



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME 9/2006 DE LA CNE SOBRE PROPUESTAS DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN TÉCNICA EN LOS SISTEMAS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

6 de abril de 2006

ÍNDICE

- 1 OBJETO
 - 2 ANTECEDENTES
 - 3 CONSIDERACIONES GENERALES Y PROPUESTAS DE LA CNE
 - 3.1 Sobre la urgente aprobación de los P.O. SEIE
 - 3.2 Sobre el trámite de elaboración de los P.O. SEIE
 - 3.3 Sobre los P.O. SEIE que aún están pendientes de tramitación
 - 3.4 Sobre las analogías y diferencias entre los Procedimientos de Operación en la Península y en los SEIE
 - 4 CONCLUSIONES
- ANEXO I.
COMENTARIOS PARTICULARES DE LA CNE A LAS PROPUESTAS DE
PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN EN LOS SEIE

INFORME 9/2006 DE LA CNE SOBRE PROPUESTAS DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN TÉCNICA EN LOS SISTEMAS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES

De conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, funciones Segunda y Cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión del 6 de abril de 2006 ha acordado emitir el siguiente:

INFORME

1 OBJETO

Informar las propuestas de Procedimientos de Operación Técnica (P.O.) elaborados por el Operador del Sistema (OS) para su aplicación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), conforme a la solicitud del Director General de Política Energética y Minas (DGPEyM), del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con fecha de entrada en la CNE el día 11 de enero de 2006.

2 ANTECEDENTES

El artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares y extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, desarrolla la reglamentación singular a que alude el artículo 12 de la Ley 54/1997. Dicho Real Decreto determina que su entrada en vigor corresponde al día 1 de enero de 2004, aunque prevé el desarrollo de los criterios y mecanismos que en él se regulan mediante órdenes ministeriales, en general, de acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, en la Disposición Transitoria segunda del mencionado Real Decreto se establece que los operadores del mercado y del sistema

dispondrán de seis meses desde la entrada en vigor del mismo para ejercer las funciones que éste les asigna.

Con fechas 11 de noviembre y 2 de diciembre de 2004, el Consejo de Administración de la CNE aprobó con carácter consultivo, sendos informes, respectivamente, sobre el *“Borrador de Orden por la que se aprueba el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en lo sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”*, y sobre el *“Borrador preliminar de Orden por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”*.

Con fecha 10 de Junio de 2005 tuvo entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía las propuestas de Órdenes Ministeriales mencionadas, para su informe preceptivo. En ellas se incorporaron determinadas observaciones realizadas por este Organismo en los anteriormente citados informes de 11 de noviembre y de 2 de diciembre de 2004.

Tras completar un exhaustivo estudio sobre los costes de inversión y operación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de estos sistemas, el Consejo de Administración de la CNE aprobó con fecha 13 de diciembre de 2005 el Informe 23/2005 sobre las propuestas de Ordenes Ministeriales por las que se desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Con fecha 11 de enero de 2006, la DGPEyM remitió a la CNE los procedimientos de operación del objeto para su informe preceptivo. Las correspondientes propuestas fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para que pudieran efectuar las observaciones correspondientes. Finalmente realizaron observaciones las siguientes empresas: REE, Omel, Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa.

Con fecha 30 de marzo de 2006 han sido aprobadas las referidas Ordenes Ministeriales de desarrollo del Real Decreto 1747/2003 (respectivamente, Orden ITC/914/2006 y Orden ITC /913/2006), las cuales entrarán en vigor el día 10 de abril de 2006.

3 CONSIDERACIONES GENERALES Y PROPUESTAS DE LA CNE

3.1 Sobre la urgente aprobación de los P.O. SEIE

Los Procedimientos de Operación para el sistema eléctrico peninsular (P.O.) están aprobados por respectivas Resoluciones de las anteriores Secretarías de Estado de Energía y Recursos Minerales, y de la Energía, Desarrollo Industrial y Pequeña y Mediana Empresa, así como de la actual Secretaría General de la Energía, todo ello como desarrollo del artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Por su parte, en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se establecen las singularidades de los SEIE aunque no se realizan menciones expresas a la necesidad de desarrollar Procedimientos de Operación específicos. Sin embargo, en su artículo 5.2 se señala que para asegurar el correcto funcionamiento de estos sistemas, *“el operador del sistema realizara, además de las previstas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, las funciones”* que se enumeran en el mismo.

Por lo tanto, al ser de aplicación el mencionado artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, y las demás funciones establecidas en la Ley, y en particular su desarrollo mediante el Real Decreto 1955/2000, el OS debe proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio *“los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica”* de los SEIE, quien resolverá previo informe de la CNE.

Por otra parte, con fecha 30 de marzo de 2006 han sido aprobadas las referidas Ordenes Ministeriales de desarrollo del Real Decreto 1747/2003, las cuales entrarán en vigor el día 10 de abril de 2006.

Por todo ello, la CNE considera conveniente la inmediata aprobación de los P.O. SEIE que se informan, con objeto de incrementar la garantía de suministro y mejorar la operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.

3.2 Sobre el trámite de elaboración de los P.O. SEIE

El OS remitió a la mediante carta de fecha 21 de diciembre de 2005 a la DGPEyM las actuales propuestas de P.O. SEIE, que correspondían a las ya enviadas en 2004 con excepción del P.O. SEIE 2.5 y el P.O. SEIE 3.6, cuyas modificaciones se consideraron como las más relevantes, dada la experiencia adquirida. La DGPEyM dio traslado oficial de este envío a la CNE, iniciándose de esta forma la tramitación reglamentaria de los Procedimientos de Operación que se informan.

La CNE valora positivamente el alto grado de consenso alcanzado entre el OS y el propietario de las centrales de generación en régimen ordinario existentes, ENDESA, en la elaboración de los P.O. SEIE, sin perjuicio de que existan elementos concretos donde no existe este consenso.

De acuerdo con la información contenida en los borradores enviados en 2004, este consenso no existía en el P.O. SEIE 7 donde ENDESA no aceptaba que se penalizara el incumplimiento de los requerimientos de banda de regulación. En el Informe 23/2005, de 13 de diciembre, la CNE consideraba necesaria la retribución de la banda de regulación para compensar los sobrecostos que se producen como consecuencia de pérdidas de rendimiento por variaciones de carga que han realizar determinados grupos para seguir la evolución de la demanda. De esta forma, el OS podía requerir los servicios de regulación de estos grupos, que serían retribuidas por el servicio prestado, lo que redundaría en una explotación más flexible y segura. Simétricamente, la CNE considera que el incumplimiento del requerimiento dado por el OS debe estar efectivamente penalizado.

3.3 Sobre los P.O. SEIE que aún están pendientes de tramitación

Aparte de las propuestas de Procedimiento que se informan, aún están pendientes por desarrollar y tramitar una serie de P.O. SEIE específicos de estos sistemas, sin perjuicio de los procedimientos comunes a la península y a los SEIE que se puedan promulgar a corto plazo, como son el P.O. 3.7. “*Programación de la generación no gestionable*”, el P.O. 12.3 “*Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*”, o la adaptación del P.O. 7.4 “*Servicio Complementario de Control de Tensión de la Red de Transporte*” y su correspondiente Plan de Control de Tensión, según se indica en el apartado séptimo el procedimiento de operación P.O. SEIE 8.2. y el P.O. SEIE 1. En

este sentido se destacan a continuación los P.O. SEIE específicos más relevantes que no se encuentran entre los que ahora se informan:

1. Tal y como sugirió esta Comisión en el mencionado Informe 23/2005, dado el elevado incremento de la demanda que se produce en los sistemas extrapeninsulares, lo que lleva asociado la necesidad de instalar nueva potencia, y dada la posibilidad de que en alguna circunstancia pudiera existir más potencia instalada que la necesaria, al haberse optado por establecer unos valores mínimos de índices de cobertura, y en línea con lo que establece en el artículo 2 de la Orden ITC/914/2006, se considera que el OS debería determinar anualmente una propuesta de revisión de la *“potencia necesaria”* en cada SEIE, así como la equivalencia entre el máximo LOLE establecido en el RD 1747/2003 y el índice de cobertura correspondiente, y todo ello, siguiendo los criterios que se establezcan en un nuevo procedimiento de operación.

