 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.
 - o Esquema de protección ante cortocircuitos. Tiempo crítico contemplado.
 - o Protección de apoyo ante cortocircuitos externos: indicar tipo(s) de relé(s), criterios y valores de ajuste y estado de coordinación (SÍ/NO) con las protecciones de otros elementos.
 - o Esquema unifilar de protección y medida.
 - o Relés de mínima tensión: lógica de disparo e interruptores sobre los que actúan.
 - o Protección de sobretensión: existencia y ajustes.
 - o Características y ajuste del relé de frecuencia:
 - o Frecuencia: rango de ajuste, escalonamiento y valor de ajuste (Hz).
 - o Temporización: rango de ajuste y valor de ajuste (s).
 - o Existencia de mecanismo de reposición (SÍ/NO). En caso afirmativo, confirmar su no habilitación.
 - o Cargas mínima y máxima desconectadas por el relé (MW).
 - o Identificación del interruptor sobre el que actúa el relé.
 - o Dispositivos automáticos de reposición no asociados al relé de frecuencia: Indicar si existen y describir su comportamiento, en su caso.

4. Red observable

4.1 Subestaciones.

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

4.2 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).

4.3 Líneas y cables.

- 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).

4.4 Transformadores.

– Los transformadores conectados a la red de transporte se tratan en el capítulo de «Red de Transporte».

– 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 de la siguiente forma:

– O bien a través de un modelo no incluido en la lista anterior siempre que cumpla con las características y condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

– En ambos casos deberá acompañarse de un informe de validación de la idoneidad del modelo para representar al regulador de tensión-excitatriz y al sistema estabilizador de potencia (PSS), conforme a las condiciones expuestas en documento al efecto elaborado por el OS.

4.5 Elementos de control de potencia reactiva.

– El presente epígrafe es de aplicación a los elementos directamente conectados a nudos de la red observable.

- Nombre de la subestación y parque en que se sitúa.
- Tipo (Reactancia o Condensador o Estática).
- Número de orden.
- Propietario.
- Fecha de puesta en servicio o baja (previsión en su caso).
- Tensión nominal (kV).
- Potencia nominal (MVA_r).

ANEXO II

Información que se enviará al OS en tiempo real

1. Red de transporte y red observable

1.1 Interruptores.

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

1.2 Seccionadores.

Señalizaciones

Posición de los seccionadores.

1.3 Líneas y cables.

Medidas

Potencia activa (MW).

Potencia reactiva (MVAR).

Tensión de línea.

1.4 Transformadores (incluye transporte, generación y consumo), reactancias y condensadores.

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

Posición de los seccionadores.

Control automático de tensión (sólo transformadores).

Medidas

Potencia activa primario de transformador (MW).

Potencia reactiva primario de transformador (MVAR).

Potencia activa secundario de transformador (MW).

Potencia reactiva secundario de transformador (MVAR).

Potencia activa terciario de transformador (MW).

Potencia reactiva terciario de transformador (MVAR).

Toma del regulador en carga (sólo transformadores).

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

Potencia reactiva en reactancias (MVAR).

1.5 Acoplamiento de barras.

Señalizaciones

Posición de los interruptores.

Posición de los seccionadores.

Medidas

Potencia activa (MW).

Potencia reactiva (MVAR).

1.6 Barras.

Medidas

Tensión por sección de barra (kV).

Medida de frecuencia en determinadas barras seleccionadas (Hz).

1.7 Grupos térmicos y grupos hidráulicos con capacidad de regulación.

• Señalizaciones

• Estado local/remoto de regulación del grupo.

• Tipo de regulación, control/no control.

1.8 Grupos térmicos en régimen ordinario.

• Señalizaciones

• Posición de los interruptores de grupo.

- Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
Potencia activa en baja del transformador de máquina (MW).
Potencia reactiva en baja del transformador de máquina (MVar).
Tensión de generación.

1.9 Grupos hidráulicos en régimen ordinario.

Señalizaciones

Posición de los interruptores de grupo.

Medidas

Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
Medidas de tensión en barras de central (kV).

1.10 Grupos de bombeo puro.

- Señalizaciones

- Posición de los interruptores de grupo.

- Medidas

- Potencia activa en alta del transformador de máquina (MW).
- Potencia reactiva en alta del transformador de máquina (MVar).
- Medidas de tensión en barras de central (kV).
- Cotas de embalses.

1.11 Instalaciones de generación en régimen especial a las cuales les es de aplicación el apartado 7.1.

Señalizaciones

Estado de conexión de la instalación con la red de distribución o de transporte de cada una de las unidades de generación de potencia superior a 1 MW.

Medidas

Potencia activa producida (MW) por cada una de las unidades de generación de potencia superior a 1 MW y potencia activa agrupada de las unidades de generación de potencia igual o inferior a 1 MW.

Potencia reactiva producida/absorbida (MVar) por cada una de las unidades de generación de potencia superior a 1 MW y potencia reactiva agrupada de las unidades de generación de potencia igual o inferior a 1 MW.

Medida de tensión en barras de central (kV) para las unidades de generación de potencia superior a 1 MW.

En el caso de parques eólicos: velocidad del viento (intensidad y dirección) (m/s y grados sexagesimales) y temperatura (°C).

1.12 Compensadores síncronos.

Señalizaciones

Estado de conexión.

Medidas

Potencia reactiva (MVar).
Tensión (kV).

ANEXO III

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, tipo y número de clientes afectados, demanda (en MW) interrumpida, energía no suministrada (en MWh) y la duración de la interrupción (con indicación de si se trata de dato o previsión). Asimismo se dará información lo más detallada posible de la reposición del servicio, indicando las potencias y los tiempos de interrupción correspondientes a cada etapa de la reposición. En caso de que exista punto frontera, se especificará la información anterior desagregada por cada uno de los puntos frontera.
- 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,...).