



CONSULTA PÚBLICA ABIERTA POR ERSE SOBRE UNA PROPUESTA DE REGLAMENTO DE OPERACIÓN DE LAS REDES

DESCRIPCIÓN GENERAL

El Reglamento surge como consecuencia del nuevo marco legislativo que establece un sistema eléctrico en que las actividades de producción y comercialización se ejercen en régimen de libre competencia, y las actividades de transporte y distribución se ejercen mediante la concesión de servicios públicos.

Este cambio legislativo obliga a modificar los procedimientos relativos a la operación del sistema, que estaban recogidos en el Reglamento de Despacho y que ahora se atribuyen al Reglamento de Operación de las Redes.

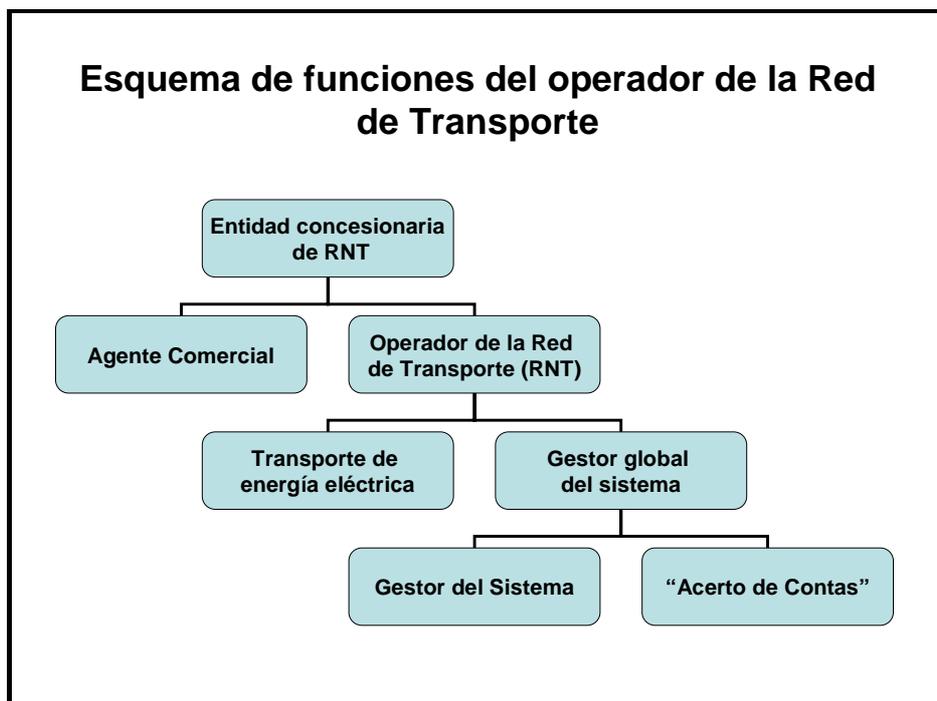
Forman también parte de esa reforma normativa las modificaciones del Reglamento de Acceso a las Redes y a la Interconexiones, del Reglamento de Relaciones Comerciales y del Reglamento Tarifario, que actualmente se encuentran en consulta pública.

El Decreto-Ley 29/2006, de 15 de Febrero, estableció las bases de la organización y del funcionamiento del sector eléctrico, remitiendo a la legislación complementaria el desarrollo de dichas bases. El Decreto-Ley 172/2006, de 23 de Agosto de 2006, que desarrolla los principios generales relativos a la organización y funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), atribuye a ERSE la elaboración del Reglamento de Operación de las Redes.

Las funciones del "Acerto de Contas", según el artículo 31 del Reglamento de Relaciones Comerciales, son las siguientes:

- Recepción de la información de los agentes del mercado sobre la cuantificación física de los contratos bilaterales y de las cantidades físicas contratadas por cada miembro participante en los mercados organizados, así como su comunicación al Gestor de Sistema.
- Recogida y procesamiento de los datos necesarios, procediendo a la liquidación de desvíos de programación de todos los agentes de mercado que negocien energía eléctrica a través de contratación bilateral o en mercados organizados.

- Recepción de la información de los agentes de mercado que sean miembros de mercados organizados o hayan suscrito contratos bilaterales, relativa a los hechos susceptibles de influir en el funcionamiento del mercado o en la formación de precios.
- Divulgación al público, sin demora y de forma no discriminatoria, de la información prevista en el punto anterior.