2. Por otra parte, tal y como se desarrollo en el Anexo I de este informe, se considera que en los SEIE se debería establecer un P.O. sobre gestión de la demanda similar al P.O. 6 peninsular, para conseguir una operación más segura y una mayor cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia. Específicamente se considera fundamental que a los consumidores cualificados de los SEIE, conforme a lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto 1747/2003, se les haga llegar la referencia de los precios medios peninsulares, pero considerados en términos de media móvil anual, para que horariamente pudieran percibir una señal de la situación de la curva de carga real del sistema aislado al que se encuentran conectados. Dicha modulación, de acuerdo con lo dispuesto en el RD 1747/2003, debería ser establecida por las Comunidades y Ciudades Autónomas, de acuerdo con el MITyC, por lo que con carácter previo al establecimiento del P.O. SEIE correspondiente, se precisaría la actuación de dicha autoridad competente.

3. Además, según se establece en el artículo 6 del RD 1747/2003, *“mediante una orden ministerial, de acuerdo con las Comunidades Autónomas o las ciudades de Ceuta y Melilla afectadas, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, se establecerá el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares”*, para lo cual los productores deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes, en presencia del OS, y siguiendo un procedimiento previamente aprobado, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006. Por ello, esta Comisión considera necesario desarrollar un nuevo

procedimiento de operación específico, que tampoco se encuentra entre los que ahora se informan.

4. Por último, se ha de señalar que en la *Adenda a la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas*, aprobada por Consejo de Ministros de 5 de diciembre de 2003, se contemplaba a futuro la interconexión eléctrica entre la Península y las islas Baleares, así como la interconexión entre islas, lo que podría requerir, en su caso, la elaboración de nuevos procedimientos de operación específicos.

3.4 Sobre las analogías y diferencias entre los Procedimientos de Operación en la Península y en los SEIE

Los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental que se informan, necesarios para realizar la adecuada gestión técnica de los SEIE deberán perseguir los mismos objetivos de garantía de suministro, con la seguridad y calidad requeridos, que los desarrollados para el sistema peninsular. Asimismo, la operación del sistema se deberá realizarse al menor coste posible, especialmente en los SEIE, donde existe un sistema de costes reconocidos para la generación en régimen ordinario.

En consecuencia los P.O. SEIE deben ser simétricos a los peninsulares, en cuanto a contenidos y objetivos, y homogéneos en forma y terminología, teniendo en consideración, además, aquellos aspectos técnicos y regulatorios particulares de los SEIE.

Por tanto, las posibles diferencias en los procedimientos de operación de los SEIE, deben estar justificadas en base a sus particularidades técnicas, y en todo caso deben responder a lo establecido en el RD 1747/2003, de 19 de diciembre, y las correspondientes Órdenes de desarrollo que finalmente se adopten.

Asimismo, los P.O. SEIE no se deben establecer asimetrías respecto a sus homólogos de la península en cuanto a derechos y obligaciones en el ejercicio de las actividades de comercialización, distribución y producción en régimen especial.

Por su parte, la generación en régimen ordinario, al ser considerada como una actividad liberalizada con una retribución regulada, en base a un reconocimiento de costes diferenciado con respecto a la generación en régimen ordinario de la península, requiere

necesariamente una adaptación en cuanto a su interacción con la operación del sistema. En este sentido, tiene especial relevancia la necesaria transparencia de la regulación y de la retribución, así como la consideración de la no confidencialidad de sus costes reconocidos y régimen de funcionamiento.

Finalmente, las funciones de supervisión, control, y en su caso, de autorización de determinados aspectos¹, respecto de la operación del sistema, que están atribuidas a la Comisión Nacional de Energía en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y en el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, y que se encuentran reflejados en los procedimientos de operación en el sistema peninsular, deberán igualmente quedar reflejados en los P.O. SEIE.

En la tabla siguiente se enumeran los Procedimientos de Operación Peninsulares junto a los Procedimientos propuestos por REE en los SEIE, desarrollados de forma simétrica a los ya existentes:

| P.O. SISTEMA PENINSULAR | | P.O. SEIE | |
|--------------------------------|--|---------------------|---|
| P.O.1 | Funcionamiento del sistema | P.O. SEIE 1. | Funcionamiento del sistema |
| P.O.1.1 | Funcionamiento del sistema | P.O. SEIE 1 | Funcionamiento del sistema |
| P.O.1.2 | Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema | | |
| P.O.1.4 | Consideraciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionado por el operador del sistema | | |
| P.O.1.5 | Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia / potencia | | |
| P.O.1.6. | Establecimiento de los planes de seguridad par la operación del sistema | | |
| P.O.2. | Previsión de la cobertura | P.O. SEIE 2. | Previsión de la cobertura |
| P.O.2.1 | Previsión de la Demanda | P.O. SEIE 2.1 | Previsión de la Demanda |
| P.O.2.2 | Previsión de la Cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico | P.O. SEIE 2.2 | Cobertura de la demanda y programación de la generación |
| P.O.2.5. | Planes de mantenimiento de las unidades de producción | P.O. SEIE 2.5. | Planes de mantenimiento de las unidades de producción |
| P.O.3. | Programación de la Operación | P.O. SEIE 3. | Programación de la Operación |
| P.O.3.1. | Programación de la generación | P.O. SEIE 3.1 | Programación de la generación en tiempo real |
| P.O.3.2 | Solución de restricciones técnicas | | |
| P.O.3.3. | Resolución de los desvíos generación-consumo | | |
| P.O.3.4. | Programación del mantenimiento de la red de transporte | P.O. SEIE 3.4 | Programación del mantenimiento de la red de transporte |
| P.O.3.5. | Programación a corto plazo de descargos en la red de transporte | | |

¹ Como por ejemplo, los criterios generales de protección (P.O. 11.1)

