



**RED ELÉCTRICA**  
DE ESPAÑA

**Consideraciones del Operador del Sistema  
sobre la Consulta Pública de la CNE en  
relación a la armonización regulatoria en  
el MIBEL para favorecer la integración de  
la producción en régimen especial**

Diciembre 2011



---

## 1. ANTECEDENTES

---

Con fecha 3 de noviembre de 2011 se recibió notificación de la CNE en la que informaba de la publicación en su página web de un documento de consulta cuyo principal objetivo es promover la reflexión y el debate de todas las partes interesadas en relación con las medidas de armonización regulatoria entre Portugal y España, que favorezcan la integración de la producción de energía eléctrica en régimen especial en el ámbito del MIBEL.

A continuación se detallan las respuestas de Red Eléctrica, como operador del sistema, a las cuestiones concretas sometidas a consulta.

## 2. RESPUESTAS A LAS CUESTIONES SOMETIDAS A CONSULTA

---

### 3.1 VALORACIÓN DE LA ENERGÍA EN REFERENCIA AL MERCADO

#### ***1. Desde el punto de vista de la formación del precio de la energía eléctrica, ¿considera la inclusión de la PRE en el mercado marginalista una solución más eficiente que su despacho fuera de dicho entorno?***

Desde el punto de vista de la operación del sistema, lo verdaderamente fundamental es que el mayor volumen posible de PRE sea nominado mediante programas al correspondiente TSO, y que dichos programas se aproximen en todo momento lo máximo posible a lo que será después la entrega real de energía al sistema.

Para ello es importante que para establecer los programas de venta de energía de PRE se utilicen en cada momento las mejores previsiones posibles de entregas de cada tipo de producción (eólica, solar, etc.), y que se proceda además a ajustar dichos programas una vez que, aproximándose a la operación en tiempo real, se disponga además de previsiones de entregas de energía que tienen una precisión más alta.

La seguridad del sistema eléctrico requiere además contrastar dichos programas con la producción real de PRE en cada momento, para lo que se precisa la máxima observabilidad de las entregas reales de PRE, una previsión de entregas de PRE determinada por el OS de la máxima calidad posible, que permita analizar la seguridad del sistema a unas horas vista, y también capacidad de controlar dicha producción pudiendo impartir instrucciones de limitación/reducción en aquellos casos en los que la seguridad del sistema eléctrico así lo requiera.

Desde el punto de vista de que las señales económicas del mercado de energía sean óptimas, podría parecer razonable que, toda aquella producción de tipo PRE renovable y no gestionable quedase fuera del mercado de producción, dado que se trata de una producción que ha de tener despacho prioritario, para cumplir los compromisos medioambientales establecidos en el ámbito de la UE, no teniendo por ello dicha producción capacidad de modulación de su producción en función de los precios del mercado (actúa como price-taker), y por tanto la integración de esta energía en un mercado de producción marginalista no responde a un criterio real de coste de la energía, si no a un criterio de despacho prioritario, lo que hace que la modulación del precio en el mercado de energía no guarde una relación directa con el coste real de suministro de la demanda.



## **2. Precios negativos: ¿Deberían admitirse ofertas de precio negativo? ¿Tal vez sólo en los mercados de reserva? ¿Sería compatible con la utilización de precios marginales?**

La existencia de precios negativos en los mercados de balance incentivaría un incremento de la flexibilidad de la producción convencional, tanto existente como futura, y de los medios de almacenamiento de energía, lo que posibilitaría disponer de reservas adicionales de potencia a bajar y redundaría, a su vez, en una mayor seguridad y fiabilidad de la operación del sistema.

Además, se considera importante que se introduzcan lo antes posible precios negativos en los mercados de balance (energía terciaria y gestión de desvíos), al objeto de evitar aplicar prorata, al llegar a asignarse con cierta frecuencia ofertas de energía a bajar de precio cero

Respecto a los mercados diario e intradiario, el futuro acoplamiento en los mercados de energía con el resto de Europa traerá consigo la introducción de precios negativos en estos mercados ya que allí se vienen aplicando desde hace tiempo.

Hay que destacar, no obstante, que en muchos casos, los mercados diarios europeos son mercados de excedentes que complementan un fuerte volumen de transacciones efectuadas mediante contratación bilateral (OTCs), por lo que en esos mercados un precio negativo afecta a un volumen de energía no excesivamente grande. Un caso muy distinto sería el que se tendría si se llegasen a establecer precios negativos en el mercado diario MIBEL, donde a día de hoy el precio marginal afecta a un volumen muy importante de la energía suministrada.

Las ventajas de estas señales económicas en el mercado diario e intradiario pueden parecer claras desde varios puntos de vista: por ejemplo, al permitir una mejor ordenación en caso de que sea necesaria la parada de grupos térmicos por excesos de producción en el sistema frente a bajas demandas, se fomentaría también que en el sistema aflorasen en el medio y largo plazo medios de almacenamiento para buscar la diferencia de precios punta-valle. Asimismo, estas señales permitirían desplazar demanda de las horas punta a valle. No obstante, hay que destacar que la obtención de un derecho de cobro por un consumo de energía eléctrica, negociado en el mercado diario, sólo debería plantearse en el caso de que dicho suministro no incrementase las emisiones de CO<sub>2</sub>. Adicionalmente, este suministro no debería provocar restricciones técnicas, condición que la simple contratación de energía en el mercado diario no garantiza.

En este punto hay que destacar que los mecanismos de primas, tarifas, etc. (Support schemes) sólo deberían ser contemplados para la producción entregada y previamente programada (no en caso de producción desviada). La reducción de PRE por razones de seguridad del sistema, dada su condición de despacho prioritario, adoptado sólo como último recurso (casi situación de fuerza mayor), no debería llevar asociada compensación económica por lucro cesante.

## **3. Asignación de costes: ¿Debería recaer sobre la PRE parte del coste de las medidas adoptadas (mercados de reserva, instalaciones de bombeo y de generación en punta, gestión de desvíos, etc.)? ¿Deberían por el contrario repercutirse enteramente sobre la demanda?**

En principio, y desde una óptica de mercado, parece lógico que los costes se asignen aquellos agentes que los originan. En consecuencia, cabe pensar en que las unidades



de programación integradas por PRE asuman, al igual que cualquier otra unidad de programación, la responsabilidad de cumplir con sus respectivos programas y que, por tanto, sea ese conjunto de generadores el que sufrague el coste (al menos el coste variable) de los medios de generación flexible y bombeo en la proporción y medida que estos sean utilizados y necesarios para lograr su integración segura en el sistema.

### 3.2 HORIZONTES DE PROGRAMACIÓN EN MERCADO DE LA PRE

#### **4. *Aprovisionamiento de la PRE a plazo: ¿La considera una posible herramienta de estabilización de la PRE y de mitigación de los desvíos?***

Tal y como apunta el propio informe en su página 29 “presentar una oferta al mercado conlleva asumir con antelación compromisos de producción en plazos precisos; defraudarlos es objeto de penalizaciones severas”. Pues bien, para el caso particular de la energía eólica con los errores de previsión que ofrece el estado del arte más allá de las próximas 48 horas parece una herramienta de muy difícil aplicación. A lo sumo, a plazo podría gestionarse la energía que estadísticamente y con un margen de probabilidad será aportada. A modo ilustrativo con un 90% de probabilidad (el 90% del tiempo en un año) la potencia generada excede el 7% de la potencia instalada.

