



www.store-project.eu

Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy

Análisis del marco regulatorio y de Mercado en España



1. Introducción

Este documento analiza la regulación española y los regímenes de Mercado que deben tenerse en cuenta para establecer el mercado potencial del almacenamiento de energía eléctrica.

El análisis se ha realizado para nueve aplicaciones y en la tabla siguiente se recoge un resumen del marco regulatorio general y por aplicación. En las secciones siguientes se describe en más detalle cada regulación.

Tabla resumen de la regulación general y por aplicaciones

Marco regulatorio general	Regulación
Marco regulatorio sector eléctrico y renovables	<p><i>Operación del bombeo (RD 2019/1997, Resolución 26-06-2007, Resolución 2-07-2012)</i></p> <p><i>Real Decreto-ley 1/2012</i></p> <p><i>Real Decreto-ley 2/2013</i></p> <p><i>RD-L 6/2010. Gestor de carga como proveedor de servicios de recarga eléctrica</i></p> <p><i>RD-L 1699/2011 de auto-consumo</i></p>
Aplicaciones	Regulación
1. Arbitraje	<i>Regulación del Mercado (Resolución 27-07-2012)</i>
2. Balance	<i>Mercados diarios/intradíarios y gestión de desvíos</i>
3. Minimización de recortes	<i>Procedimiento de operación en relación a recortes/vertidos (P.O.3.7)</i>
4. Control de la frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria)	<i>Procedimientos de operación: regulación primaria (P.O.7.1), regulación secundaria (P.O.7.2) y regulación terciaria (P.O.7.3).</i>
5. Otros servicios de generación	<i>Resolución de restricciones técnicas (P.O.3.2), Programación de la generación en tiempo real (P.O.SEIE 3.1), Gestión de desvíos (P.O.3.3), Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (P.O.7.4)</i>
6. Gestión de la demanda	<i>Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (P.O.15.1)</i>
7. Aplazamiento de inversiones	<p><i>RD222/2008. Compensaciones a DSOs relativas a mejoras de eficiencia (minimización de pérdidas)</i></p> <p><i>Planes a medio-largo plazo para el desarrollo de la red</i></p>
8. Soporte ante contingencias, calidad de la energía (distribución) y requerimientos particulares de calidad de la energía	<p><i>Calidad de la energía (RD 1955/2000)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Calidad de la onda de tensión (UNE EN 50160).</i> - <i>Continuidad del suministro de potencia (RD 222/2008).</i>
9. Black-start	<i>Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema (P.O.1.6)</i>

2. Estructura y Marco Regulatorio del sector eléctrico

LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.

Regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

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.

Este RD establece el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar este servicio esencial.

Asimismo, se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado y el procedimiento de inscripción en los distintos registros administrativos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

El Título VII hace referencia a los trámites para la inscripción de las plantas de generación de carácter convencional incluyendo el bombeo mixto y puro.

REAL DECRETO 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Este RD define las condiciones de funcionamiento del mercado organizado (mercado diario, mercado intradiario y mercado de servicios complementarios) y los contratos bilaterales al margen de este mercado. Se incluye la definición de agente de mercado que son los titulares de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda.

Según el RD Los agentes del mercado podrán presentar ofertas de venta o de compra de energía eléctrica para cada periodo de programación. Las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente que las realiza y **la unidad de oferta** a que se refiere. Se entenderá por unidad de oferta de los generadores cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica o cada unidad de oferta de comercialización en los términos en que se determine mediante Orden ministerial. Los comercializadores compran con la unidad de oferta.

Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de

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

Resolución del 26 de Junio de 2007 de la Secretaría General de la Energía, que modifica las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, considera al bombeo hidráulico como una **unidad de consumo** de energía.

Resolución del 24 de Julio de 2012, que modifica los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Español para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. La resolución mantiene las definiciones y recoge el procedimiento de pagos para las dos tecnologías, bombeo y almacenamiento térmico.