| | | | |
|----------------|--|---------------------|--|
| P.O.3.6. | Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción | P.O.SEIE 3.6. | Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción |
| P.O.4. | Operación y Gestión de las interconexiones internacionales | P.O.SEIE 4. | Operación y Gestión de las interconexiones internacionales |
| P.O.4. | Gestión de las interconexiones internacionales | | No aplica |
| P.O.5. | Procedimiento de Pérdidas | P.O.SEIE 5. | Procedimiento de Pérdidas |
| P.O.5 | Determinación de las pérdidas de transporte y cálculo de los coeficientes de pérdidas por nudo | P.O.SEIE 5. | Determinación y asignación de las pérdidas de transporte |
| P.O.6. | Gestión de la Demanda | P.O.SEIE 6 | Gestión de la Demanda |
| PO.6.1. | Medidas de Operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia | P.O.SEIE 6 | Incluido en el P.OSEIE.1 y P.O.SEIE 8.2. |
| P.O.7. | Gestión de los Servicios Complementarios | P.O.SEIE 7. | Gestión de los Servicios Complementarios |
| PO.7.1. | Servicio Complementario de Regulación Primaria | P.O.SEIE 7. | Servicio Complementario de Regulación Primaria |
| PO.7.2. | Servicio Complementario de Regulación Secundaria | | Servicio Complementario de Regulación Secundaria |
| PO.7.3. | Servicio Complementario de Regulación Terciaria | | Servicio Complementario de Regulación Terciaria |
| PO.7.4. | Servicio Complementario de Control de Tensiones | | Incluido en el P.O.8.2. |
| P.O.8. | Operación de la Red de Transporte | P.O.SEIE 8. | Operación de la Red de Transporte |
| PO.8.1. | Red gestionada por el OS | P.O.SEIE 8.1. | Definición de las redes bajo gestión de la operación del sistema y redes observables |
| PO.8.2. | Operación de la red | P.O.SEIE 8.2. | Operación de los sistemas de producción y transporte |
| PO.8.3. | Control de las tensiones en la Red | | |
| P.O.9. | Información | P.O.SEIE 9. | Información |
| PO.9.1. | Bases de datos estructurales del Sistema Eléctrico | P.O.SEIE 9.1. | Información a intercambiar con el Operador del Sistema |
| PO.9.2. | Información sobre la operación del sistema | | |
| PO.9.3. | Información necesaria para la gestión del sistema en tiempo real | | |
| PO.9.4. | Información para liquidaciones de energía | | |
| PO.9.5. | Análisis e información sobre las incidencias en el sistema eléctrico | | |
| PO.9.6. | Acceso al sistema de información del operador del sistema (SIOS) | | |
| P.O.10. | Medidas de Energía | P.O.SEIE 10. | Medidas de Energía |
| PO.10.1. | Condiciones de instalación de los puntos de medida | P.O.SEIE 10.1. | Condiciones de instalación de los puntos de medida |
| PO.10.2. | Verificación de los puntos de medida | P.O.SEIE 10.2. | Verificación de los puntos de medida |
| PO.10.3. | Requisitos de los equipos de inspección | P.O.SEIE 10.3. | Requisitos de los equipos de inspección |
| PO.10.4. | Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones | P.O.SEIE 10.4. | Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones |
| PO.10.5. | Estimación de ,medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera | P.O.SEIE 10.5. | Estimación de ,medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera |
| PO.10.6. | Agregaciones de puntos de medida | P.O.SEIE 10.6. | Agregaciones de puntos de medida |
| PO.10.8. | Códigos universales para puntos frontera de clientes | P.O.SEIE 10.8. | Códigos universales para puntos frontera de clientes |
| PO.10.11. | Tratamiento e intercambio de información entre el operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes | P.O.SEIE 10.11. | Tratamiento e intercambio de información entre el operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes |
| P.O.11. | Equipos de Control | P.O.SEIE.11. | Equipos de Control |
| PO.11.1. | Criterios generales de protección en la red gestionada | P.O.SEIE 11.1. | Criterios generales de protección en la red gestionada |
| PO.11.2. | Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos | P.O.SEIE 11.2. | Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos |
| PO.11.3. | Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema | P.O.SEIE 11.3. | Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos del sistema |
| P.O.12. | Conexión a la red de transporte | P.O.12. | Conexión a la red de transporte |

| | | | |
|----------------|--|---------------------|---|
| PO.12.1. | Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte | P.O.SEIE 12.1. | Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte |
| PO.12.2. | Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio | P.O.SEIE 12.2. | Instalaciones conectadas a la red de transporte de energía eléctrica |
| P.O.13. | Desarrollo de la red de transporte | P.O.SEIE 13. | Desarrollo de la red de transporte |
| PO.13.1. | Criterios de desarrollo de la red de transporte | P.O.SEIE 13.1. | Criterios de planificación de la red de transporte |
| PO.13.2. | Coordinación de los planes de desarrollo de la red de transporte | | |
| PO.13.6. | Instalaciones de la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio | | |

De la observación de esta tabla cabe señalar, en primer lugar que, al ser los SEIE sistemas eléctricos no conectados a otros sistemas, algunos de los Procedimientos de Operación desarrollados en el sistema peninsular, no tendrían un homólogo en los SEIE (por ejemplo, el P.O. 4 “*Interconexiones internacionales*”), y por el contrario, en los SEIE son necesarios desarrollos de otros procedimientos específicos que contemplen las singularidades de estos sistemas eléctricos (como el P.O.15 “*Sistemas de menor tamaño*”, específico para los SEIE de Ceuta, Melilla, La Palma, Gomera y el Hierro, dada las particularidades de su pequeña dimensión).

En el Anexo I de este informe se analizan por separado las propuestas de P.O. SEIE, señalándose, en su caso, las valoraciones particulares de esta Comisión en relación con cada una de ellas.

4 CONCLUSIONES

Esta Comisión valora positivamente las propuestas de Procedimiento de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (P.O. SEIE) descritas en el objeto de este informe. No obstante, en el Anexo I se proponen algunas mejoras particulares en los PO SEIE sometidos a informe.

Adicionalmente, considera necesaria la promulgación de otros nuevos procedimientos específicos, según lo expresado en el epígrafe 3.3. anterior, para establecer los criterios de cálculo anual en cada SEIE de la potencia necesaria y la equivalencia entre la probabilidad de pérdida de carga máxima y el Índice de cobertura mínimo

correspondiente; para que los consumidores cualificados puedan tener la referencia de los precios medios peninsulares, pero modulada según la curva de carga real de cada sistema aislado; para establecer la metodología a seguir para realizar los ensayos de rendimiento en los distintos tipos de centrales de generación de los SEIE; y para establecer los criterios de gestión de los enlaces entre islas, y en su caso, con la península.



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO I. COMENTARIOS PARTICULARES DE LA CNE A LAS PROPUESTAS DE PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN EN LOS SEIE

1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA (P.O. SEIE 1)

El objeto de este procedimiento de operación es establecer los criterios de seguridad aplicables a la gestión técnica del sistema, teniendo en cuenta el diseño y planificación de las redes y el uso de las mismas.

El procedimiento desarrollado para los SEIE incluye los objetivos y contenidos de los procedimientos P.O.1.1, P.O.1.2, P.O.1.3, P.O.1.5, P.O.1.6, aplicables al sistema peninsular, con las particularidades que se comentan a continuación. Sin embargo, entre estas particularidades se echan en falta criterios para la explotación de los enlaces existentes y futuros entre islas.

1.1 Sobre los criterios de seguridad u operación de los sistemas

- **Márgenes de las variables de control en funcionamiento normal del sistema:**

Los niveles de variación de la frecuencia se fijan en $\pm 0,3\%$, coincidente con lo establecido en la península, según los criterios internacionales (de la UCPTTE), si bien se aceptan oscilaciones de frecuencia de hasta $\pm 0,5\%$ durante un tiempo no superior a 5 minutos. Por otra parte, se eleva a 245 kV el margen admisible en 220 kV.

La CNE considera que en el apartado 4.4.2.4 se debería indicar que en los cables subterráneos y submarinos, dadas sus características constructivas, no se debería sobrepasar ni en situación normal, ni en contingencias, el 100% de la capacidad de diseño.

En caso de perturbaciones importantes el OS podrá ordenar deslastres manuales de carga con el fin de mantener la estabilidad del sistema, que deberán estar incluidos en los planes de emergencia que han de ser informados por esta Comisión.

- **Criterios de seguridad ante contingencias**

Los criterios de seguridad establecidos son similares a los de la península, aunque dada las contingencias específicas que pueden aparecer en los SEIE, el OS establece que *“Siempre que exista un Plan de salvaguarda en el que se establezcan las medidas de operación tras una determinada contingencia que minimice sus consecuencias, se podrán superar los márgenes establecidos en este procedimiento para las variables de control”*. Esta Comisión considera que dicho Plan debería ser previamente autorizado por la autoridad competente.

1.2 Sobre el Establecimiento de los niveles admisibles de carga en la red gestionada por el operador del sistema (OS)

En este apartado, el OS establece los criterios para determinar los niveles admisibles de carga en líneas y trafos de la red gestionada por el OS, adaptados a las redes de los SEIE. 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. No obstante, se establece que el OS podrá modificar los periodos de aplicación en los límites térmicos estacionales, cuando se presenten condiciones meteorológicas excepcionales que lo justifiquen, previa información a los agentes. Esta Comisión considera que también se debería informar previamente a la autoridad competente y a la CNE.

