



MASTER UNIVERSITARIO EN SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA



TRABAJO FIN DE MASTER



MODELO DE SUBASTA DEL MERCADO ELÉCTRICO CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED.

AUTOR: Francisco Sernández Martínez
SEVILLA, Noviembre 2013

*A todos los damnificados por este
"Master desde Estocolmo", en especial:*

*A mis padres y hermanos, a Fátima,
a Dani, a Alejandro y a Luis.*

Sin ellos, no hubiera sido posible.

Gracias.

CAPÍTULO 1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS	6
1.1. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS.....	6
1.2. CONTENIDOS.....	9
CAPÍTULO 2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	11
2.1. EVOLUCIÓN A MODELO COMPETITIVO: LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO	11
2.2. MODELO ACTUAL.....	12
2.2.1. El Operador del Mercado	12
2.2.2. El Operador del Sistema	18
2.2.3. El Regulador	18
CAPÍTULO 3. RESTRICCIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	19
3.1. EL PROBLEMA DE LAS RESTRICCIONES TÉCNICAS:.....	19
3.2. MÉTODOS DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.	20
3.3. MERCADOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	23
3.3.1. El Mercado de producción en España /Península Ibérica.....	23
3.3.2. Mercados eléctricos internacionales.....	36
3.4.2. BETTA	40
3.4.3. Interconexión PJM: Pennsylvania – New Jersey – Maryland.....	44
CAPÍTULO 4. MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA GENERACIÓN.	50
4.1. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	51
4.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE PROGRAMACIÓN HORARIA	51
CAPÍTULO 5. HERRAMIENTAS DE MODELIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN	57
5.1. HERRAMIENTAS DE MODELIZACIÓN Y OPTIMIZACIÓN:	58
5.2. CASOS PARA VALIDACIÓN DEL MODELO	66
CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE	76
6.1. RED 24 NUDOS IEEE	76
6.1.1. Datos del sistema IEEE de 24 Nudos:.....	78
6.1.2. Resultados del proceso de casación sin restricciones de Red:	85
6.1.3. Resultados del proceso de casación con restricciones de Red:	90
6.1.4. Conclusiones	95
6.2. RED 24 NUDOS IEEE Y UNA CONTINGENCIA	99
6.2.1. Resultados del proceso de casación con restricciones de Red y una contingencia	99
6.2.2. Conclusiones	105
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	107
7.1. SOBRE MERCADOS ELÉCTRICOS.....	107
7.2. SOBRE PYOMO.....	112
BIBLIOGRAFÍA	114

Capítulo 1. Motivación y Objetivos

1.1. Motivación y Objetivos

En las últimas décadas importantes cambios han ido produciéndose en el sector eléctrico de multitud de países. Por lo general, estos cambios han sido originados por la introducción de mecanismos de competencia en el sector [2] [5], lo que ha originado:

- Una reestructuración de las grandes empresas tradicionales mediante la separación de actividades reguladas (transporte y distribución) y no reguladas o en competencia (generación y comercialización)
- Privatización de empresas públicas, evitando conflictos de intereses.
- Aparición de nuevas entidades reguladoras para la gestión y operación óptima de las actividades.

Debido a estos nuevos mecanismos de competencia, todos los mercados eléctricos competitivos han establecido algún tipo de mercado con mecanismos de casación de oferta de producción y demanda. Por lo general, este mercado está regulado por dos agentes: el Operador del Mercado (OM) que gestiona el mercado spot, y el Operador del Sistema (OS) que garantiza la seguridad y fiabilidad del sistema eléctrico en condiciones compatibles con el mercado spot.

Estos nuevos sistemas de regulación modifican el enfoque de los procesos de optimización de los recursos de generación y transporte en la explotación, así como la operación y gestión de los sistemas eléctricos.

En este trabajo se estudia la resolución del problema de asignación multiperiodo de la generación con solución de restricciones técnicas en el entorno del mercado. La programación diaria de la generación con restricciones de la red resulta un problema matemático complejo, por la no linealidad de algunas restricciones, como las ecuaciones nodales de la potencia activa, por el uso de variables binarias de conexión/desconexión de unidades, así como por el alto número de variables y restricciones a resolver.

Sin embargo dada la complejidad que añaden las ecuaciones no lineales en la resolución de estos sistemas de optimización, en este trabajo se ha optado por usar simplificaciones lineales. De esta forma se optan por módulos de resolución de programación lineal entera mixta.