#### **5. *Adquisición de la PRE por los comercializadores (mediante instrumentos de mercado como mecanismo de abastecimiento de energía): ¿Considera que esta actuación favorece la competencia?***

El Operador del Sistema no es competente, ni tiene los elementos de juicio suficientes, para pronunciarse sobre esta cuestión,

### 3.3 ADECUACIÓN DE LAS REGLAS DE MERCADO A LOS NIVELES DE PRE

#### **6. *¿Considera necesario rediseñar el mercado diario de modo que sea posible realizar ofertas por bloques en detrimento de las ofertas complejas, para así circunscribir las restricciones técnicas (gradientes de carga y arranque) a un período de horas del día?***

El Operador del Sistema entiende que el mecanismo que más eficazmente contribuiría a la reducción de las restricciones técnicas derivadas de los mercados sería la desaparición de incentivos retributivos asociados a la resolución de dichas restricciones técnicas. De forma complementaria podría analizarse el posible efecto de la realización de ofertas en *portfolio*.

Es de gran importancia que en cualquier esquema de mercados que se implante se proporcione al Operador del Sistema el tiempo suficiente para analizar y resolver las restricciones técnicas que se presenten.

#### **7. *¿Contribuiría un desdoblamiento del número de sesiones del mercado intradiario a una más efectiva adecuación de los desvíos de previsión asociados a la PRE, o bien la existencia de un mercado continuo respondería mejor a este propósito?***

La corrección efectiva de los desvíos de la PRE en los mercados intradiarios es una función dependiente del impacto económico que la gestión de dichos desvíos tenga para los generadores que los causan, y no lo es tanto del tipo de mercado intradiario que se implante.



Es fundamental que el mercado intradiario en el MIBEL se armonice con el resto de países europeos, como medida clave para favorecer la integración de un mayor volumen de PRE, al permitir una mejor gestión de sus desvíos en estos mercados intradiarios de energía previos al tiempo real. Actualmente el modelo intradiario que se está planteando a nivel europeo es de tipo intradiario continuo, aunque sin descartarse la posibilidad de que pudiese ser complementado con sesiones intradiarias en aquellas situaciones en las que se constate que hay suficiente liquidez.

Es importante además asegurar que estos mercados de ajuste intradiarios sean realmente utilizados para ajustar en todo momento los programas de acuerdo con la mejor previsión de entregas disponible, para lo que el coste de los desvíos respecto a programa debe ser siempre desincentivador.

### **3.4 REPRESENTACIÓN O AGREGACIÓN DE LA PRE**

#### **8. Caracterización: *¿Debería la representación (o agregación) ser una actividad en sí misma o es asimilable a la comercialización? ¿Debería conllevar siempre obligaciones de pago (y derechos de cobro)?***

La representación ya es una actividad de agregación que trasciende la mera gestión informática ante el mercado; hay representantes que asumen el riesgo del coste de los desvíos ante sus representados lo que les incentiva a realizar previsiones agregadas con menos errores que la suma de previsiones individuales por instalación. La reducción drástica de los desvíos de la energía fotovoltaica ha sido posible por esta actividad de los representantes y es la razón de que energías con retribuciones muy elevadas reduzcan su desvío: el coste del desvío es pequeño comparado con la prima pero muy elevado comparado con la comisión del representante al que se transfiere el riesgo. La actividad de representación en nombre propio y de comercialización es similar ante el mercado pero su naturaleza mercantil y fiscal es diferente. La representación conlleva siempre las obligaciones de pago y derechos de cobro que resultan de la liquidación de sus representados así como la prestación de garantías.

#### **9. Representación 'de último recurso': *¿Es necesaria, siquiera transitoriamente? En tal caso, ¿debería establecerse un límite de potencia para acogerse a la misma?***

Sin representantes de último recurso una cantidad considerable de producción fotovoltaica o de instalaciones en pruebas no se programaría y sería toda energía de desvío. Esta energía no programada amplificaría aún más el problema actual del cierre de energía de la demanda que fue la causa de la mayor parte del desvío del sistema en los inviernos 2009-2010 y 2010-2011. Por lo tanto, no debería establecerse un límite de potencia para la representación de último recurso

### **3.5 VALORACIÓN, REPERCUSIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS DESVÍOS DE LA PRE**

#### **10. *Ámbito de consolidación de desvíos: ¿Qué restricciones impondría y con qué justificación?***

Bajo el punto de vista de la seguridad y fiabilidad de la operación del sistema es necesario asegurar que cada unidad de programación (UP) únicamente agrupe un conjunto de instalaciones o unidades físicas de una misma tecnología. Los programas se establecen por UPs, para asegurar su adecuada observabilidad y controlabilidad.



La condición de instalaciones de una misma tecnología en cada UP de PRE permitirá además la posible prestación de servicios potestativos del sistema por parte de dicha UP de carácter gestionable, siempre y cuando se hayan superado previamente con éxito las pruebas de habilitación establecidas al efecto.

**11. Referencia para el cálculo: ¿Respecto a qué programa deben medirse los desvíos?**

Los desvíos deben medirse respecto al último programa establecido más cercano al tiempo real. En el caso del sistema español este programa se denomina P48, y está constituido por el resultado del último intradiario (PHF, que ya integra los posibles redespachos intradiarios por seguridad del sistema) al cual se añaden los redespachos asociados a la posible participación de una determinada UP en servicios de ajuste del sistema y/o la participación de la misma en la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

### **3.6 CÁLCULO DE LAS RESERVAS Y DE LA CAPACIDAD EN LAS INTERCONEXIONES**

**12. Horizonte temporal: ¿A partir de qué momento no deberían admitirse ya reducciones? O bien: ¿Cuándo los valores de capacidad publicados debieran adquirir carácter firme o vinculante?**

La capacidad en cada interconexión (NTC) debe considerarse un valor firme a respetar tanto en el mercado diario como en el mercado intradiario. No obstante, dado que las condiciones en el tiempo real pueden cambiar repentinamente pudiendo comprometer la seguridad de los sistemas interconectados, los TSO's siempre deberán contar con mecanismos que permitan gestionar reducciones en tiempo real de los valores programados de NTC (por ejemplo countertrading), sin afectar a los programas establecidos en los mercados diario o intradiario, salvo en caso de fuerza mayor.

**13. Posibles actuaciones irregulares: ¿Podrían los operadores de sistema estar empujando a la interconexión' restricciones eminentemente internas?**

Evidentemente, en el proceso de cálculo de los valores de NTC dado su carácter de estudio de seguridad se considera la aplicación de la totalidad de límites tanto en las propias líneas de interconexión como en cada uno de los sistemas interconectados en aplicación de los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. Esta metodología no debe ser calificada como una actuación irregular ni ser interpretada como un uso de la interconexión como "aliviadero" de las restricciones internas, sino que responde a la existencia de un sistema físico que se comporta como tal y en el que no cabe aislar una parte y analizarla como si no se viera afectada por el resto, con el que interaccionará de forma inevitable.

### **3.7 INTERCAMBIO DE SERVICIOS DE SISTEMA Y FUNCIONAMIENTO DE LOS RESPECTIVOS MERCADOS EN PORTUGAL Y ESPAÑA**

**14. Precio asociado al intercambio descrito: ¿Cuál sería a su juicio un precio justo para la energía intercambiada en el sentido de Portugal a España? ¿Y de España a Portugal?**



Los precios asociados a las acciones de balance entre TSO's, tanto en la fase denominada "interim" como en la fase "enduring" deben reflejar la estructura de costes interna de los recursos de balance de cada TSO Asimismo, los criterios de fijación de precios de los intercambios transfronterizos de balance se publicarán en la web de sujetos del mercado, previa aprobación por la CNE.

**15. Dado que la entrada en funcionamiento del mecanismo definitivo no está prevista hasta el 4º trimestre de 2014, ¿cuáles serían las barreras existentes para una más rápida concreción de los objetivos propuestos para la frontera Portugal-España?**

La acción regulatoria más prioritaria es el establecimiento de un mercado de gestión de desvíos horario (es decir, que cada TSO reciba horariamente las ofertas de gestión de desvíos procedentes de todas las UP's habilitadas para dar este servicio) y que se cambie el carácter de este servicio de oferta voluntaria a oferta obligatoria para todas las unidades habilitadas para la provisión de este servicio.