Además del manual mencionado, el “Acerto de Contas” deberá disponer de su propio Manual, que será aprobado por ERSE a propuesta del operador de la red de transporte

Del mismo modo el Agente Comercial deberá observar en su funcionamiento, el Manual del Agente Comercial, que será aprobado por ERSE a propuesta de la entidad concesionaria de la RNT.

En cuanto a los mercados organizados debe señalarse que los agentes que intervengan en los mismos deberán observar el Manual de Acerto de Contas, mencionado anteriormente así como la “Reglas de Participación y Operación de los Mercados Organizados”, que serán sujetas a registro o autorización por las

entidades competentes en los términos de la legislación aplicable a los mercados organizados.

ESTRUCTURA DEL REGLAMENTO

Los 53 artículos del Reglamento de Operación de las Redes se agrupan en cinco capítulos:

Capítulo 1. Disposiciones y principios generales.

En el artículo 1 se establece como objeto del reglamento, de acuerdo con el artículo 63 del Decreto-Ley 172/2006, el establecimiento de:

- Las condiciones que permitan la gestión de los flujos de electricidad en la Red Nacional de Transporte, asegurando su coordinación con las redes a que esté ligada.
- Las condiciones en que el operador de la RNT debe coordinar las indisponibilidades de los grandes centros generadores y vigile el grado de llenado de los grandes embalses, pudiendo, en los casos en que peligre la garantía de suministro, modificar los planes de mantenimiento de las centrales de generación.
- El acceso de los operadores de las redes a la información de las características técnicas de las instalaciones ligadas a la Red Nacional de Transporte o a la Red Nacional de Distribución con objeto de que puedan realizar los análisis y estudios técnicos necesarios para el desempeño de sus funciones.

Según el artículo 5, el Gestor del sistema asegura la coordinación del funcionamiento de las instalaciones del SEN y de las instalaciones ligadas al mismo ejerciendo, entre otras, las siguientes funciones:

- a) Coordinación del funcionamiento de la RNT, incluyendo la gestión de las interconexiones en muy alta tensión y de los puntos de entrega de energía eléctrica al operador de la red de distribución en media y alta tensión y a los clientes ligados directamente a la red de transporte.
- b) Coordinación de las indisponibilidades de las centrales y vigilancia del grado de llenado de los embalses, pudiendo modificar los planes de mantenimiento de las centrales y proponer el mantenimiento de reservas mínimas en los embalses, siempre que la garantía de suministro esté en peligro.

- c) Verificación técnica de la operación del sistema eléctrico, una vez recibidas la información del “Acerto de Contas”, relativas a los programas de producción y de consumo de los agentes del mercado.
- d) Gestión de las interconexiones, especialmente la determinación de la capacidad comercial de interconexión disponible y la resolución de las congestiones en los términos del Mecanismo de gestión Conjunta de la Interconexión España – Portugal.
- e) Gestión de los servicios complementarios necesarios para el equilibrio y la operación segura del sistema eléctrico.
- f) Identificación de las necesidades de servicios complementarios del sistema.
- g) Gestión de la contratación de los servicios complementarios mediante mecanismos eficientes, transparentes y competitivos para una adecuada reserva de regulación y gestión de los desvíos, así como su liquidación.
- h) Previsión de la utilización de los grupos de producción y del nivel de las reservas hidroeléctricas para asegurar la garantía de abastecimiento, en el corto y medio plazos.

En el artículo 6 se prevé la elaboración de un Manual de Procedimientos del Gestor del Sistema que será aprobado por ERSE, y que deberá contemplar las siguientes materias

- a) Programación de la explotación y su modificación.
- b) Criterios de seguridad de la explotación
- c) Verificación técnica da programación.
- d) Información necesaria en tiempo real para la gestión del sistema
- e) Comunicación de las instrucciones de despacho y su contenido.
- f) Comunicación de declaraciones disponibilidad y su contenido.
- g) Peticiones de ensayos y de regimenes especiales de explotación.
- h) Comunicación entre el Gestor de Sistema y los productores.
- i) Comunicación entre el Gestor de Sistema y el operador de la red de distribución en MT y AT, y los utilizadores de la red.

- j) Comunicación entre el Gestor del Sistema y los operadores de las redes con las que la RNT está interconectada.
- k) Caracterización de las situaciones de carencia de energía eléctrica o de potencia.
- l) Actuación en caso de modificación de frecuencia.
- m) Actuación en caso de alteración del estado de funcionamiento de los grupos.
- n) Ejecución de la interrumpibilidad.
- o) Planes de deslastre de cargas.
- p) Planes de reposición de servicio.
- q) Plan de necesidades de servicios complementarios.
- r) Mecanismos de contratación de servicios complementarios.
- s) Verificación de la garantía de suministro en el corto y medio plazo.
- t) Plan de mantenimiento e indisponibilidades.
- u) Capacidad comercial de interconexión.
- v) Información de las características técnicas de las instalaciones ligadas a RNT o de las redes de distribución que permitan la realización de los análisis y estudios necesarios para la gestión del sistema.
- w) Descripción de los procedimientos asociados a la recogida, registro y divulgación de la información.