La generación de energía eléctrica se diferencia entre generadores en régimen ordinario y generadores en régimen especial (<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/RegimenOrdinario/Paginas/RegInstalaciones.aspx> y <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/RegimenEspecial/Registro/Paginas/RegistroInstalacionesRE.aspx>).

Productores en Régimen Ordinario

El bombeo hidráulico se contempla dentro del Régimen Ordinario por lo tanto la normativa que aplica a su instalación y gestión es:

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (arts. 21, 36, 37 y 40).

Título VII del 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.

Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

Real Decreto 1131/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Real Decreto 509/2007, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Productores en régimen especial

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán tener potencia

instalada igual o inferior a 50 MW y estar en alguno de estos grupos:

- a) Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
- b) Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
- c) Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
- d) Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.

La normativa que regula el marco general de esta actividad es el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este ha sido derogado por el RDL 9/2013 y sustituido por un Real Decreto pendiente de aprobar.

El almacenamiento térmico se contempla asociado a plantas solares termoeléctricas lo que hasta la publicación de los RD-ley de 2012 y 2013 permitía obtener primas adicionales.

Las siguientes disposiciones regulan otros aspectos del régimen especial y modifican parcialmente lo recogido en el citado Real Decreto:

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

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.

Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre.

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.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

Decreto-ley 6/2010. Gestores de carga del sistema como proveedores de servicios de recarga

El objetivo del artículo 23 de este decreto-ley es incluir en el marco regulatorio del sector eléctrico un nuevo agente del sector (el gestor de cargas del sistema) que prestará servicios de recarga de electricidad, necesarios para el rápido desarrollo de los vehículos eléctricos.

Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, así como para el almacenamiento de energía eléctrica para una mejor gestión del Sistema Eléctrico.

El almacenamiento de energía es mencionado específicamente pero:

- solo se han desarrollado los servicios de recarga de energía (Decreto-ley 647/2011)
- dice específicamente: “como consumidores”
- se refiere a vehículos eléctricos exclusivamente

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Con carácter general, las instalaciones deben cumplir que:

- En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.

Es decir, se excluye específicamente el uso de sistemas de almacenamiento de energía para instalaciones de pequeña potencia (residenciales, comerciales, etc.) o almacenamiento distribuido.

Resumen

La regulación y legislación española no menciona ningún sistema de almacenamiento de energía a excepción del bombeo hidráulico (considerado como una unidad de generación convencional y posteriormente como unidad de consumo) y del almacenamiento térmico en plantas solares termoeléctricas. También se estipula que todas las plantas de generación deben ser registradas con un código para poder operar. Así pues, el almacenamiento es a todos los efectos generación, si bien no existen precedentes de unidades de generación con almacenamiento de tecnologías diferentes al bombeo.

La normativa para las plantas que operan en Régimen Especial menciona:

Instalaciones en Régimen Ordinario con tecnologías similares al Régimen Especial

Las instalaciones que usen como energía primaria fuentes renovables, cogeneración o residuos, serán registradas en el Régimen Ordinario y se les aplicará la regulación específica, pero el estatus legal y económico, en varios aspectos, deberá ser diferente comparado con las tecnologías ordinarias. Este es el caso de las instalaciones eólicas marinas (potencias superiores a 50 MW).

3. Regulación aplicable por aplicaciones

3.1. Arbitraje

Esta aplicación consiste, básicamente, en los intercambios de energía en el Mercado diario (siendo este el Mercado en el que tienen lugar todas las transacciones energéticas para el día siguiente, ya sean compra-ventas de energía mediante subasta o con contratos bilaterales entre los participantes del Mercado).

Las diferencias mensuales entre el máximo y el mínimo precio diario se encuentran entre 35 y 90 €/MWh (años 2011 y 2012). Sin embargo, la diferencia en el precio diario suele ser menor, como puede verse en los ejemplos siguientes:

- Diferencia máxima (01/07/2012): de 17,07 a 70 €/MWh
- Diferencia media (14/07/2012): de 38,78 a 61,20 €/MWh
- Diferencia mínima (26/07/2012): de 49,5 a 59,02 €/MWh

El almacenamiento de energía no está específicamente considerado en la Resolución 27/07/2012, referente a la regulación del mercado eléctrico.