1.3 Sobre las Consideraciones de entrega de la energía en los puntos frontera de la red gestionada por el operador del sistema

Las condiciones de entrega de la energía en los puntos frontera de conexión de la red de transporte y otras redes o instalaciones deberán cumplir los requisitos que se establezcan, de manera que se garantice la calidad del servicio en dichos puntos.

Se señala además que las interrupciones de suministro o los huecos de tensión serán los que determine la normativa vigente. Por razones de transparencia, la CNE considera que deben reproducirse las referencias a las definiciones de los huecos de tensión establecidos en el P.O.1.4. y en su caso, en el P.O.12.3.

1.4 Sobre el establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia

En este apartado se establecen las reservas de regulación necesarias para resolver las restricciones técnicas y los desequilibrios entre generación y consumo, determinándose tres niveles de regulación: primaria / secundaria y terciaria:

- **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. Se determina la obligación de la prestación del servicio, al igual que

en la península, y el reparto de dicha capacidad se establece en el P.O.SEIE 7.1². Dicha reserva global, inexistente en el sistema peninsular, podrá ser modificada según el *Plan Automático de Deslastre de Carga* u otros factores externos. La CNE considera que dichas modificaciones deberían ser informadas a la autoridad competente y a la CNE.

- **Regulación secundaria:** Entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone que se establezca con claridad que 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: a) La mayor potencia neta asignada a un generador entre los programados en dicho periodo horario. b) El crecimiento previsto de la demanda entre el periodo de programación horario del que se quiere determinar la reserva y el siguiente. c) La pérdida más probable por una disminución de la potencia eólica acoplada. La CNE considera que estos requisitos si bien son algo más conservadores que los existentes en el sistema peninsular, pueden estar justificados por el menor tamaño de los SEIE.
- **Regulación terciaria:** Los criterios de asignación de la reserva terciaria están más desarrollados en los SEIE que en la península³, determinándose como el mayor de los siguientes valores:
 - Mayor potencia asignada a un grupo
 - Potencia demandada prevista
 - Pérdida más probable de la eólica acoplada

Aunque la potencia relativa respecto a la demanda del mayor grupo es muy superior en los SEIE que la correspondiente del sistema peninsular, la CNE considera que dado el aislamiento de estos sistemas y la inexistencia de energía hidráulica de regulación, se debería analizar la posibilidad de mayor los valores anteriores en un determinado porcentaje, tal y como aparece en el P.O. 1 del sistema peninsular.

² Cada generador deberá poder aportar una variación de 2-5% de su potencia, mientras que en la península el estatismo se establece en el 1,5%

³ Reserva terciaria: Potencia del mayor grupo de generación acoplado mayorada en un 2%.

1.5 Sobre el Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema

En este apartado se definen 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. Para ello, se desarrolla, al igual que en la península, los *Planes de Salvaguarda, Emergencia y Reposición del Servicio*.

Dada la mayor sensibilidad de los SEIE, se incluye en los *Planes de Salvaguarda* los mecanismos de teledisparo de generadores y de otros elementos de la red de transporte.

Los Planes de Emergencia, que según se describe en el borrador habrán de ser aprobados por la CNE, incluyen un sistema de deslastre automático y manual selectivo de cargas. Dada la condición de islas eléctricas de reducido tamaño, en los SEIE, “*en ocasiones y ante determinados equilibrios generación-demanda se considerará los deslastre de carga como práctica de operación admisible e inevitable*”. Igualmente, se señala que se deberán incluir otras medidas de deslastre selectivo tales como: el redespacho de generación o la aplicación del sistema de interrumpibilidad.

Por último, entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone que en los Planes de Emergencia se incluyan asimismo el teledisparo de líneas y trafos.

La CNE considera que al igual que en los *Planes de Emergencia*, este Organismo debería aprobar los *Planes de Salvaguarda y de Reposición del servicio*.

2. PREVISIÓN DE LA COBERTURA (P.O. SEIE 2)

La previsión de la cobertura de la demanda cobra especial importancia en los SEIE ya que el parque de generación tiene una menor diversificación, dependiendo principalmente del equipo térmico instalado, y experimentando de forma histórica, un mayor crecimiento de la demanda que en la península, lo que conduce a unos ciclos inversores mas cortos.

Por tanto, el objeto de este procedimiento es la previsión de la demanda en cada subsistema para su utilización en la programación de la generación, y en la planificación del mantenimiento de las unidades de producción y transporte.

Este procedimiento se corresponde con los P.O 2.1, 2.2 y 2.5, desarrollados para el sistema peninsular, con las siguientes particularidades:

P.O. SEIE 2.1 Previsión de la Demanda

No hay diferencias significativas con su homólogo peninsular. Sin embargo, entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone que se incremente de mensual a trimestral el plazo de publicación de la previsión de demanda en el horizonte del año móvil, que dadas las peculiaridades intrínsecas a estos sistemas, la CNE no comparte.

P.O. SEIE 2.2 Cobertura de la demanda y programación de la generación

Tiene como objetivo analizar la cobertura de la demanda y programar los recursos de generación precisos para lograr dicha cobertura *con el menor coste posible*, respetando los criterios de seguridad.

La CNE considera, con carácter general, que se debería explicitar en el P.O. SEIE 2.2 que los resultados del despacho deberán ser supervisados por este Organismo.

□ Cobertura con horizonte anual:

Se alude, como en la península, a un informe mensual sobre el *Plan de Cobertura*, con un horizonte anual móvil, que incluiría una previsión de la aportación de energía eólica y una previsión de costes variables de las unidades sometidas al despacho económico. Esta Comisión considera que habría que incluir adicionalmente en el texto del PO SEIE la previsión de la aportación de energía proveniente del resto del régimen especial, que por otra parte está contenida entre los criterios del *Método de Estudio* de previsión de la cobertura.

Asimismo, la CNE considera conveniente que se homogenice en lo posible con la península el horizonte temporal sobre el que cada mes los agentes deben proporcionar información en los SEIE, en relación a las adquisiciones de combustibles y los parámetros técnicos de las centrales térmicas, ya que en el borrador de PO SEIE el horizonte se acorta a 6 meses, cuando en la península este horizonte es de un año.

Por otra parte, debería contemplarse en el punto 4.4.4 un periodo transitorio para que los distribuidores en los SEIE proporcionen las series históricas de demanda por nudos (en las nuevas fronteras de transporte que se han definido), ya que se carece de ella, porque la serie histórica de demanda en el pasado se ha venido obteniendo a partir de las medidas de generación.

Por último, entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone que se incremente de mensual a trimestral el plazo de publicación del estudio de cobertura con horizonte anual, que la CNE no comparte dadas las peculiaridades intrínsecas a estos sistemas.

□ **Cobertura y programación semanal:**

Se establece un plan de cobertura y programación semanal, que deberá ser coherente con el sistema de despacho de energía, teniendo en cuenta para cada grupo generador los parámetros técnicos y económicos reconocidos, según establecen los artículos 5 y 6 del RD 1747/2003. El proceso de despacho se realizará en dos etapas:

- **Despacho económico:** utilizará un modelo de minimización de costes variables de las instalaciones que tenga en cuenta: la generación disponible, la necesidad de reserva rodante, la hidráulicidad y la demanda. El régimen especial se colocará en base, independientemente de que participe o no en el despacho.
- **Restricciones:** de acuerdo con el P.O. SEIE 1, se analizará posteriormente las restricciones y se determinará su coste.

□ **Programación diaria:**

El sistema de programación diaria deberá responder a la asignación de mínimo coste, en condiciones de seguridad. El régimen especial que no participa en el despacho deberá colaborar, facilitando su programación diaria, en los términos establecidos en el RD 436/2004, de 12 de marzo.