Capítulo 2. Programación de la explotación.

En este capítulo se recogen en 6 artículos:

- a) Programa diario de explotación, que elabora el Gestor del sistema integrando los siguientes programas e informaciones:
 - Programa elaborado por el Agente comercial.
 - Programa de contratación elaborado por el operador del mercado.
 - Contratos bilaterales físicos recibidos por el "Acerto de Contas".

- Programa con las previsiones de compras a los productores en régimen especial elaborado por el comercializador de último recurso.
- b) Criterios de seguridad establecidos por el gestor del sistema.
- c) Verificación técnica del programa de explotación, introduciendo las modificaciones necesarias para conseguir la viabilidad técnica del programa.
- d) Programa diario viable y programa de previsiones de reserva de regulación.
- e) Programa horario final, incorporando al programa viable los ajustes de generación o de consumo resultantes de las sesiones del mercado intradiario. Después de efectuado este programa, el gestor del sistema debe enviar a las entidades interesadas los programas respectivos.

Capítulo 3. Explotación del sistema en tiempo real.

Después de algunas disposiciones generales relativas al control de la operación del sistema eléctrico, se trata de las siguientes cuestiones:

- Instrucciones de despacho sobre el control de potencia activa, de regulación de tensión, de maniobras en la RNT, de modificación de las condiciones de operación e instrucciones extraordinarias de despacho.
- Modulación de la producción, de acuerdo con el programa horario final y para responder a eventuales restricciones de naturaleza técnica o de naturaleza ambiental.
- Situaciones de carencia de energía que puedan poner en peligro el mantenimiento de los adecuados niveles de seguridad, bien como consecuencia de causas de fuerza mayor, de agotamiento de la capacidad de importación, de insuficiencia de las reservas secundaria o terciaria, etc.
- Planes de seguridad para evitar que los posibles incidentes provoquen la interrupción del suministro.
- Gestión de desvíos en tiempo real, verificando la reserva secundaria y movilizandando la reserva terciaria.
- Deslastre de carga, como último recurso para preservar el funcionamiento del sistema y planes de reposición del servicio.

Capítulo 4. Gestión de servicios complementarios.

Considera ERSE que, en lo esencial, las principales modificaciones introducidas en la propuesta de Reglamento de Operación de las Redes son consecuencia de la extinción de los Contratos de Adquisición de Energía y de la necesidad del operador de la red de transporte de diseñar nuevas soluciones para la satisfacción de sus necesidades en el ámbito de la gestión de servicios del sistema.

Se establecen como servicios obligatorios, la regulación de tensión, la regulación de frecuencia y el mantenimiento de estabilidad. La prestación de estos servicios no recibirá remuneración.

Como servicios complementarios voluntarios se mencionan, sin carácter de exhaustividad, la compensación síncrona, la compensación estática, la reserva de regulación, la telerregulación, la interrumpibilidad eléctrica, el arranque autónomo y el telearranque. La contratación de los servicios del sistema no obligatorios debe basarse en mecanismos transparentes y no discriminatorios que promuevan a eficiencia económica.

En cuanto a los servicios de reserva, establece el artículo 35, que, con objeto de poder compensar los desvíos de producción o de consumo de electricidad, es necesario considerar como obligatorio el suministro del servicio de reserva, especialmente la reserva secundaria, en todos los grupos generadores de los productores en régimen ordinario que se encuentren disponibles. La movilización de este servicio se realizará mediante un mercado de ofertas para compensar los mencionados desvíos de producción y de consumo.

Capítulo 5. Coordinación de indisponibilidades.

De acuerdo con el artículo 38, el Gestor del Sistema deberá elaborar un Plan Anual de indisponibilidades que incluya:

- a) Grupos generadores de los productores en régimen ordinario.
- b) Grupos generadores de productores en régimen especial, cuya potencia que resulte indisponible sea superior a 10 MVA.
- c) Elementos de la RNT.
- d) Líneas de interconexión con la red española y próximas a la misma.
- e) Líneas de interconexión con la red de distribución en MT e AT.

Las indisponibilidades previstas de los grupos de generación deben ser objeto de una programación a lo largo del año para garantizar el suministro, teniendo en cuenta los escenarios de hidraulicidad y de eolicidad.