### **3.8 OPERACIÓN DE LAS REDES EN RELACIÓN A HUECOS DE TENSIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA REACTIVA**

**16. *Ámbito y pertinencia: ¿Considera relevante la armonización en el ámbito MIBEL de los criterios operativos en esta materia? ¿Es preferible aguardar una armonización comunitaria?***

El comportamiento de la generación tanto en España como en Portugal condiciona la seguridad del sistema eléctrico ibérico. Efectivamente, se trata de un sistema fuertemente mallado que se comporta como un conjunto y que a su vez está muy débilmente interconectado con el resto del sistema europeo.

De este modo, dado que la armonización comunitaria tardará varios años en implantarse consideramos beneficiosa y conveniente la armonización previa a nivel de la península ibérica. En este sentido, los actuales requisitos en materia de comportamiento de hueco de tensión son muy similares y compatibles, por lo que pueden considerarse como armonizados. No obstante, la incorporación de adicionales requisitos técnicos como los contemplados en la propuesta de nuevo P.O.12.2 realizada por el operador del sistema español, sobre la que se ha manifestado acerca de la necesidad de su pronta aprobación, e identificados sobre la base de estudios que incluyen al sistema eléctrico ibérico debieran ser de aplicación tanto a los generadores españoles como portugueses. En este sentido, aunque la formulación práctica pudiera ser diferente en cada país y no afectaría a la seguridad del sistema siempre que cubra ciertos aspectos, sería igualmente beneficioso y conveniente que dicha formulación estuviera armonizada.

**17. *Elementos destacables: ¿Qué criterios considera más útiles de entre los ya presentes en la regulación portuguesa y española? ¿Cuáles considera, por el contrario, descartables?***

En lo que respecta a la energía reactiva, y dado su carácter local, no se considera prioritaria una armonización europea en el corto plazo en el aspecto de la energía reactiva. Sin embargo, sí sería conveniente la armonización en el ámbito del MIBEL a nivel técnico y económico en lo referente a los procedimientos de operación de aplicación en este punto en la línea definida en la propuesta de P.O. 7.5 (en fase de aprobación). La opción de regular módulo de la tensión en lugar de factor de potencia,





según se contempla en el RD 1565/2010, deberá pasar a ser una obligación para el conjunto de PRE afectada.

En relación a los huecos de tensión, todos los elementos y criterios recogidos en el borrador del P.O. 12.2 (octubre 2011) entendemos que deberían ser adoptados a la mayor brevedad por ambos países.

### **3.9 COORDINACIÓN, AGREGACIÓN Y CONTROL DE LA PRODUCCIÓN RENOVABLE INYECTADA EN LA RED/ VISIBILIDAD — CENTROS DE CONTROL Y/O REMISIÓN DE TELEMEDIDAS**

#### ***18. ¿Existen razones para una armonización entre Portugal y España sobre el modo en que las cuestiones de coordinación, agregación, control, reducción y, en su caso, interrupción de la producción de origen renovable que es inyectada en la red eléctrica son tratadas por REE y REN?***

No necesariamente las soluciones técnicas deben ser exactamente las mismas en Portugal y en España. No obstante la funcionalidad conseguida debería ser muy similar. La solución española de observabilidad y controlabilidad tiene una funcionalidad contrastada por su utilización a lo largo de los últimos años en el control efectivo de la producción –cualquier nuevo parque eólico en España antes de su puesta en servicio pasa una prueba de control de producción real-. En este sentido resulta un tanto extraño que hasta el momento no haya sido preciso ejecutar ninguna limitación en Portugal. Teniendo en cuenta la potencia instalada y su demanda de valle no puede estar muy lejano el momento en el que dicha limitación sea inevitable para no incurrir en desvíos en la interconexión con España. En el caso de haber cualquier tipo de dificultades, ya sean técnicas o legales, en Portugal para limitar la producción éstas deberían ser resueltas a la mayor brevedad.

Por otro lado, en la cuestión relativa a los huecos de tensión, en España se monitoriza desde hace más de 5 años en tiempo real el riesgo de pérdida de producción eólica por hueco y REE toma las medidas precisas para su control en tiempo real –medidas topológicas, reducción de producción-. Sin embargo desde España se han visto hace unos dos años al menos dos pérdidas de producción eólica en Portugal en el entorno de 1300 MW, 300 MW más que la más grande registrada en España –acontecida antes de la entrada en vigor efectivo del PO 12.3-. Estas pérdidas de producción pueden comprometer la interconexión del Sistema Ibérico con el resto de Europa. Es fundamental tener la garantía de que estas situaciones no se pueden volver a repetir.

#### ***19. Pese al mantenimiento de su carácter prioritario, ¿qué alteraciones sería necesario introducir en los actuales marcos regulatorios portugués y español para que sea posible la emisión de órdenes de reducción o la interrupción de la PRE en los procesos de despacho de REN y REE?***

En el caso español REE considera que el actual marco regulatorio español es razonablemente satisfactorio en este punto.

### **3.10 ASPECTOS RETRIBUTIVOS**





**20. Simplificación y armonización: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la simplificación y armonización de las categorías retributivas y, más adelante, de las propias retribuciones?**

**21. 'Hoja de ruta' y regímenes transitorios: Si se decanta por la convergencia, ¿qué hitos y plazos propondría para su consecución, y para la asimilación de instalaciones preexistentes?**

### **3.11 ACCESO DE TERCEROS A LA RED**

**22. Reserva de capacidad: ¿Qué enfoque considera preferible en relación con la precedencia temporal de distintas instalaciones de PRE entre sí?**

Alternativamente al concepto de “reserva”, que posee connotaciones de potencial derecho para los generadores que puede no ser procedente y que en todo caso queda fuera del alcance de lo que REE debe manifestar como TSO, entendemos fundamental y necesario una regulación clara que ampare el concepto de capacidad de conexión de aplicación –para zonas y nudos- a las futuras instalaciones de generación (y particularmente a aquellas PRE), lo cual se justifica, entre otras razones, por seguridad de suministro y desarrollo armónico y eficiente de la red de transporte como competencias y obligaciones que los TSOs ibéricos comparten. En dicha posición común, se incluye la necesidad de una adecuada coordinación entre los procedimientos gestionados por los operadores y los procesos de autorización por las Administraciones competentes.

En este sentido, entendemos conveniente aportar documentación anexa (Anexo 1), donde se pone de manifiesto de forma resumida la posición común de REN y REE (Anexo 1.a), así como una muestra de su difusión en foros técnicos internacionales (Anexo 1.b; ver en concreto Apartado 5.3 Common Considerations on the capacity of connection for RES).

**23. Prioridad de despacho: ¿Hasta qué horizonte de programación considera que debería extenderse? ¿Qué otras limitaciones cabría plantear, en su caso?**

La PRE no gestionable debe tener prioridad de despacho para cualquier horizonte en tanto circunstancias relacionadas con la seguridad del sistema no lo impidan. El comportamiento que estas unidades de producción tengan en los diferentes mercados no debería condicionar el hecho físico de que su producción no depende más que de un recurso fluyente y no controlable con un coste variable prácticamente nulo. Por lo tanto, cualquier limitación a estas unidades en beneficio de otras unidades gestionables necesariamente llevará a una mayor utilización de energías primarias con costes variables no nulos e impactos medioambientales mayores. En todo caso lo que se podría plantear es como se traslada este beneficio económico y medioambiental al consumidor final.