Por último, en el punto 7 del P.O. SEIE 2.2. se incluyen los requisitos de altas de los generadores en el despacho, lo que por razones de transparencias debería figurar asimismo en el título del procedimiento. Asimismo, no se comprende el retraso de tres días en la incorporación al despacho económico de un nuevo generador o de un nuevo comprador, cuando cumplen todos los requerimientos necesarios. La CNE considera que se debería minimizar al máximo este periodo.

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

Este procedimiento se presenta en términos similares al P.O.2.5 peninsular. Dada las particularidades de los SEIE, se añaden nuevos criterios de autorización de las indisponibilidades (la incompatibilidad de indisponibilidades simultáneas, las alteraciones a los planes de indisponibilidad programada a largo plazo y las indisponibilidades de corto plazo no programadas, excepto las de carácter urgente).

3. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN (P.O. SEIE 3)

P.O. SEIE 3.1 Programación de la Generación en Tiempo Real

El objetivo de este procedimiento es determinar el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo, así como la solución de restricciones técnicas que puedan aparecer en tiempo real.

El ámbito de aplicación se amplía a otros transportistas, y a gestores de la red de distribución, sustituyendo el procedimiento peninsular de elaboración de los distintos programas del Mercado diario e intradiarios, así como reservas y gestión de desvíos por: un orden de mérito basado en el despacho económico que será la referencia para la asignación de cargas necesaria para cubrir los desvíos generación-consumo.

□ *Sobre la Resolución de los desvíos generación-consumo:*

El OS describe un proceso de *Asignación de cargas* para la resolución de desvíos de generación-consumo que la CNE considera un tanto escueto, por lo que se deberían incluir los criterios que permitan su desarrollo, entre los que deberían figurar la minimización de costes, la fiabilidad y velocidad en la respuesta, etc. Este proceso podrá modificar la programación horaria, para ajustarla en tiempo real tras resolver el desvío, debido a una variación brusca en el consumo o en la generación en periodos inferiores a una hora.

En el sistema peninsular, el procedimiento está basado en mecanismos de mercado regulado en un procedimiento específico, el P.O. 3.3.

□ *Sobre la Resolución de restricciones técnicas en tiempo real:*

En el sistema peninsular se regula en un procedimiento específico (P.O. 3.2.) y en los SEIE se desarrolla con menor profusión.

P.O. SEIE 3.4 Programación del Mantenimiento de la Red de Transporte

No contiene diferencias significativas con su homólogo peninsular.

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

“El objeto de este procedimiento es establecer los criterios a aplicar para la comunicación y el tratamiento de las indisponibilidades de los grupos generadores, con el fin de que el

OS realice una adecuada programación de las unidades de producción y para poder efectuar las liquidaciones correspondientes a la retribución por garantía de potencia". Para ello, se establecen criterios rigurosos para definir las indisponibilidades de los grupos, ya que esto afecta directamente a los ingresos por garantía de potencia de los generadores.

En cuanto a las *Responsabilidades* de la comunicación de las indisponibilidades de las unidades de producción en el sistema peninsular se imputa a los titulares de las unidades de generación en régimen ordinario de potencia superior a 30 MW, siendo el resto de unidades responsabilidad de REE. En los SEIE los responsables serán "*los titulares de las unidades de producción*". Por el menor tamaño de los SEIE y por analogía con la península, la CNE considera los responsables en los SEIE deben ser todas las unidades de régimen ordinario, y las de régimen especial que participan en el despacho, independientemente de su potencia.

Por otra parte, en el apartado dedicado al *Procedimiento de actuación*, REE introduce en los SEIE el concepto de "*despacho delegado*", que debería denominarse "*centro de control*", conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, donde obliga a las instalaciones de régimen especial de más de 10 MW a estar asociadas a un centro de control.

Asimismo, señala la posibilidad del OS de modificar la disponibilidad declarada, conforme a lo que en su momento propuso la CNE en su mencionado Informe 23/2005. Este Organismo considera que debe ser informado de las modificaciones de disponibilidad declarada y de las causas que justifican la modificación.

Finalmente, en este mismo apartado, se menciona que las unidades que causen la indisponibilidad serán responsables, "*en la medida en que le corresponda, de los costes originados*". Sin perjuicio de ello, se señala en el texto que estos incumplimientos o la falta de comunicación serán comunicados a la "*autoridad competente*", sin mencionar expresamente a la CNE, por lo que se propone que se mencione, ya que además de las competencias que tiene este organismo en liquidación e inspección, podrá iniciar un expediente sancionador, en su caso.

4. PÉRDIDAS EN LA RED DE TRANSPORTE (RDT) (P.O. SEIE 5)

El objeto de este procedimiento es establecer el método para determinar las pérdidas horarias producidas en la red de transporte (RdT) y los coeficientes de pérdidas estimados correspondientes a cada nudo de la red, en particular en cada frontera de la red de transporte con los productores, con la red de distribución y con las instalaciones de los consumidores cualificados.

En el apartado 3 se establece la *Estimación de las pérdidas de la RdT, “por diferencia entre los flujos de entrada y salida de potencia activa por los nudos frontera de dicha red, es decir por la suma algebraica de potencias de todos los nudos frontera de la red de transporte”*.

Sin embargo, en el apartado 4 *Determinación de las pérdidas en la red de transporte* se establece que las pérdidas en la red de transporte se determinarán como saldo de la medida en las fronteras de dicha red. No obstante, de acuerdo con la DT 4ª de la Orden ITC/913/2006, en tanto subsista la situación actual en que los activos de transporte y de distribución pertenecen a la misma empresa, no será necesario la instalación de los equipos de medida en los puntos frontera transporte distribución, lo que debería quedar reflejado en el texto del P.O. SEIE 5.

5. GESTIÓN DE LA DEMANDA

Los contenidos del P.O. 6 peninsular no tienen su homólogo en los SEIE. Únicamente se incluyen en el P.O.SEIE 1, lo relativo a la descripción del sistema de deslastre de carga selectivo y en el P.O.SEIE 8.2. lo referente a la situación de alerta de cobertura de la demanda a corto plazo.

Esta Comisión considera necesario el desarrollo de mecanismos que puedan llevar a una operación más segura y a una mayor cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia. Con carácter general se consideran muy interesantes los mecanismos de gestión de la demanda para la mejora del funcionamiento técnico y económico de los sistemas eléctricos, y en especial los SEIE, por lo que podría ser conveniente desarrollar un procedimiento de operación específico.

Por otra parte, la referencia a los precios horarios peninsulares que se establece en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, para los consumidores de los SEIE, no se corresponde con la curva de carga real de su subsistema. Este mecanismo podría potenciar en el futuro el hecho que se produce en la actualidad de que los incrementos anuales de potencia máxima en los SEIE superan a los incrementos de energía anual, lo que lleva a la necesidad de sobre instalar nuevos equipos generadores. No obstante, el artículo 11 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, establece que las comunidades o ciudades autónomas, de acuerdo con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá establecer una adaptación del precio horario peninsular aplicable a los consumidores y comercializadores, a la estructura estacional de la demanda en los SEIE de su ámbito territorial. Esta modulación según la demanda debería ser establecida por las comunidades o ciudades autónomas, de acuerdo con el MITyC, por lo que con carácter previo al establecimiento del P.O. SEIE correspondiente, se precisaría la actuación de la autoridad competente.