La programación de la generación y la resolución de restricciones:

La introducción de mecanismos de competencia en el sector eléctrico originó importantes cambios en los modelos de producción [4]. De esta forma, en España se pasó de un sistema centralizado de producción basado en costes a un modelo de mercado basado en los precios ofertados por unidad de generación. Este cambio de paradigma origina importantes cambios en los modelos de producción, siendo necesarios elementos de optimización de unidades para la minimización de los costes de producción.

Esta evolución a un modelo competitivo origina un cambio en la búsqueda de la máxima eficiencia económica, pasando de la minimización del coste de producción hacia un modelo basado en la minimización del precio marginal del sistema.

El modelo tradicional plantea un problema de planificación horaria de las unidades de generación eléctrica y de las potencias que entregarán a la red para satisfacer la demanda eléctrica de la red, teniendo en cuenta las restricciones técnicas de la red.

En el modelo competitivo es importante separar las actividades reguladas monopolísticamente de las actividades ejercidas en competencia. Por este motivo una misma entidad no puede realizar a la vez actividades reguladas y abiertas a la competencia.

De esta forma surgen entidades para la coordinación y gestión de las actividades de generación y transporte, como el Operador de Mercado y el Operador de Sistema.

Aunque el modelo de mercado no es uniforme en todos los países, por lo general esta nueva regulación eléctrica crea un pool mayorista de generación basado en un sistema de ofertas competitivas de compra y venta de energía eléctrica presentada por generadores y comercializadores. Sin embargo, algunos países han adoptado modelos basados en contratos bilaterales complementados por un mercado de ajustes.

Sin embargo, la mayoría de estos modelos coinciden en la separación de la gestión económica del sistema de producción de su viabilidad técnica.

A pesar de las diferentes soluciones regulatorias de cada mercado, en términos genéricos, la base ideológica del cambio está en asumir que la generación de precios será fijada según las leyes de oferta y demanda.

Una vez establecido el despacho inicial de generación, es necesario asegurar que no exista violación de los límites de operación de la red de transporte. Para ello deberán resolverse las restricciones técnicas de la red. Si como resultado de este análisis resulta que las condiciones de operación son violadas, será necesario modificar el despacho inicial de generación; disminuyendo o incrementando la potencia de los grupos ya acoplados, conectando o desconectando nuevas unidades o acoplando otros dispositivos eléctricos de control de tensión.

Por tanto, las restricciones técnicas pueden modificar el despacho inicial de la casación del mercado. Esto provoca una distorsión del objetivo de máximo beneficio social, y por tanto abre las puertas a situaciones de manipulación del precio final del mercado.

Si las restricciones técnicas pueden alterar el precio final del mercado, resulta coherente pensar que el proceso de casación de oferta y demanda que guía la programación horaria de la generación, deba incluir la resolución de las restricciones de la red. Éste resulta el punto de partida de este trabajo, que plantea como objetivo la resolución de la casación del mercado diario y la resolución de restricciones técnicas en una única etapa.

Las herramientas de resolución de modelos de programación horaria

Una vez definido el modelo de programación horaria, uno de los puntos críticos es su resolución. El número de variables del problema será función del número de unidades de generación, número de bloques de oferta por cada unidad, nodos de demanda y el número de bloques de demanda (si existiese más de una). Si además queremos resolver este modelo para cada hora de un día, este número de variables se verá multiplicado por 24. Parece por tanto que la aplicación a un sistema real, en el que el número de nodos y generadores sea elevado, requerirá de una herramienta potente para su resolución.

En la actualidad existe una amplia variedad de programas para modelar y resolver este problema de optimización [37] [39]. Estos programas suelen llamarse AML (Algebraic Modeling Languages).

El uso de lenguajes de modelización algebraica para modelar y resolver programas de gran escala del mundo real, es bastante extendido. Hoy en día son parte integral de las soluciones de investigación de muchos departamentos y laboratorios. Desafortunadamente, la mayoría de estos programas suelen ser de licencia propietaria y estar desarrollados en plataformas cerradas.

Uno de los objetivos de este trabajo ha sido resolver este modelo de optimización mediante el uso de soluciones AML de software libre. Para ello ha sido necesario investigar y testar las soluciones disponibles hasta encontrar una adecuada para manejar este tipo de problema.