### **3.12 GARANTÍA DE ORIGEN Y ETIQUETADO DE LA ELECTRICIDAD**

**24. Pertinencia: ¿Qué ventajas e inconvenientes aprecia en la integración de los sistemas de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a nivel ibérico?**



---

## **ANEXO 1.a**

**Título: Situación del acceso y conexión de la generación a la red en Portugal y España. Resumen: Posición Común**

*Fecha:* Marzo de 2009

***Posición común de los operadores del sistema portugués y español***

Los operadores del sistema portugués (REN) y español (REE) entienden que:

- La generación debe tener una capacidad de conexión no ilimitada para los nudos o zonas de la red de transporte, de forma que se optimice su contribución a la seguridad de suministro y se contribuya a un desarrollo eficiente, armónico y racional de las redes de transporte, coherentes con las capacidades de generación factibles para la red.
- Esta necesidad, válida también para generación de régimen ordinario, resulta especialmente relevante para la generación de régimen especial, tanto por los argumentos de carácter general mencionados como por la mayor complejidad derivada de un escenario con restricciones crónicas de generación, que pudiera inducir un riesgo indeseable en la operación del sistema.
- De esta forma, aun sin garantizar la capacidad de producción de los generadores, el control sobre la capacidad de conexión de generación permitirá optimizar el funcionamiento del MIBEL y el desarrollo y utilización de interconexiones. Asimismo, se evitará la instalación de generación que pueda verse afectada por restricciones crónicas.

Por tanto, se propone que sobre los estudios de capacidad realizados por los operadores del sistema y los procedimientos gestionados por éstos, las Administraciones Públicas competentes regulen la limitación –nodal y zonal- de la generación y definan las instalaciones asociadas, muy particularmente de generación de régimen especial.

Las magnitudes de capacidad de instalación deberán ser objeto de revisión periódica por parte de los operadores del sistema, incorporando la actualización de las previsiones de desarrollo de red de transporte, así como aprovechando la experiencia que en los requisitos sobre los generadores y en la propia operación del sistema puedan contribuir a aumentar la capacidad de conexión en general y en particular la integración de la generación de régimen especial, y dentro de ésta con preferencia particular para la generación de origen renovable de acuerdo con los objetivos europeos y nacionales de ambos países.



---

## **ANEXO 1.b**

## **The connection procedures for renewable generation within the transmission grid planning process. Situation and prospects in the Iberian power systems**

**J. F. ALONSO LLORENTE<sup>(\*)</sup>**  
**Red Eléctrica de España (REE)**  
**Spain**

**A. REIS RODRIGUES**  
**Rede Electrica Nacional (REN)**  
**Portugal**

### **SUMMARY**

The procedures of access and connection to the transmission grid enable non-transmission agents willing to incorporate their facilities to the power system to apply to the Transmission System Operator (TSO). The TSO must analyse according to the corresponding criteria in force (technical, economic and environmental) and conclude on the acceptability which must be well coordinated with transmission planning in order to guarantee a sound development of the system. Since this is particularly important for the generation, this communication presents the main aspects of access and connection procedures for generation as these are dealt with in the Iberian power systems (Portugal and Spain), and their relationship with planning, and with special focus in the application to Renewable Energy Sources (RES) plants.

The paper explains, from the Portuguese and Spanish TSOs (REN and REE) perspectives and for the corresponding power systems, the philosophy (right of access considerations and global approach for the integration of generation within the system), procedures practicalities (both derived from the application of grid codes as well as particularities associated to administrative motivations), methodology used (technical studies and criteria by which the connection to the grid for a new plant is assessed by the TSO), payments and criteria for economic assessment (who pays for what, concerning the cost associated to the grid extension or reinforcement which is derived from the connection of the new generator).

Beside the national approach of both systems, the paper presents common coordinated procedures for assessing connection applications with potential mutual influence.

A revision of the preceding aspects for Portugal and Spain, as well as the experience in both systems in connection management and its link with transmission planning serve to establish some common guidelines for a convergence in the integration of generation. This is important for achieving a more efficient Iberian Electricity Market (MIBEL), and becomes vital for integrating the ambitious national objectives of RES, which is today one of the main challenges, and is bound to increase for the coming years. To this respect, connection capacities for nodes and zones within the grid are applied in both systems, with assessment criteria established to favour the integration of this sort of generation.

### **KEYWORDS**

Connection to the Network; Access to the Network; Connection Procedures; Right of access; Transmission network planning; Connection costs; Renewable Energy Sources Generation.

<sup>(\*)</sup> dados pessoais

## 1. INTRODUCTION

The liberalisation of the electric power systems, which started some twenty years ago, searched to achieve efficiency through opening the former traditional structures of vertically integrated companies. For this aim, competition was introduced, particularly in the activities at both ends of the energy chain, generation and supply. The success in this process and in the consequent new situation has been and is based, on one hand in an adequate market structure and rules, and on the other hand in the functioning of Transmission System Operators (TSOs), as much as these may have guaranteed independence from other agents in the liberalised activities.

Within the role and functions of TSOs, besides the operation of the system in the time horizons closer to real time (quite often this includes horizons up to one year ahead, period in which decisions have to be made considering the existing grid and do not involve the commissioning of new facilities), the *prospective* functions associated to the development of the system (both the transmission grid and the facilities connected to it) are fundamental, since they constitute a necessary base for the mentioned competition and efficiency, while achieving the established levels of security of supply and system reliability in general. At this point, an adequate management of the procedures of access and connection to the grid and grid planning enables the integration of new facilities and agents and contribute to a sound evolution of the system. This is especially relevant for the TSOs at the upper stage of the energy chain, the generation, since there is normally a wider variety of agents and technologies, while the transmission-distribution interface link in fact activities that are generally regulated derived from their natural monopoly nature.

Despite the common objectives mentioned, rules and practices for the connection of users to the transmission grid may be quite different depending on historical, administrative or other reasons concerning the power systems (see [1]). This paper depicts access and connection procedures for generation as they are managed in the Iberian power systems (Portugal and Spain), focusing on generation from renewable energy sources (RES), and introducing common bilateral procedures.

## 2. THE PROCEDURES OF ACCESS AND CONNECTION TO THE GRID

Access and connection to the grid for generation are the processes by which generation promoters require connection for new plants applying to the Transmission System Operator (TSO) and obtain the corresponding authorisation to operate. Next, general guidelines of the procedures for generators in Portugal and Spain are presented. In both systems, generators are classified depending on the legal and commercial “regime” associated: Ordinary Generation (OG: subject to competition and perceiving the market price) and Special Generation (SG: mainly cogeneration and RES generation, which benefit from advantageous retribution system and priority of dispatch).

### 2.1 Global Approach for Generation Integration

From the power system perspective, generation is needed in order to comply with the prescribed levels of supply reliability and efficiency as well as social-environmental requirements and objectives.

However, different approaches may be used in order to incorporate the generation or to assess the acceptability of applications. To this respect, we could think of the following general approaches:

- i. “Top-Down” in which a global strategy is established, or an global optimisation is carried out, and as a consequence a number of general guidelines are drawn or detailed decisions are made in terms of what sort of generation, in which area (even in which bus or substation), in which horizon..., should be installed. This would constitute the reference for the TSO assessment of the access to the grid applications.
- ii. “Bottom-Up” in which the general strategy –if any- is translated into regulatory incentives or mechanisms by which generation promoters develop or try to develop their projects taking into account regulatory signals concerning technology, connection point (location, voltage, ...), commissioning year, etc,...

In **Spain**, the approach is mixed but mainly corresponds to the one designed as “Bottom -Up”. *Indicative* guidelines and the corresponding retribution signals (especially for SG, including RES) are

established by the government at national level; recently, national limitations are being implemented at national level for the different RES chapters. Despite these, the main “criteria” for generation expansion in terms of location, diversification guidelines, ..., are still those that the agents may estimate and incorporate based in their own business plans. In this context, actual constraints are not compensated by the system (constrained-off energy is not paid if it results from the day-ahead programme and it is partially compensated if it results from the real time operation) and the costs of grid connection are not decisive (as it is explained later).