La CNE considera que se debería establecer en el PO SEIE 6, o en la norma que finalmente se considere, un mecanismo para proporcionar a la demanda señales más correctas de precio como elemento de gestión de la demanda. Una posibilidad para ello podría ser transmitir a consumidor de un SEIE la siguiente señal de precio horario:

$$P_h(SEIE) = P_h(\text{movil península}) \cdot \frac{D_h(SEIE)}{D_{media}(SEIE)}$$

Adicionalmente, se debería establecer en el P.O. SEIE 6, al igual que en la península, que los consumidores interrumpibles deben estar coordinados por el OS, bien porque están acogidos a las tarifas THP o a los complementos tarifarios de interrumpibilidad, o bien por que se pueda reconocer en la regulación general, contratos de interrumpibilidad total o parcial con el OS, mediante los cuales los consumidores participan en el servicio de regulación terciaria, y/o en garantizar potencia en situaciones de escasez.

6. GESTIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (P.O. SEIE 7)

En relación con la prestación de servicios complementarios de regulación primaria, secundaria y terciaria en los SEIE, esta Comisión considera que dichos servicios son de prestación obligatoria por parte de la generación en régimen ordinario, y son retribuidos implícitamente a través del sistema general de costes reconocidos, según establece el RD 1747/2003 y sus órdenes ministeriales de desarrollo.

En cuanto a las instalaciones de régimen especial, la CNE considera que en una primera fase, debido al menor porcentaje de penetración de estas tecnologías en los SEIE respecto al sistema peninsular, y por simplicidad para la operación del sistema, se debería considerar que la prestación de los servicios complementarios serán potestativos para estas instalaciones, salvo la regulación primaria que sería obligatoria (por lo que en su caso, tendría que contratarse), y en ningún caso, retribuidos como un concepto adicional. En una segunda fase, como consecuencia de las necesidades de operación del sistema y el objetivo de minimización de costes, se podría analizar la retribución de estos servicios, como un concepto adicional, a las instalaciones de régimen especial que participen en el despacho, de la misma forma a como se realiza en el sistema peninsular.

P.O. SEIE 7.1 Servicios complementario de regulación primaria

El objeto de este procedimiento es definir el servicio complementario de regulación primaria, que tendrá carácter obligatorio para los generadores acoplados, con el fin de corregir los desequilibrios instantáneos de generación-consumo. Se establece asimismo el método de asignación de la reserva de regulación primaria a las diferentes unidades de producción que participan en la prestación de este servicio, así como el control de su ejecución.

Para la prestación de este servicio, el POSEIE 7.1 define el estatismo⁴ permitido que será de entre 2 y 5%, con una insensibilidad inferior a $\pm 30\text{mHz}$, y la banda muerta voluntaria

⁴ Estatismo, definido como la relación entre variación de la frecuencia en la red y la variación de la potencia del generador provocada por la variación de frecuencia: $R = -(\Delta f / f_n) / (\Delta P_g / P_n)$

f = frecuencia de la red, f_n =frecuencia nominal, P_g potencia generada, P_n potencia nominal del generador. Han de ser capaces de reestablecer los valores de la frecuencia en 15" (si $\Delta f \leq 100\text{mHz}$), o linealmente entre 15-30" si la variación de la frecuencia es hasta 200mHz, debiendo ser la insensibilidad de los grupos inferior a $\pm 10\text{mHz}$ y la banda muerta voluntaria nula, según la recomendación de la UCPTÉ

nula. No obstante se admiten estadismos de hasta el 7% y bandas muertas superiores a $\pm 30\text{MHz}$, para los generadores existentes que no estén técnicamente dotados.

Respecto a la posibilidad de contratar el servicio cuando técnicamente no sea posible, la CNE considera que deberá ser de aplicación únicamente para las instalaciones de régimen especial, ya que no tiene sentido esta contratación en las instalaciones de régimen ordinario con costes reconocidos, ya sean existentes (que a solicitud del titular y con informe del OS, la CNE podría autorizar la exención de la obligación cuando técnicamente no sea posible) o nuevas (que deberán ser autorizadas con capacidad para cumplir este requerimiento).

Las necesidades de regulación establecidas en el POSEIE 1 se reparten por generador en función proporcional a su potencia neta disponible e inversamente proporcional a su estadismo y velocidad de respuesta.

P.O. SEIE 7.2 Servicios complementario de regulación secundaria

Este procedimiento regula los mecanismos para la provisión de los servicios complementarios de regulación secundaria. Para ello, el OS deberá realizar la asignación de reserva en función de la minimización de los costes y criterios de seguridad.

En el P.O. SEIE 7.2 también se señala la posibilidad de contratar el servicio cuando técnicamente no sea posible, por lo que la CNE vuelve a realizar el mismo comentario que el efectuado en el P.O. SEIE 7.1, matizando en este caso que en una primera fase, las instalaciones de régimen especial que participen en el despacho puedan proveer este servicio con carácter potestativo no remunerado.

Asimismo se menciona que se efectuará un control de la respuesta de las unidades de generación y el incumplimiento de la prestación de este servicio será penalizado con la pérdida de la retribución de banda de regulación. Esta Comisión considera que los incumplimientos deben estar justificados por causas técnicas o de fuerza mayor, ya que en caso contrario, además, podrían dar lugar al inicio de un expediente sancionador, en su caso. Finalmente la CNE entiende que se deberían establecer los mecanismos de excepción, a aplicar por el OS, que deberían ser comunicados a este Organismo.

P.O. SEIE 7.3 Servicios complementario de regulación terciaria

Este procedimiento regula la prestación de la regulación terciaria en los SEIE. Para ello, el OS deberá asignar la reserva por periodo de programación con criterios de seguridad y

mínimo coste, respetando lo establecido en el RD 1747/2003 y sus normas de desarrollo. Asimismo controlará el cumplimiento de la reserva asignada a cada grupo. Los incumplimientos en la prestación de este servicio serán penalizados considerando indisponible el grupo, con su repercusión en el cobro de la retribución de la garantía de potencia. Esta Comisión vuelve a señalar que los incumplimientos deberían estar justificados por causas técnicas o de fuerza mayor, ya que en caso contrario, además, podrían dar lugar al inicio de un expediente sancionador, en su caso.

7. OPERACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE (P.O. SEIE 8)

P.O. SEIE 8.1 Definición de la red bajo gestión técnica de la operación el sistema y de la red observable

El objeto de este procedimiento es definir la red cuya gestión es responsabilidad de REE, que corresponde a la red de transporte, así como definir la red complementaria.

Se debe determinar como red de transporte la establecida en el artículo 12 del RD 1747/2003, de 19 de diciembre, que incluye además de las instalaciones de interconexión entre islas, las de tensión igual o superior a 220 kV, y las de tensión inferior “*que determine la comunidad autónoma o ciudades de Ceuta y Melilla, a propuesta del operador del sistema, que puedan realizar las funciones normalmente asignadas a la red de transporte*” y además, en el caso de las nuevas instalaciones no incluidas en la planificación, las aprobadas por “*la Dirección General de Política Energética y Minas... a propuesta... de la Comunidad Autónoma o Ciudades de Ceuta y Melilla*”. Sin embargo, ésta no es exactamente la definición contenida en la propuesta de PO SEIE 8.1. Por ello, entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo, el propone que se actualice en la propuesta de PO SEIE 8.1 la definición de red de transporte para que refleje lo establecido en el mencionado artículo 12 del Real Decreto 1747/2003.

Asimismo, se determina la red complementaria, como aquella que no siendo de transporte, tienen incidencia en la operación del sistema, por lo que su operación y maniobra debe ser conocida y autorizada por el OS.

Por último, se define como red observable, como aquella cuya topología y medidas de variables de control deben ser también conocidas por el OS.

Esta estructuración de la red resulta análoga a la existente en la península.

P.O. SEIE 8.2 Criterios de operación

Este procedimiento fusiona los procedimientos peninsulares P.O. 8.2 (operación de la red) y P.O. 8.3 (control de tensión), y así mismo, parte del P.O.6.1.(medidas de operación en estado de alerta) del sistema peninsular.