La participación en el Mercado requiere de un registro como comprador o vendedor de energía, de modo que cada hora el balance neto del operador debe ser siempre positivo, para vendedores, o negativo, para compradores. Esto constituye una barrera para sistemas de almacenamiento distintos del bombeo para los que no existe precedente en el mercado.

Actualmente las *utilities*, principales propietarios de las plantas de bombeo en España, gestionan la operación con las unidades de compra y venta que están perfectamente identificadas en el bombeo puro. En las centrales de bombeo mixto, existe una unidad de compra específica para el bombeo, y otra unidad de venta que incluye la turbinación correspondiente junto con la de toda la cuenca hidráulica, ya que no es posible distinguir la producción asociada al bombeo de la aportación natural..

Hay algunos estudios sobre el coste por ciclo de las tecnologías de almacenamiento y, de acuerdo a estos datos y a la volatilidad del precio de la electricidad, es difícil justificar la rentabilidad de los sistemas para esta aplicación.

3.2. Balance

El mercado diario se cierra a las 10:00 para las 24 horas del día siguiente. Las correcciones deben realizarse con venta/compra de energía en el mercado intradiario, pero la diferencia del precio de esta energía con los precios diarios suele ser pequeña.

Las desviaciones de los programas ya establecidos deben ser compensadas por el operador con reservas de regulación secundaria/terciaria. El coste de esta compensación se distribuye entre aquellos agentes (tanto productores como comercializadores) que han fallado en el cumplimiento de sus programas.

Los precios intradiarios de la electricidad (mínimo, medio y máximo) son muy similares a los del mercado diario. Sin embargo, el volumen de energía movido en este mercado es alrededor del 25% del volumen de energía movido en el mercado diario.

La diferencia mensual entre los precios intradiarios de la energía (máximo y mínimo) está en el rango de los 60 a los 100 €/MWh, aunque la diferencia entre los precios diarios es generalmente menor.

3.3. Minimización de recortes

El Procedimiento de Operación P.O.3.7 regula el plan de la generación de origen renovable no gestionable.

Las plantas de generación mayores de 10 MW, con el RD 1565/2010 se amplía esta obligación a agrupaciones que sumen más de 10 MW, deben estar conectadas al Centro de Control de Red Eléctrica Española, CECRE, de manera que REE es capaz de establecer el límite superior de la potencia distribuida de acuerdo con las condiciones de operación en cada momento: congestión de la red, estabilidad del sistema, corriente de corto-circuito, viabilidad de balance de energía y excesos de generación. Los excesos por encima de ese límite dan lugar a vertidos que suponen pérdidas económicas para el operador de la planta. Esto se corrige con el nuevo esquema retributivo, ya que en caso de cortes a la eólica el precio de mercado será casi siempre 0 €/MWh y no perderán tarifa regulada puesto que desaparece.

En general, los vertidos se consideran eventos ocasionales. Así, el P.O.3.7. establece:

“Si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la red de transporte, determinados por un número superior a 3 veces en un mes o 10 veces en el conjunto de un año, el operador del sistema debe presentar en el plazo máximo de 6 meses, para su autorización por la Secretaría de Estado de Energía, un Plan de inversiones para la solución de la restricción correspondiente.”

Acogiéndose a este procedimiento, el operador podría justificar la instalación de sistemas de almacenamiento que le permitan solventar estas restricciones técnicas que por el momento, son bastante reducidas. Según datos de AEE, las reducciones de eólica por problemas en la red de Transporte en 2012 fueron del orden de 14 GWh, en la red de Distribución de 14,2 GWh y por excedentes de generación de unos 98 GWh si bien, hasta el 15 de Marzo de 2013 ya se había vertido más energía eólica que en 2011 y 2012 juntos.