In **Portugal**, the approach is a mix of both approaches above-mentioned. There is a national global energy strategy established by the government with ambitious objectives for the development of power generation from RES not restricted to wind generation but also including some new large hydro stations as well as the increase of installed power in existing plants and the construction of new small hydro, biomass and photovoltaic plants. Also, the promoters have access to information about generation reception capacity in the transmission grid and diversification of energy source. Concerning OG plants there are also some general guidelines drawn by the government in terms of generation type and power to be installed – ‘Top-Down’. However, for RES generation some regulatory incentives and mechanisms are established and some signals about technology, connection point and commissioning year (in some cases) are given to the promoters. For example, TSO defines (and makes public) future reception capacities at the different areas/substations in the transmission network according to their development plans, which cannot be overcome and are managed by General Directorate for Energy and Geology (DGE). This network development and investment plan will have to respect and be coherent with the national global RES objectives – ‘Bottom-Up’.

## **2.2 Right of access and capacity of connection.-**

Nowadays, in many power systems, the access to the transmission grid is open to every agent, subject to the technical requirements and the corresponding fares, but the approach and the procedures may be significantly different. In particular, for generation it may be significant whether and how the system “guarantees” the “reserve of transmission capacity”. For both Portugal and Spain, access to the grid has a common European legal basis [2], which includes “non-discriminatory network access” and guidelines for access valuation (“TSO may refuse access where it lacks the necessary capacity ... based on objective and technically and economically justified criteria”). Besides, for RES generation there is a European legal basis [4] establishing priority and guaranteed access (here used in the actual dispatch of connected plants).

In **Spain** there is no reserve of transmission capacity (existing do not have preference vs. the new facilities to be connected). In the regulation, denial of access (limits for connection) only may be due to security, what motivates a dual application. For OG the “no reserve principle” prevails, and no connection limits apply. On the other hand, for SG (particularly RES), priority access is applied in the real time operation and security of supply (and coherent grid planning) justifies limits of connection in areas (not national) by TSO.

In **Portugal**, requests for network access to the public system are reviewed in order of entry, which is the only criterion for assigning priority to the request, and connection limits apply for all generation. In real time operation, OG is subordinated to market and demand and RES plants have guaranteed production and only for grid security reasons can the TSO reduce this production capacity.

## **2.3 Procedures, Studies and Criteria.-**

The procedures for access to the grid (*electrical* procedures) must be applied to the TSO (or the SO or Transmission Company), and may be initiated in parallel with or sequentially with the *Administrative* Authorisation (AA) procedures. The applications may be processed by the TSOs in an individual basis at any time (more the case in Spain, with a *light* coupling with AA for OG and medium for SG), or else within some kind of campaign, when the TSO receives and solves a number of applications (more the case in Portugal, with a *strong* coupling with AA for both OG and particularly for SG).



For both Portugal and Spain systems, the TSOs manage consecutive procedures of access and connection to the grid, ending in a Connection Contract. The acceptability assessment responds to a double perspective -operation and transmission- and includes –with slight variations in the exact moment of realisation- the studies presented in Table I.

Table I. Main Studies for Access and Connection Assessment in Portugal and Spain

Stage	Perspective	Purpose. Study contents
Access Application	Operation	A number of studies are oriented to check system behaviour and acceptability considering the integration of the applicant plant within the system. Studies may include: <ul style="list-style-type: none"> <li>- static behaviour (load flow) analysis</li> <li>- short-circuit calculations</li> <li>- dynamic behaviour analysis –specially transient stability-</li> </ul> Preliminary Engineering assessment of projects.
Connection Application	Transmission	Analyses are associated to the engineering and feasibility aspects of the construction project to guarantee the development and commissioning of the facilities enabling the connection.

The solutions presented to the viability of the projects take into account the planning of the transmission system, in different operating conditions and time horizons.

### 3. ALLOCATION AND ASSESSMENT OF COSTS AND INTEGRATION WITHIN THE PLANNING PROCESS

The cost of procedures (normally associated to costs of studies) may be assumed by the system or transferred by the TSO to the applicant agents (either as rate per MW of the new generation facility, or as reflecting the work involved depending on the particular case).

For this concept, in **Spain**, access and connection applications are not charged by the studies (there is a bank deposit required by the regulator as a precondition for the application, although the applicant is refunded after plant commissioning). In **Portugal**, the TSO may ask for payments associated to the studies of access and connection; besides, applications denied by lack of capacity at a time and place may, through provision of a security payment, wait until the necessary capacity is available as defined in the “Transmission Grid Investment and Development Plan”.

Procedures of access and connection to the grid (generally continuous, since agents may apply at any moment) are subordinated to network planning, and it is within this “master” periodical process where it assessed the cost of the grid extension or reinforcement which is derived from the connection of the new generators. For both systems, the concrete definition and allocation of costs is established by the National Administration, although general criteria are presented next.

The network expansion needs (and the associated costs) may be classified:

- shallow grid reinforcements.- network facilities directly related to the connection and necessary for the physical connection of the new plant (with associated *shallow costs*)
- deep grid reinforcements.- network facilities oriented to the extension and reinforcement which are not strictly necessary for the physical connection but are necessary or convenient for an operation free of (or with the minimum) constrains (with associated *deep costs*).

The way of organising and distributing the before-mentioned costs is (or should be) also very closely related to the way generators (and agents in general) pay for the grid (access tariffs), although we will not extend about this. Deep grid reinforcements are generally paid by the system in Spain and Portugal, being possible that agents pay advancement as a guarantee (20% and 10%, respectively). Besides, in Portugal, network reinforcements planned to increase capacity may be anticipated and the resulting costs supported by agents; furthermore, for SG plants deep reinforcements may be paid by agents. For shallow grid reinforcements, the next Figure 1 reflects the borderline of transmission grid (T) and the investment payment (I), showing very similar criteria in the systems except a slight

difference in transmission borderline. In both systems, costs incurred by agents may be shared in case future agents use the facilities developed.

In the decision process to conclude the acceptability of a connection (for a particular action or for a global expansion plan), a particular objective function should be stated identifying the global benefits associated to grid expansion as a result of assessing attributes reflecting the savings (from a more efficient and reliable operation) and costs (valued in unitary terms according to approved standards depending of the type of facilities installed, especially the ones paid by the system), which could be simplified as follows:

SAVINGS	COSTS
Reduction in energy losses (estimated from the calculation at some particular reference situations)	Investment costs: fixed costs incurred in the construction period
Reduction in final energy price due to avoidance or reduction of technical constraints	Operation and maintenance costs: yearly costs corresponding to operate and maintain the facilities
Reduction in the Expected Energy Not Served	

As a result of this (further to the previous technical acceptability) the transmission facilities which are necessary for the physical connection or relevant for a operation with no constraints may be included in the plan in force, which then results a confirmation for the development of the generation project.