Las indisponibilidades de los elementos de la RNT deben condicionar, en el menor grado posible, la capacidad de los grupos de generación y no deben implicar una sobrecarga o una explotación al margen de los límites de tensión o frecuencia establecidos.

El Plan Anual deberá ser modificado por el Gestor del sistema, para asegurar la garantía de suministro y, especialmente para responder a las nuevas indisponibilidades que vayan surgiendo a lo largo del año.

Capítulo 6 Registro y divulgación de información.

En este capítulo se establece un triple listado de información.

- Información descriptiva de la explotación del sistema que el Gestor del Sistema debe mantener en registros actualizados:
 - a) Hoja diaria de incidencias de explotación.
 - b) Relación diaria de incidencias.
 - c) Instrucciones de despacho.
 - d) Declaraciones de disponibilidades.
 - e) Potencias disponibles de las diversas centrales o grupos.
 - f) Peticiones de indisponibilidades o de alteraciones.
 - g) Plan de indisponibilidades.
 - h) Diagrama de potencias semihorarias.
 - i) Energía eléctrica producida por cada una de las centrales o grupos.
 - j) Potencia máxima registrada en cada una de las centrales o grupos.
 - k) Elementos definidores de la situación en los embalses.
 - l) Intercambio de energía eléctrica en las interconexiones.
 - m) Informe diario de la interconexión.

- n) Notas semanales de explotación.
- Información a remitir a ERSE bajo su requerimiento.
 - a) Recurso a deslastres manuales.
 - b) Recurso a la interrumpibilidad.
 - c) Modificaciones de los programas elaborados por el Agente comercial, el operador del mercado, las contrataciones bilaterales físicas recibidas por el “Acerto de Contas” o el programa con las previsiones de compras a los productores en régimen especial elaborado por el comercializador de último recurso.
 - d) Modificaciones a las peticiones de incorporación de indisponibilidades
- Información que deberá ser objeto de divulgación, mediante publicación periódica o por medios electrónicos, para fundamentar las decisiones adoptadas en el ámbito de la explotación del sistema.
 - a) Hoja diaria de incidencias de explotación.
 - b) Relación diaria de incidencias.
 - c) Diagramas de potencias semihorarias.
 - d) Elementos informativos diarios.
 - e) Condicionamientos técnicos de explotación.
 - f) Incidentes en la RNT.
 - g) Entradas en servicio de nuevas instalaciones de producción o transporte.
 - h) Informe diario de la interconexión.

Capítulo 7. Garantías administrativas.

Se establece en este capítulo, que, sin perjuicio del recurso ante los tribunales, las entidades interesadas podrán presentar peticiones, quejas o denuncias contra las acciones de las entidades reguladas que intervienen en el Sistema Eléctrico Nacional, dirigidas a ERSE, siguiendo el Procedimiento Administrativo.

Capítulo 8. Resolución de conflictos.

Los conflictos entre las partes con una relación contractual o comercial, podrán resolverse mediante el recurso a los tribunales judiciales o mediante arbitraje voluntario, en el que ERSE tiene cierto papel de mediación

Capítulo 9. Disposiciones finales y transitorias.