Objetivos del trabajo:

1. Estudiar los modelos de casación de mercados competitivos, con especial atención a los tipos de subastas de mercado.
2. Proponer un modelo de subasta del mercado eléctrico con inclusión de restricciones de la red.
3. Buscar herramientas adecuadas para la modelización y optimización de problemas de gran dimensión, basadas en software libre.
4. Implementar en este software, el modelo de subasta de mercado con inclusión de restricciones de red.
5. Verificar el modelo implementado mediante la resolución de un caso de red.

1.2. Contenidos

A continuación se detalla el contenido de los capítulos de este trabajo:

Capítulo 2: Evolución del mercado eléctrico.

En este capítulo se describe el cambio regulatorio experimentados por los sistemas eléctricos. Se describen los principales agentes de los modelos actuales y se realiza un estudio sobre los diferentes tipos de subastas y casaciones más importantes y usados en el sector. Por tanto este capítulo sirve para definir algunos conceptos que serán abordados por los modelos de mercado que se presentarán en capítulos posteriores.

Capítulo 3: Restricciones técnicas de los Sistemas Eléctrico.

En este capítulo se describe, de forma breve, la importancia de las restricciones técnicas en los sistemas eléctricos y se detallan las soluciones más importantes para su resolución.

En la parte final de este capítulo se describen diversos ejemplos de mercado de energía eléctrica. En concreto se tratan:

- El mercado Ibérico, con atención especial a la zona Española. Se describe su funcionamiento atendiendo a las nuevas reglas del mercado de producción de energía eléctrica (Agosto 2013).
- El mercado NordPool, como ejemplo de integración de diversos mercados con un solo precio de referencia, basado en un algoritmo de casación simple.
- El mercado BETTA, como ejemplo de mercado basado en contratos bilaterales.
- La interconexión PJM, como ejemplo de mercado basado en precios nodales y cuyo modelo de casación tiene en cuenta las restricciones de la red eléctrica.

Capítulo 4: Modelo de programación de la generación.

Una vez presentada la estructura básica de los sistemas eléctricos actuales, así como diversos métodos de resolución de restricciones y ejemplos de mercados actuales que implementan estos métodos, pasamos en este capítulo a definir nuestro modelo de programación de la generación. Se presenta la formulación del problema de casación con una descripción de las restricciones que incluye restricciones de la red eléctrica.

Capítulo 5: Herramientas de modelización y optimización.

Este capítulo se presenta las herramientas de modelización y optimización que se usarán, así como las motivaciones para su elección.

Posteriormente, una vez implementado el modelo de subasta de mercado desarrollado en el anterior capítulo, se procede a validarlo mediante la resolución de un caso práctico.

Capítulo 6: Caso práctico: Red de 24 Nodos IEEE.

En este capítulo se procede a la resolución del caso de estudio del sistema IEEE de 24 nudos en diversas variantes: sin incluir las restricciones de la red, incluyéndolas y aplicando una contingencia.

Capítulo 7: Conclusiones

En este capítulo se presentan algunas conclusiones originadas a partir del estudio de este trabajo, tanto en lo referente a los mercados eléctricos y sus procesos de casación, como en las herramientas de modelización y optimización utilizadas.

Bibliografía

Finalmente en este apartado se presenta la bibliografía más relevante consultada para la realización de este trabajo.

Capítulo 2. Evolución del mercado eléctrico

2.1. Evolución a modelo competitivo: Liberalización del mercado

La evolución hacia un modelo de mercado competitivo puede sintetizarse en la evolución de un Marco Regulatorio centralizado hacia uno marco liberalizado.

En los últimos años la industria eléctrica de diversas partes del mundo ha pasado de un marco regulatorio centralizado a un marco regulatorio de libre competencia. Esta reestructuración hacia un modelo competitivo ha requerido numerosos ajustes en la concepción de la propia industria eléctrica [2] [3].

De forma sintética, podemos decir que un Marco Regulatorio Centralizado se caracteriza por responder a un monopolio en el que el operador central controla todos los componentes del sistema. Este operador tiene acceso a los datos económicos y técnicos de los generadores, de los consumidores y de la red de transporte. Es por tanto este agente el que calcula la demanda esperada y por tanto el plan de producción necesaria para satisfacer dicha demanda.

Desde este punto de vista, podría cuestionarse por qué cambiar este marco regulatorio. Si existe un órgano centralizado capaz de estimar la demanda eléctrica y definir un plan de producción adecuado, cuál es la necesidad de establecer un nuevo marco regulatorio que vaya a aumentar la complejidad del sistema? La respuesta a esta pregunta no es única; existen diversos factores que sustentarían la motivación al cambio (así como en sentido contrario).