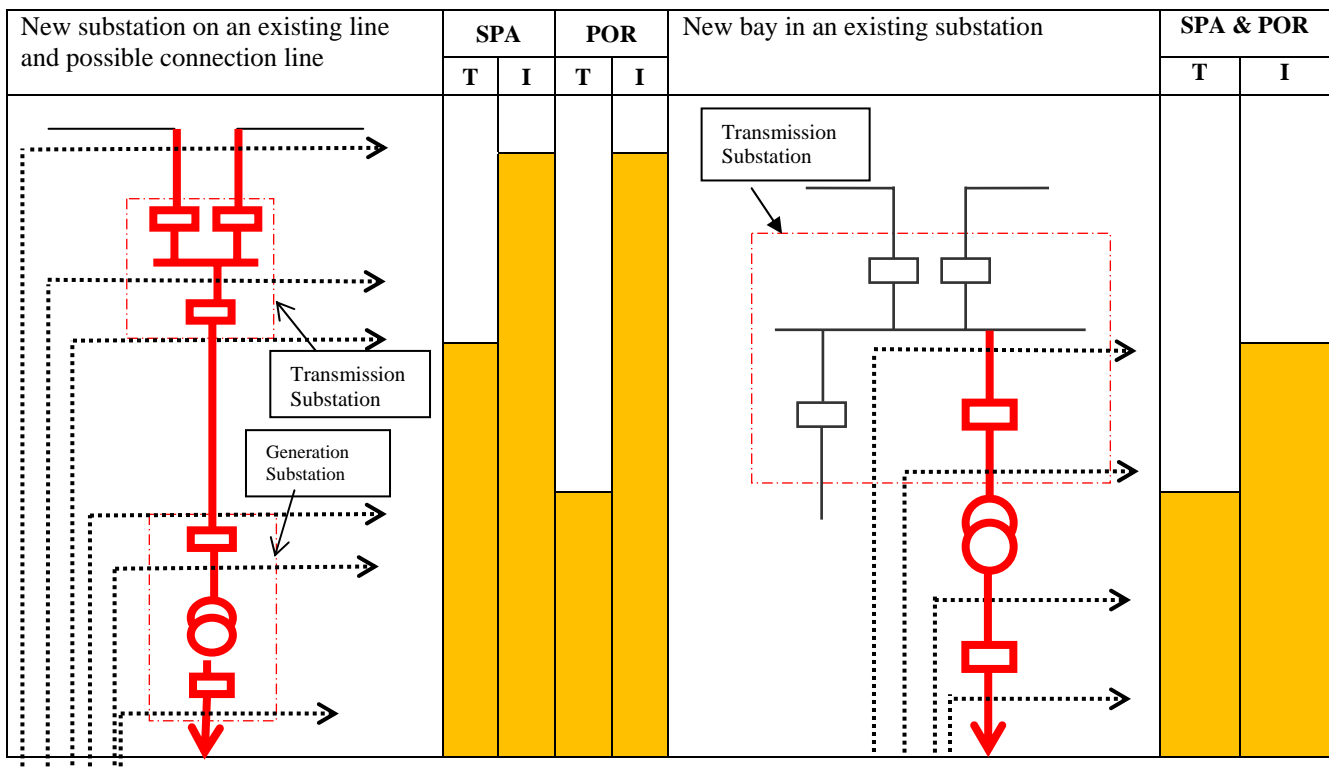


Figure 1.- Main connection schemes. Borderline of transmission grid (T ; which is coincident with ownership by TSO) and the investment payment (I). (Shaded areas: non-transmission facilities and investment payment by generators)

#### 4. COORDINATED PROCESS FOR EVALUATING ACCESS APPLICATIONS WITH MUTUAL INFLUENCE

The Iberian TSOs, REN and REE, are committed in contributing to a progressive improvement of the Iberian Electricity Market (MIBEL). With this purpose, in addition to the management of access and connection within a national scope, and despite significant differences which prevent or make difficult procedures unification, REN and REE carry out a coordinated process. By this process, applications from users in one of the systems with potential mutual influence are analysed by the TSO where is to

be connected and by the “affected” (complementary system) TSO, according to the process shown in Figure 2. These may be roughly classified as:

- applications of new demand with potential effects on voltage quality (mainly furnace steel plants and high-speed trains)
- applications of new generation with potential effects in internal constraints or in the international interconnection (the most common case)

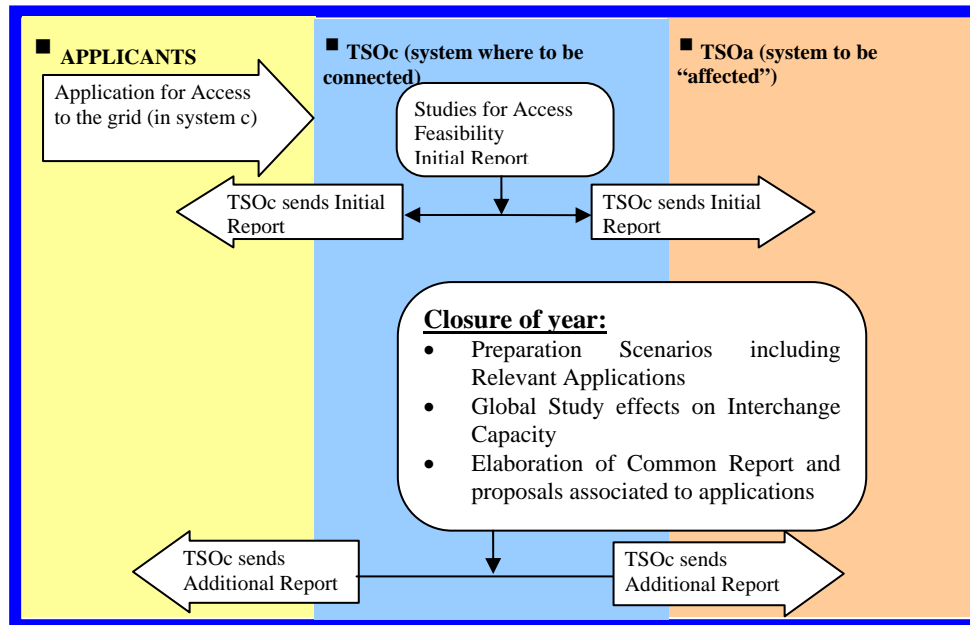


Figure 2. Process for Coordinated Evaluation of Generation Access at MIBEL

Thus, in addition to inform on the conclusions from the one-system perspective, the coordinated process contemplates a yearly common evaluation including all relevant applications for scenarios within the planning horizon in force with study cases where hourly and seasonal situations are considered. As a result, new facilities may be included in the new grid planning proposal or zonal capacity limitation for new generation may be recommended or established.

## 5. EVOLUTION OF GENERATION IN THE IBERIAN SYSTEMS. THE PLANS FOR RENEWABLE ENERGY GENERATION

### 5.1 The Ordinary Generation (OG)

Concerning **Spain**, the amount of plants *authorised* in the access procedure surpasses 60 GW in the period 1998-2009 (of which some 23 GW are already connected –almost only CCGT-, 5 GW are to be connected having connection contract and the rest in different process status; disregarding the almost 38,000 MW of applications cancelled). In terms of technologies, applications have concentrated mostly in CCGT plants (90%; 57GW), and lately in pumping-storage hydro plants (8%; 4,6 GW foreseen for 2014-2016).

The absence of limits for connection applicable for OG in practical terms within the access procedure has had a double effect. As an advantage, since barriers for newcomers are minimized, this has enabled a very dynamic trend in the installation of new generation so that the reserve margin has been kept in an adequate level despite of the steep demand increase in the last years (5÷6% of yearly demand rate). Besides, generation adequacy is foreseen to be preserved considering the generation plans (although the latter must be revised depending on the economic evolution) as it is shown in Figure 3. As a drawback, this model lacks in sending the correct location signals for generation expansion, some relevant concentration problems. Although these limits were detected by REE and communicated to the agents (and the regulators) in the grid access process, the experience has shown how gregarious promoters are when selecting sites, as seen in Figure 4 (where commissioning year expected by promoters is shown).