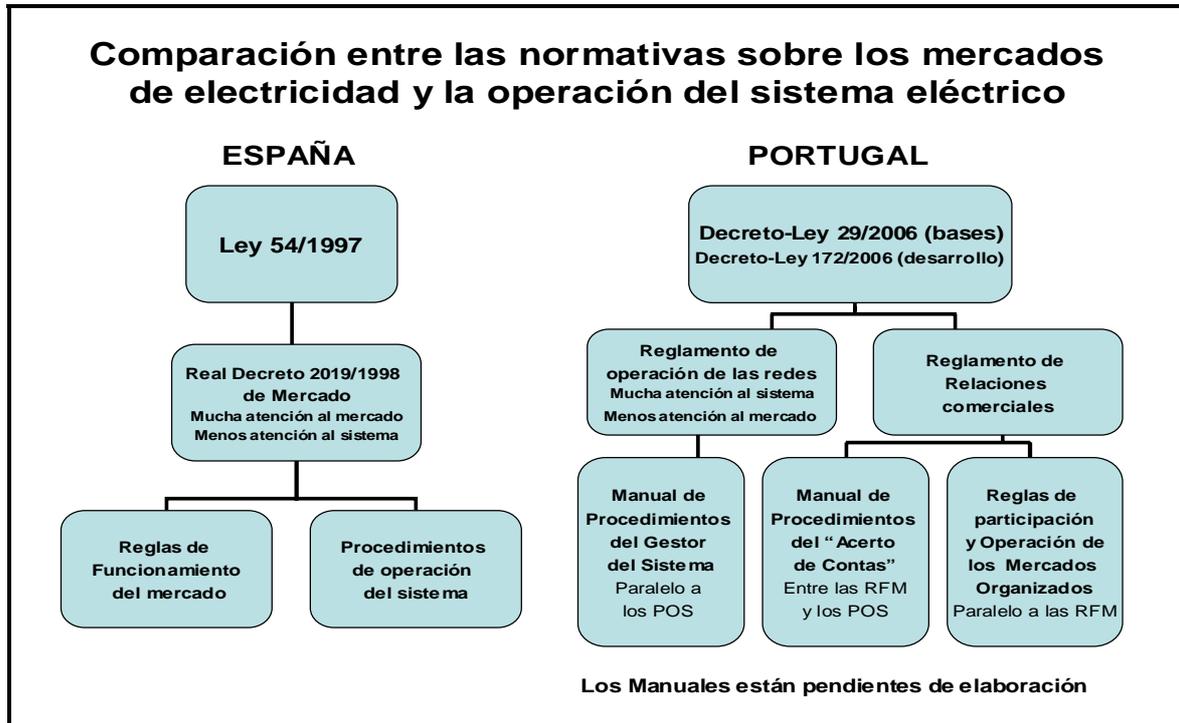
En este último capítulo, aparte de una remisión del régimen sancionador a la normativa específica, se confiere a ERSE la facultad de emitir, a solicitud de las entidades que integran el SEN, opiniones interpretativas para la aplicación del Reglamento, que no tendrán carácter vinculante, pero que deberán ser tenidas en consideración en el enjuiciamiento de las peticiones, quejas o denuncias que se refieran a las materias objeto de tales opiniones interpretativas.

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES

El sistema eléctrico portugués se articula en torno a la entidad concesionaria de la Red de Transporte Nacional que es a la vez el Agente Comercial (que debe adquirir la energía procedente de los extintos Contratos de Adquisición de Energía), y Operador de la Red de Transporte, que, a su vez ejerce una doble actividad. Por una parte la de Transporte de Energía Eléctrica y por otra la de Gestión Global del Sistema, actividades ambas que deben realizarse de modo independiente. A su vez la actividad de gestión global comprende dos funciones, la de Gestor del Sistema y la “Acerto de Contas”, que deben ejercerse separadamente en términos contables y de organización.

El Reglamento de Operación de las Redes tiene cierta semejanza en la normativa española con el Real Decreto 2019/1997 sobre el mercado, describiendo la secuencia de los programas base, viable y horario final, teniendo en cuenta la programación del Agente Comercial, la correspondiente a los operadores de los mercados, la contratación bilateral (cuya información recibe el “Acerto de Contas”), la producción en régimen especial (cuya información recibe el Comercializador de último recurso), las restricciones técnicas, los servicios complementarios y los desvíos. En algunas de las cuestiones relativas a la gestión técnica del sistema, el Reglamento es algo más detallado.

Comparación entre las normativas sobre los mercados de electricidad y la operación del sistema eléctrico



Comoquiera que en Portugal casi toda la actividad gira en torno al Gestor global del sistema, el Reglamento de Operación de las Redes contiene las líneas generales de su actuación estableciendo que las materias de carácter procedimental serán objeto de tratamiento específico en el Manual de Procedimientos del Gestor de Sistema, que será aprobado por ERSE, a propuesta del operador de red de transporte. Puede considerarse que este Manual será el homólogo a los Procedimientos de Operación del Sistema en España.

En lo que se refiere a las operaciones y funcionamiento de los mercados organizados, pueden formularse las siguientes observaciones:

- El Reglamento objeto de comentario confiere a los mercados organizados un papel casi residual, cuando su funcionamiento con elevada liquidez está contribuyendo en muchos países, de modo muy eficaz, a conseguir una liberalización efectiva del suministro eléctrico.
- La carencia de un vínculo entre la potencia disponible en una planta y la energía que se puede producir con dicha potencia, destinada a las opciones de venta que posibilita la normativa (mercado spot, a plazo, distintos tipos de subastas, contratación bilateral, participación en servicios complementarios, etc.), puede repercutir en una menor contratación dentro del mercado organizado y por tanto en una menor liquidez del mismo.

- No se observa coordinación de los servicios complementarios entre REN y REE, ni tampoco queda claro que los servicios del sistema obligatorios se basen en sistemas de mercado, a pesar de establecer mecanismos “transparentes y no discriminatorios”.