Cuando se producen recortes en los vertidos puede ser por falta de capacidad de evacuación, o en las más de las veces por falta de reserva térmica en el sistema que imposibilita mantener el nivel de seguridad del sistema. En caso de falta de capacidad, el OS podría plantear la inversión en activos de red de transporte, no en activos de generación y por tanto no podría invertir en almacenamiento.

3.4. Control de la frecuencia

3.3.1 Regulación Primaria

El Procedimiento de Operación P.O.7.1 recoge la regulación primaria. Este servicio es obligatorio y no remunerado para todos los generadores. No obstante, los generadores pueden decidir instalar sistemas de almacenamiento (ultracondensadores...) para ajustar su capacidad de regulación primaria.

3.3.2 Regulación Secundaria

El Procedimiento de Operación P.O.7.2 recoge la regulación secundaria. La reserva secundaria es un servicio complementario opcional, no es obligatorio ofertar. Este servicio se paga conforme a dos conceptos, utilizando procedimientos de mercado: disponibilidad (reserva secundaria) y uso (energía).

Inicialmente, esto solo podría ser provisto en áreas reguladas, correspondientes a ‘utilities’ (Iberdrola, Endesa...). Posteriormente, este mercado se ha abierto a plantas de ciclo combinado, bajo determinados requerimientos: potencia >300 MW, tiempo de respuesta adecuado, comunicación con el operador...

3.3.3 Regulación Terciaria

El Procedimiento de Operación P.O.7.3 recoge la regulación terciaria. Éste es un servicio auxiliar obligatorio que es gestionado y pagado de acuerdo a procedimientos de mercado. Este servicio auxiliar solo se paga en caso de utilización, no por disponibilidad.

3.5. Otros servicios de generación

A continuación se recogen otros servicios de generación en los que las plantas de bombeo pueden contribuir y están incluidas en la regulación aplicable. Otros sistemas de almacenamiento no se mencionan salvo las baterías como parte de 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).

Resolución de restricciones técnicas (P.O.3.2): con este procedimiento se busca resolver las congestiones causadas por las limitaciones del sistema de transmisión en la planificación de operación a futuro, así como las que surjan en tiempo real.

Programación de la generación en tiempo real (P.O.SEIE 3.1): 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).

Gestión de desvíos (P.O.3.3): El objeto de este procedimiento es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio del horizonte de programación de la siguiente sesión.

Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (P.O.7.4): establece el modo en que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán el servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte. Incluye las plantas de bombeo pero los sistemas de generación en régimen especial se excluyen hasta que la regulación para estos sistemas lo permita.

3.6. Gestión de la demanda

Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (P.O.15.1). El objetivo es regular la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Dirigido a grandes consumidores, conectados a la red de transporte, que sean capaces de reducir su consumo en 5MW cada hora del año. Hay contratos específicos definidos por los precios y los 'productos' que indica la ley (potencia máxima, duración del evento, tiempo de aviso, etc.).

A 1 de marzo de 2013 se encuentran en vigor 144 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear. La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.055,7 MW, de los cuales 2.002,1 MW corresponden al sistema peninsular, 50,1 MW al sistema canario y 3,5 MW al sistema balear.

3.7. Aplazamiento de inversiones y/o refuerzo de redes de distribución

Se proporciona a las empresas distribuidoras una compensación adicional relacionada con mejoras en la eficiencia (minimización de pérdidas); dicha compensación es muy limitada (RD 222/2008).

El RD incluye la definición de instalaciones de distribución y aunque no menciona los sistemas de almacenamiento, tampoco los excluye por lo que de acuerdo con la ley, se podrían conectar

plantas de almacenamiento en la red de distribución si se consideran medios adecuados para la correcta operación del sistema. Se podría conectar baterías de igual forma que se pueden conectar grupos electrógenos, por parte de distribución, cuando la red no es suficiente. No obstante, al ser ambos activos de generación, no son retribuidos al distribuidor.