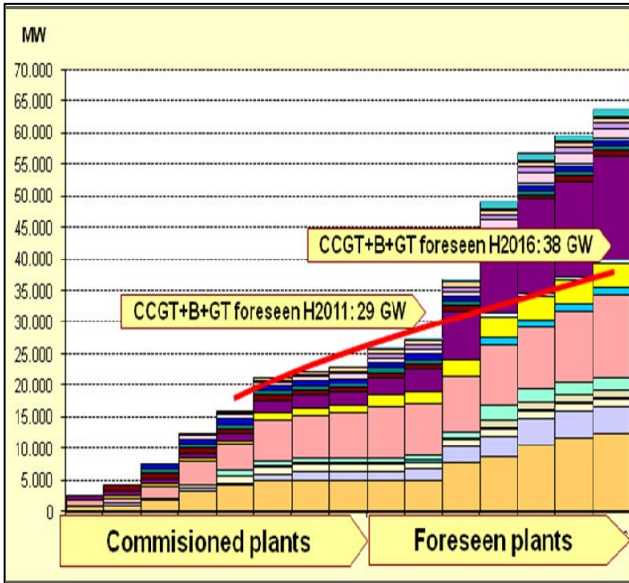


Figure 3. Evolution of OG plants in Spain  
Annual blocks (colour by agent) show MW actually installed – upto end 2009- and expected (agents information)  
Red line shows estimation of MW installed in H2016 grid plan

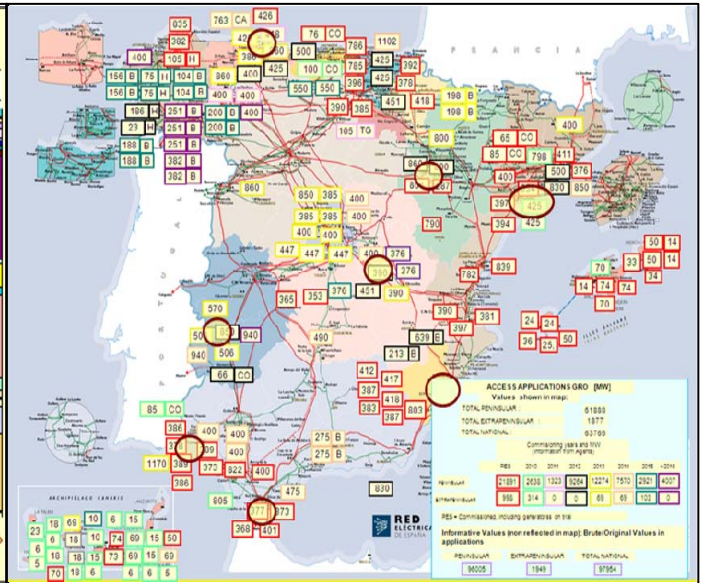


Figure 4. (CCGT) Plants with access authorization and main locational concentrations

For OG plants in **Portugal**, the Figure 5 shows the distribution of the installed capacity by the different energy sources in the end of 2009. In the last seven years, 4 large power plants were connected to transmission (2 CCGT and 2 pumping-storage hydro plants). According with the goals of the present National ‘Energy Policy’, the transmission network to the next years is planned to provide feasibility and reliability for connection of large hydroelectric and thermal power plants and to achieve national goals in the promotion of renewable energies, in particular the SG. The Figure 6 shows the new large thermal and hydro plants planned for the next years that are already licensed by DGEG.

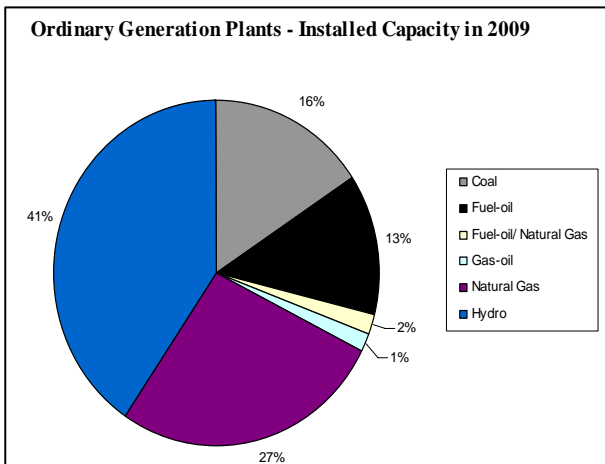


Figure 5. Installed capacity of OG plants in 2009

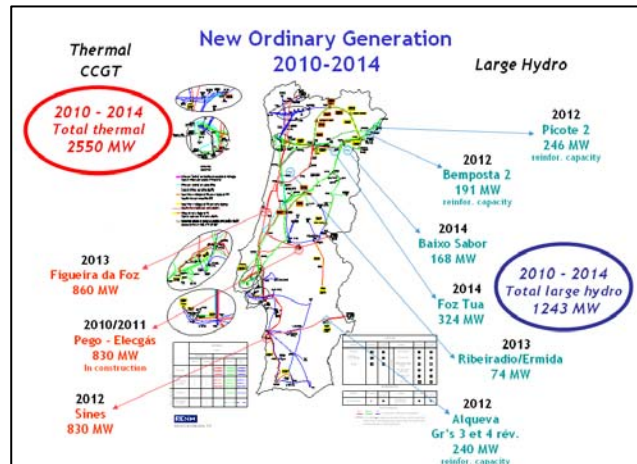


Figure 6. OG licensed Plants and location

The growth in large hydroelectric plants is supported in a set of reinforcements of existing hydro power plants and of new ones, already licensed for 2010-2014 (considered in the document “Security of Supply in relation to Electricity Generation 2008-2030” - SANPE 2008-2030), being some of these plants pumping-storage ones. Besides, the National Programme for Dams of High Hydroelectric Potential (PNBEPH) includes 9 new hydro plants to go into service between 2015 and 2019 for the purpose of connection to the transmission network. The development of base thermal power stations includes 4 CCGT already licensed, each one with two groups.

## 5.2 The Special Generation (SG) and RES plants

Concerning RES generation (the most relevant chapter within SG), the integration within both Iberian systems have been very relevant, as seen in Table II both national plans are still very ambitious, in line with the European target of 20% renewable in the final energy for 2020 (see [3] repealing [4]).

Table II. Situation and prospects for main chapters of RES generation in Iberian systems

Main chapters in RES Generation [MW]	Closure 2009		2010		2020	
	Spa	Por	Spa	Por	Spa	Por
Wind Power	18,381	3,353	20,155	5,150	42,000	8,000
Solar-Thermoelectric	231	5	931	20	6,000	700
Solar Photovoltaic	3,894	75	4,394	120	10,000	200
Biomass	754	70	1,317	77	4,250	250
RES in <b>electric</b> energy consumption [4]			29.4%	39%		
RES in <b>total</b> energy consumption [3]					20%	31%

In addition to wind generation in Table II, for the late 2010-2020 there are offshore prospects in Portugal and Spain (some 550 and 5,000 MW, respectively).

In Spain, the current official objectives for 2010 will be surpassed in the main chapters. Wind Power is the most significant chapter today and the most likely to contribute to the national objectives, with high expectations from Administrations and agents with a good social acceptance (up to now). Besides, Solar-Thermoelectric is quite likely to increase significantly beyond official initial objectives and Solar-Photovoltaic has experienced a recent boom due to high retribution which is expected to slow down. The context where Regional Administrations were competent for Authorisation (and having plans for wind over 40 GW and solar thermal of some 10 GW) with no control at national level has been recently modified by a new regulation by which integration of RES generation will be in the range 3 ÷ 3,5 GW/year at national level.

In **Spain**, the state of procedures for SG plants for the main chapters (wind and solar thermal) is summarized in next Table III for the mainland system (Commissioned and to be connected –tbc- in different state; disregarding some 80 GW cancelled).