Se incluye un apartado de “*Responsabilidad*” en el que establece que el OS es responsable de la emisión de las instrucciones de operación a las empresas de

transporte, de distribución y de generación, y estas empresas, de acatarlas. Asimismo, especifica que las empresas de distribución, en su caso, deben transmitir dichas instrucciones a las instalaciones de régimen especial. La CNE considera que esta transmisión sería en el caso de las instalaciones de régimen especial que no participen en el despacho. No obstante, se considera también que en el caso de instalaciones que tengan la obligación de estar adscritas a un centro de control, debería ser dicho centro el encargado de transmitir las referidas instrucciones.

Se definen como en la península cuatro posibles estados de funcionamiento del sistema eléctrico: estado normal, de alerta, de emergencia y de reposición. Se incluyen las medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alarma y emergencia (incluidas en el PO6.1. en el sistema peninsular). Se introduce finalmente la posibilidad de tomar medidas excepcionales para prevenir y mitigar las consecuencias de estados de alerta y de emergencia, que deben ser justificadas posteriormente ante el MITyC, la CNE y los agentes. Esta Comisión considera que el OS debería informar y justificar no sólo las medidas tomadas en situaciones excepcionales, sino también cuando se declare el sistema en estado de alerta, emergencia o de reposición.

8. INFORMACIÓN (P.O. SEIE 9)

El objeto de este procedimiento es definir la información a intercambiar entre el OS y los sujetos de los SEIE.

A este respecto, la CNE señala que se debe clarificar en el objeto que los sujetos se corresponden con aquellos que se encuentren conectados a la red de transporte y redes complementarias y observables. Igualmente se debe incluir entre los sujetos del ámbito de aplicación a los “agentes vendedores”, y en general, a los “representantes” ya que éstos tienen potestad para comunicar al OS, a efectos del despacho, los costes variables de las instalaciones de generación que representan.

Se considera que en el apartado 5.3 de debe abrir un subapartado para reflejar lo propuesto por la CNE en el capítulo 5.1 de su mencionado Informe 23/2005, donde textualmente indica: *“la CNE considera necesario que ... el operador del sistema, con carácter mensual, informe de las diferencias de costes de despacho en cada SEIE, con y sin restricciones, junto a los costes mensuales de reserva y los índices de calidad del servicio derivados de la generación, a la Dirección General de Política Energética y de Minas, a las Comunidades Autónomas correspondientes y a la propia CNE”*.

Respecto al apartado 5.4 *Gestión de la información para el proceso de liquidación*, a parte de la información a suministrar a la CNE, según determina el artículo 5.2.m) del RD 1747/2003, se debería suministrar a este Organismo la energía mensual neta producida cada una de los grupos de generación participantes en el despacho de costes variables, así como los costes fijos y variables mensuales asociados a dichos grupos, todos ellos desglosados por naturaleza.

Por otra parte, a efectos de que el operador del mercado (OM) pueda realizar liquidaciones provisionales en plazos inferiores al mes, y pueda realizar un seguimiento de las garantías más apropiado, la CNE propone que el envío de información desde el OS al OM se realice con una periodicidad diaria. Asimismo, el OS deberá enviar al OM la información las medidas de energía, o en su caso, cuando no se disponga de ella, la información que la pueda sustituir, así como toda la información necesaria para que el OM pueda realizar correctamente las liquidaciones que tiene encomendadas.

En el apartado 6 *Concentrador de medidas eléctricas* no aparece el requerimiento de información peninsular de los transformadores de medida y equipos conectados a los

misimos, dentro de la información de inventarios residente en el concentrador principal (apartado 6.1.1.).

Por otra parte, las horas para el envío de información que deben realizar, entre otros, los comercializadores, deben tener como referencia de tiempo la de la hora local.

Adicionalmente, la CNE considera que la obligación de publicación de la curva de carga diaria de cada sistema establecida en el apartado 9, se debería completar con información adicional que debería ser homóloga a la que se viene publicando en el sistema peninsular.

Finalmente, en los anexos de este procedimiento de operación, el OS incluye un mayor requerimiento de información a incluir en la base de datos estructural (anexo 1) e información que se enviará al OS en tiempo real.

9. MEDIDAS DE ENERGÍA (P.O. SEIE 10)

Estos procedimientos tienen por objeto regular los equipos y la gestión de la medida.

P.O. SEIE 10.1 Condiciones de instalación de los puntos de medida

En la determinación de la ubicación de los puntos de medida (apartado 3.1.2.), se cita que debido a las particularidades del procedimiento de liquidación de los SEIE, *“las fronteras de generación se definen por grupo generador, independientemente del número de conexiones entre la central y las barras de distribución y/o transporte”*. Como consecuencia *“se equipará con punto de medida cada una de las salidas de transformación de generación de grupo, y en caso de existir, se equiparán con puntos de medida todas las conexiones de auxiliares de la central con las redes de transporte y distribución”*. Si alguna de las fronteras fuera tipo 1, *“deberán ser equipados los puntos de medida a fin de disponer de medida redundante o comprobante”*. Esta Comisión considera adecuado dicho criterio, aunque entiende que se debería incluir también en una norma de rango superior.

Por otra parte, en las recientes observaciones remitidas por ENDESA se advierte que en los nuevos puntos frontera transporte-distribución de los SEIE no existen en general los equipos de medida correspondientes. Esta empresa señala que la instalación de estos equipos de medida presenta inconvenientes y prácticamente ninguna ventaja, en tanto ambas redes, la de transporte y la de distribución pertenezcan a la misma empresa. En las condiciones actuales, la instalación de equipos de medida en las fronteras transporte-distribución tendría impactos importantes, tanto en el terreno económico (por el coste de los equipos), como en el operativo (por la imposibilidad de finalizar el periodo de implantación en al menos 5 años, ya que existe un número de fronteras elevado, similar a las existentes en la península, y a que dado el aislamiento de estos sistemas, en general es necesario esperar a que exista un descargo en la línea para proceder a su implementación). Por su parte, la ventaja de calcular las pérdidas a partir de las medidas de energía desaparece ya que no es necesario su reparto a efectos de liquidaciones entre los distribuidores, puesto que aquí sólo existe uno que está conectado a la red de transporte, y la liquidación de la energía por el operador del mercado puede ser realizada directamente en barras de central.

Este criterio es el que se determina en la DT 4ª de la Orden ITC/913/2006, donde se establece que en tanto subsista la situación actual en que los activos de transporte y de distribución pertenecen a la misma empresa, no será necesario la instalación de los equipos de medida en los puntos frontera transporte distribución.

La CNE comparte dicho criterio y considera que el mismo debería quedar reflejado en la nueva normativa que se habrá de promulgar con ocasión de la refundición de la normativa sobre medidas eléctricas, según se establece en el mandato número 22 del Acuerdo del Consejo de Ministros de 25 de febrero de 2005, sobre las medidas de impulso a la productividad.

P.O. SEIE 10.2 Verificación de los equipos de medida

En el apartado 3.5.1.1.8 referente a la estimación de las medidas perdidas durante las verificaciones se modifica el periodo considerado, desde los periodos horarios considerados en el sistema peninsular al tiempo concreto invertido en la verificación en los SEIE.

P.O. SEIE 10.3 Requisitos de los equipos de inspección

No existen modificaciones sustanciales respecto a la península.

P.O. SEIE 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones

Se adecúa el P.O. SEIE 10.4 al correspondiente en la península, siendo en algunos aspectos es incluso más preciso.

P.O. SEIE 10.5 Estimación de medidas y cálculo del mejor valor de energía de puntos frontera

En el apartado 3.2.2 *Configuración principal* y en el apartado 3.2.3. *Configuración redundante*, con respecto al P.O. del sistema peninsular correspondiente se añade el párrafo *“previo acuerdo con el OS y los participantes de una frontera se podrán establecer puntos de medida alternativos siempre que resulte equivalente el cálculo de energía intercambiada y no afecte al sistema de liquidaciones”*. En estos casos, se considera que se debería justificar ante la CNE dicho acuerdo.

Entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone que la publicación del cierre provisional se realice antes del 5º día de los ocho

meses siguientes al que corresponden las medidas, considerando que el cierre definitivo será el día 30 del mes m+10.

P.O. SEIE 10.6 Agregaciones de puntos de medida

Por razones de no discriminación, esta Comisión entiende que sería conveniente que una vez desarrollados los ficheros descritos en la especificación para el intercambio de información entre agentes y el OS en los SEIE, aparezca la agregación de los puntos de medida en la web del OS, al igual que en la península, en vez de ser puestos únicamente “a disposición de los sujetos que lo soliciten”.

P.O. SEIE 10.8 Códigos universales para puntos frontera de clientes

No existen modificaciones sustanciales.

P.O. SEIE 10.11 Tratamiento e intercambio de información entre OS, encargado de la lectura, comercializadores y resto de agentes

No existen modificaciones sustanciales.

10. PROTECCIONES (P.O. SEIE 11)

P.O. SEIE 11.1 Criterios generales de protección en las redes de transporte

Conforme al artículo 12 del RD 1747/2003, se cambia la denominación de “*red gestionada*” por la de “*red de transporte*”. La autoridad competente deberá aprobar los *Requerimientos exigibles al sistema de protección*, aunque en las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se propone eliminar esta mención, al considerar que el OS es responsable de la garantía del suministro. Por último, se indica que mientras que no se establezcan los “criterios generales de protección en los SEIE” se adoptarán los correspondientes criterios peninsulares.

P.O. SEIE 11.2 Criterios de instalación y funcionamiento de los automatismos

No existen modificaciones sustanciales. Sin embargo, entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se proponen diversas modificaciones de orden técnico.

P.O. SEIE 11.3 Análisis y seguimiento del funcionamiento de las protecciones y automatismos

No existen modificaciones sustanciales.

11. ACCESO A LA RED DE TRANSPORTE (P.O. SEIE 12)

P.O. SEIE 12.1 Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a las redes de transporte

El procedimiento homólogo en el sistema peninsular ha sido recientemente aprobado como P.O.12.1.

En el apartado 4.1 del procedimiento P.O. SEIE 12.1, en lo relativo al acceso a la red para nuevos consumidores se debería señalar, como sucede en el P.O 12.1 peninsular, que este acceso *“encontrará las restricciones derivadas del mantenimiento de la garantía de suministro de los consumidores existentes. Las resolución de dichas limitaciones de acceso a la RdT requerirá del desarrollo del sistema”*.

Por otra parte, en el apartado 4.4. se define que la afección sobre la RdT de instalaciones de generación será significativa, entre otros supuestos, cuando la potencia instalada de los generadores o agrupaciones de éstos cuya inyección a la red de transporte se realice a través del mismo nudo, sea superior al 2% de la última punta de demanda publicada, mientras que en la península, este carácter se define a partir de una potencia instalada de 50 MW.

La CNE considera que la limitación de la concentración de la generación en un nudo es un criterio que puede estar justificado en los SEIE, dadas sus particularidades técnicas, incluso aunque éste resulte, con carácter general, más estricto que el aplicable en sistema peninsular.

Entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se proponen diversa modificaciones de orden técnico.

P.O. SEIE 12.2 Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad y puesta en servicio

El objeto de este procedimiento de operación es establecer los requisitos mínimos e diseño, equipamiento, funcionamiento, seguridad de las instalaciones conectadas a las RdT. Entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se proponen diversa modificaciones de orden técnico, entre los que figura la definición de hueco de tensión establecido en el P.O. 12.2.

Por otra parte, en el apartado 6.4. *Condiciones de conexión y desconexión*, en relación con la generación en régimen especial, y al igual que en la península, el OS podrá revisar los contratos entre el distribuidor y la instalación de régimen especial, pudiendo proponer modificaciones, y en caso necesario, establecer compromisos contractuales con la empresa de distribución. La CNE entiende que tales modificaciones deberán ser puestas en conocimiento de la Autoridad competente.

Finalmente, en relación con la Puesta en servicio de nuevas instalaciones conectadas a la red de transporte, la CNE entiende que se ha de incluir en el apartado 7, al igual que en la península, el siguiente párrafo *“Análogamente, la conexión a la red de distribución con afectación a la red de transporte en los términos establecidos en el RD 1955/2000, estará sujeta a la aprobación de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema y Gestor de la Red de transporte, según lo establecido en dicho Real Decreto”*. También se ha de incluir que, una vez desarrollado el plan previsto, completadas las pruebas en tensión y verificado que el funcionamiento de la instalación de enlace es adecuado para el servicio, se considerará la instalación en condiciones de ser explotada *“sin perjuicio de la correspondiente autorización administrativa al respecto”*.

12. CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE DE LOS SEIE (P.O. SEIE 13)

Este procedimiento incluye aspectos relativos a los criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación de su equipamiento y puesta en servicio de las instalaciones de la red transporte (homólogo al P.O. 13.6), y aspectos relativos a los criterios de planificación de las redes de transporte, que se corresponde, con carácter general, a lo dispuesto al respecto en el RD 1955/2000, de 1 de diciembre, y al recientemente aprobado P.O. 13.1 Criterios de desarrollo de la red de transporte.

Esta Comisión considera, que se debería simplificar la redacción de este procedimiento, homogeneizándolo en lo posible con sus homólogos peninsulares, aunque especificando los criterios singulares que se contemplan en relación a los SEIE en el Documento de Planificación 2002-2001 y en la normativa específica de las Comunidades y Ciudades Autónomas.

En relación con el apartado 5 *Criterios de implantación*, se ha de señalar que las configuraciones que se establezcan han de ser asimismo similares a las del sistema peninsular, salvo las especificidades que se justifiquen.

Entre las observaciones enviadas por el OS en el trámite del Consejo Consultivo se proponen diversa modificaciones de orden técnico.

13. SINGULARIDADES EN SISTEMAS PEQUEÑOS (P.O. SEIE 14)

El objeto de este P.O es regular las singularidades, dentro de los SEIE, de los subsistemas de pequeño tamaño.

Para estos casos se determina unas *Condiciones de entrega de la energía en puntos frontera* diferenciadas, en cuanto al nivel de tensión [$5\% U_n < U < 6\% U_n$], y al mantenimiento del factor de potencia próximo a uno [concretamente $\geq 0,95_{IND} \geq 0,98_{CAP}$].

Asimismo se simplifica el procedimiento de *Previsión de la demanda* y de *Programación de la cobertura*.

En cuanto al *Régimen Especial*, por razones de seguridad del sistema, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.4 del RD 436/2004, se establece que todas las instalaciones de régimen especial instaladas en estos subsistemas proporcionen al OS las mejores previsiones de generación y autoconsumo.

Por su parte, para garantizar la inmediatez en la respuesta ante desequilibrios entre la programación de la generación en tiempo real y la demanda, reestablece que dichos desequilibrios puedan ser gestionados directamente por los gestores de las redes de distribución, sin mediación previa del OS. La CNE compartiendo este criterio, entiende que estas actuaciones se deberán realizar ante situaciones predeterminadas de carácter excepcional, informadas por el OS y aprobadas por la autoridad competente.

La CNE entiende que se debe establecer unos *límites de reserva* particulares para cada subsistema, de manera que se minimicen los costes de generación manteniendo unos adecuados criterios de seguridad.

Finalmente, el OS ha propuesto en el trámite del Consejo Consultivo denominarlo P.O. SEIE 15, para evitar confusión con próximos procedimientos peninsulares.