De acuerdo con el primer borrador de la *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020* “Los altos contingentes previstos de generación renovable de carácter variable requieren un aumento significativo de potencia flexible y de arranque rápido para integrar el máximo de recurso renovable disponible. Tanto el equipo hidráulico como los ciclos combinados, se perfilan como las tecnologías que más contribuirán a la integración de recursos renovables. Las tecnologías de almacenamiento como las centrales de bombeo, por su capacidad de aumentar la carga del sistema en horas de elevado recurso, presentan igualmente un gran interés para la operación segura del sistema, al aportar potencia firme, así como para facilitar el máximo aprovechamiento de las energías no gestionables.

Según el documento “El incumplimiento de la previsión de poner en servicio 3.200 MW (de bombeo...), redundaría en mayor necesidad de equipo de punta.”

En el caso de Canarias la planificación también incluye plantas de bombeo para asegurar la cobertura y gestión de la red con un alto porcentaje de renovables.

Así pues, el almacenamiento, especialmente en el bombeo hidráulico, se ha tenido en cuenta en las planificaciones a 2020 incluyendo acciones relacionadas con la gestión de la demanda (llenado de valles) y para una mayor integración de renovables. En concreto para la eólica, se menciona: “Por la parte regulatoria, se deberá analizar el desarrollo de mecanismos que permitan optimizar el uso de las interconexiones y de las instalaciones de almacenamiento.”

3.8. Soporte ante contingencias, calidad de energía y requerimientos particulares

La calidad del suministro, comprende la calidad de onda y la continuidad en el suministro de tensión. El RD 1955/2000 establece la necesidad de cierta calidad en el suministro, incluyendo tres conceptos: calidad de onda, continuidad de suministro y soporte al cliente.

La **calidad de onda**, de acuerdo a la norma UNE EN 50160, depende del valor medio de la frecuencia fundamental de la misma, de los desequilibrios y los huecos de tensión, de las sobretensiones, de la distorsión armónica, etc.

Para la **continuidad del suministro**, el Real Decreto 222/2008 establece una nueva metodología de retribución que incluye la introducción de incentivos para las empresas, basados en la calidad del suministro y la reducción de pérdidas a dos niveles:

- **Zona.** Las distribuidoras deben garantizar unos indicadores mínimos de rendimiento
- **Individual.** Las distribuidoras deben garantizar que el número y duración de las interrupciones del servicio son menores que unos valores

Las compensaciones y penalizaciones debidas al rendimiento de la calidad de la energía están limitadas al $\pm 3\%$ de la retribución total del año anterior (Orden ITC_3801_2008).

Las distribuidoras deben ponerse de acuerdo con los consumidores o sus representantes para el establecimiento de unos estándares de calidad más altos todavía que los regulados en el RD1955/2000.

En cuanto a la calidad del servicio, los datos obtenidos en 2011 indican una seguridad en el suministro del 99.992%.

3.9. Blackstart

El Procedimiento de Operación P.O.1.6 “Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema” establece los planes de restauración del servicio eléctrico tras un fallo del mismo, fijando el procedimiento coordinado de todos los agentes involucrados en la gestión del sistema eléctrico; así, en caso de accidente zonal o nacional, el suministro podrá ser restablecido de manera rápida y segura.

En particular, dada una situación de tensión nula, comienza el proceso de arranque autónomo de las plantas hidráulicas. De acuerdo a las estrategias establecidas, estas plantas van a proveer energía a ciertas líneas de transporte con varios objetivos: alimentar los servicios auxiliares de las plantas térmicas para poder llevar a cabo su proceso de arranque, asegurar la desconexión segura de plantas nucleares, alimentar ciertas cargas de alta prioridad y recuperar la interconexión sincronizada con el sistema europeo. La contribución de las plantas hidráulicas al proceso de restauración del servicio es, por lo tanto, esencial. En el caso de deslastre de cargas, las plantas de bombeo que estén consumiendo son las primeras en desconectarse de acuerdo con la planificación del operador.