Table III. Applications for Access & Connection to transmission grid from SG plants in Spain

MW 1998-2009		Commi-sioned	Commissioned + Contract tbc	Commissioned + Connection tbc	Commissioned + Access tbc	Commissioned + Applications	Regional Plans 2016
WIND	Trans	12087	14582	16745	19069	39884	42610
	Dist	6294	6294	7239	8363	10286	
	<b>Total</b>	<b>18381</b>	<b>20876</b>	<b>23984</b>	<b>27432</b>	<b>50170</b>	
SOLAR-THER.	Trans	200	811	3854	3904	11737	7286
	Dist	31	31	31	903	3830	
	<b>Total</b>	<b>231</b>	<b>842</b>	<b>3885</b>	<b>4807</b>	<b>15567</b>	

In **Portugal**, the summary for RES Pre-Viability Information requests, since 2002 to 2008, concerning their respective status, is described in Table IV.

Table IV. RES information requests in Portugal

	Requests		Accepted		On going process	
	MW	Nr.	MW	Nr.	MW	N°
Wind	8058	370	3899	168	130	11
Mini Hydro	373	253	82	38	101	103
Solar PV	164	548	107	140	14	12
<b>Total</b>	<b>8595</b>	<b>1171</b>	<b>4088</b>	<b>346</b>	<b>245</b>	<b>126</b>



In Spain and Portugal, the past integration of large amounts of RES and the foreseen ambitious plans, more than avoiding distribution grid development (as it was thought for distributed generation) is motivating a significant chapter in transmission network development, both in shallow and deep reinforcements.

In particular, concerning structural (deep) reinforcements, Figure 7 (from EWIS Project [5] where REN and REE participate) shows the main corridors planned in Spain and Portugal. It also shows additional GRID reinforcement needed for scenarios with high wind penetration, mainly concentrated in the interconnection from the Iberian Peninsula with the rest of Europe.

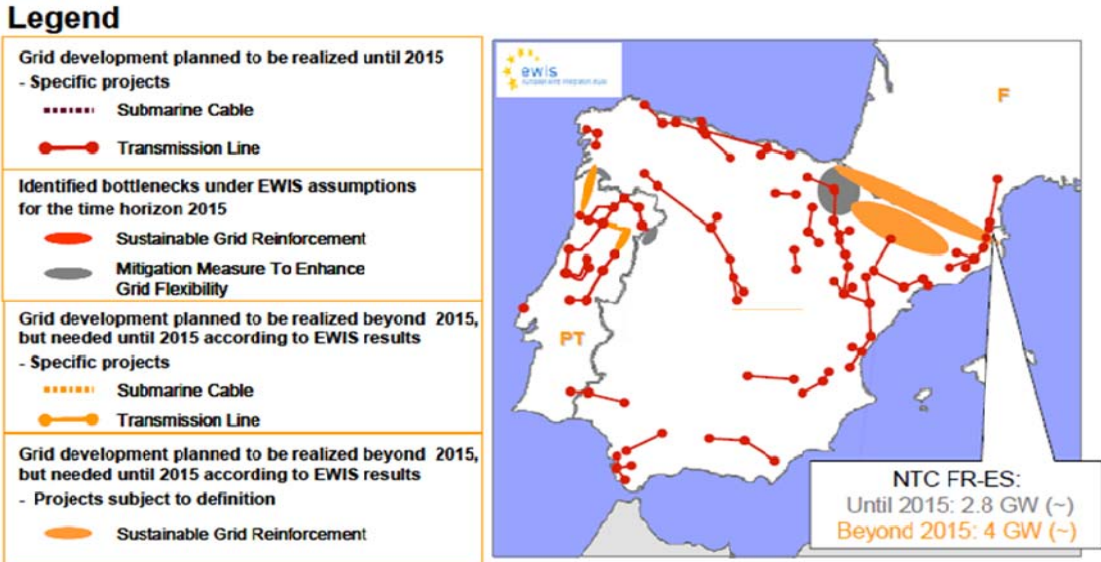


Figure 7. Grid Development plans in Iberian Power Systems (Source EWIS, see [5]).

Concerning local connection needs (shallow), additional detail of development in transmission substations (commissioned and planned) is shown in Table V. Whereas RES in other leading European countries is mainly connected to the distribution grid, connection to transmission grid is the option most used in Spain and Portugal. This is especially true for wind in both systems (more than 60% of existing plants connect to transmission), solar-thermal in Spain (80% of expected plants) and solar PV in Portugal (concerning existing plants, 50% in Portugal and only 2% in Spain).

Table V. Transmission Development in S.S. associated to RES

Spain (mainly wind or solar thermal)	Portugal (mainly wind)					
	400 kV		220 kV		150 kV	
Already Commissioned						
New S.S.	8	0	28	4	n.a.	1
Enlargement. S.S	12	0	30	2	n.a.	0
Planned or Proposed	400 kV		220 kV		150 kV	
New S.S.	14	3	17	0	n.a.	0
Enlargement. S.S.	13	0	30	4	n.a.	1

In Portugal, the transmission network development plan entails a series of grid reinforcements that makes it possible to accommodate power from SG, as from all generation plants, without significant grid restrictions, in a development scenario identical to the considered in SANPE 2000-2030 up to 2019, in accordance with national targets.

### **5.3 Common Considerations on the capacity of connection for RES**

As a consequence of the situation presented, the Iberian TSOs (REN and REE) understand that from a common perspective:

- For reasons of security of supply, as well as to contribute to an efficient and rational development of the transmission grid, and of the generation itself, capacities of connection for generation must be established by zones, coherent with the current or expected values with the approved grid plans.
- This general consideration is particularly necessary for SG plants, mainly RES, due to the additional complexity derived from the atomization of generation, whose dispatch on the other hand should be guaranteed or prioritized by the TSOs.
- In this way, even without guaranteeing full production capacity to generators considering some degree of over-installation whose congestions limited in this case may be –if convenient- solved in futures grid planning exercises, the control on the capacity of connection will contribute to optimize MIBEL operation and a coherent development of the interconnections.

Consequently, the capacity of connection from the studies carried out by the TSOs should be the reference for the Authorizations by the Administrations, who should as well define the concrete procedures and identify generation facilities. In this context, the TSOs must review periodically the zonal capacities, incorporating the update and extension of the grid plans as well as the foreseen technical requisites for generation and the very experience in the operation.

## **6. CONCLUSIONS**

The connection of generation, and particularly RES plants, constitutes a fundamental chapter for the development of the systems and transmission grids in Portugal and Spain. As a consequence, the prospective functions of the respective TSOs (REN and REE) should be adequately tuned, and this calls for coordination in the planning process and in the access and connection procedures.

In particular, from the revision of the different aspects of these procedures and how they are dealt with in Portugal and Spain, as well as the experience in both systems in connection management and grid planning, common guidelines for a convergence in the integration of generation may be established, and this paper has shown two main current lines of work in REN and REE:

- Coordinated procedures for assessing connection applications with potential mutual influence.
- A common position on the establishment of zonal connection capacities for RES by the TSOs, resulting from the application of assessment criteria oriented to favour a sound, secure and efficient integration of this sort of generation.

These common processes and positions are very important for achieving a more efficient Iberian Electricity Market (MIBEL), and become vital for integrating the ambitious national objectives of Renewable Energy Sources, which is now one of the main challenges for the power systems and is bound to increase for the coming years.

## **BIBLIOGRAPHY**

- [1] Cigre WG C6-2. “Connection of Generators and Other Customers. Rules and Practices”. (Technical Brochure Ref. 271. 2005; Summary on ELECTRA, No. 219, April 2005, pp. 49–55)
- [2] DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC. (Official Journal of the European Union, 14/08/2009)
- [3] DIRECTIVE 2009/28/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. (Official Journal of the European Union, 5/6/2009)
- [4] DIRECTIVE 2001/77/EC on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market (REPEALED by [3])
- [5] European Transmission System Operators. European Wind Integration Study (EWIS). Interim Report. June 2008 ([www.wind-integration.eu](http://www.wind-integration.eu))