Sin embargo el motivo principal, desde el punto de vista económico, se basa en la creencia en que los mercados liberalizados resultan más competitivos. Esta competitividad entre empresas es entendida como la lucha por la supervivencia; solo las empresas más fuertes serán las que sobrevivan. Si desde el punto de vista de mercado competitivo, entendemos esa fortaleza como la capacidad de la empresa para ofrecer al mercado mejores servicios que sus competidores, podemos decir que un Marco Liberalizado hará que las empresas busquen, principalmente, la reducción de costes y la mejora de la calidad del servicio. Este proceso desencadenará otros procesos colaterales, como la mejora del rendimiento de los sistemas, la innovación en productos o el desarrollo de nuevos servicios.

Pero además en España existen otras motivaciones políticas, como el desarrollo de un mercado único europeo. (El proyecto PCR – Price Coupling of Regions, impulsado por la Comisión Europea y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía - Acer, que

tiene por objetivo avanzar en la creación de un mercado único de la electricidad, con un precio único de acoplamiento en toda Europa a partir del mejor uso de las infraestructuras actuales) [44].

2.2. Modelo Actual

El mercado liberalizado actual se caracteriza porque los agentes participantes tienen libre acceso a la red de transporte, compitiendo entre sí según las reglas del mercado eléctrico en el que participan. Surge de esta forma el Operador de Mercado, agente encargado de supervisar y facilitar los flujos de compraventa del mercado. Además existe un agente central (Operador del Sistema) que asegura el correcto funcionamiento del sistema en términos de fiabilidad, seguridad y calidad [3].

2.2.1. El Operador del Mercado

A pesar de que el modelo liberalizado idóneo permitiría a todos los agentes participar en un mercado organizado y relacionarse libremente a través de contratos bilaterales, sin embargo, en la práctica, la mayoría de sistemas eléctricos liberalizados han optado por la creación de un mercado spot organizado. Este mercado tiene por lo general mecanismos anónimos de casación de ofertas de producción y demanda, que son gestionados por una entidad reguladora independiente llamada Operador del Mercado (O.M.).

Habitualmente el Operador del Mercado gestiona también otros mercados complementarios al mercado spot como son los mercados de ajustes o mercados financieros de futuros.

Antes de profundizar en los mercados existentes, analizaremos los diversos mecanismos de casación de ofertas existentes en los mercados eléctricos.

2.2.1.1. Modelos de subastas para mercados eléctricos:

La liberalización del mercado ha transformado el proceso de casación de ofertas en varias subastas con diferentes horizontes temporales, realizadas por el Operador del Mercado. Por eso motivo, antes de profundizar en los procesos de casación, vamos a repasar los tipos de subasta existentes [6].

El diseño de las subastas, como procedimiento eficiente para la adjudicación de los recursos, depende de las características de los propios objetos a comerciar.

1. Subasta de un único bien:

Las subastas más simples y antiguas son aquellas en las que se quiere vender un único bien entre un número (elevado) de compradores. Este modelo, por ser el más clásico, resulta el más estudiado de todos.

Un claro ejemplo de este tipo de subasta son las subastas de obras de arte, en las que un solo objeto es puesto a la venta en un periodo de tiempo, para que un grupo de compradores pujen por su compra. Aunque existen diversos diseños, en condiciones perfectas todos pretenden que el comprador final sea el que más valora el objeto de entre todos los que pujan por él. De esta forma, consiguen a su vez que el vendedor obtenga el precio más elevado posible por su venta.

Algunos de los mecanismos más conocidos son:

- a. Subasta Inglesa: Habitual en las subastas de obra de arte, se caracteriza por que los potenciales compradores emiten ofertas, con precios cada vez mas altos, de forma progresiva. La subasta se resuelve cuando ningún comprador supere la precio propuesto por el último ofertante. De esta forma se fija el precio de venta como el correspondiente a la oferta más alta realizada.
- b. Subasta Holandesa: De dinámica inversa a la subasta inglesa, el vendedor anuncia precios en orden descendente, partiendo de un precio muy elevado. El proceso continúa mientras nadie esté dispuesto a pagar el precio que ofrece el vendedor. Se resuelve cuando un comprador acepte un precio de venta. Este método es habitual en las lonjas.
- c. Subasta de primer precio: En esta modalidad de subasta, cada uno de los compradores puede realizar solo una oferta, formulada al mismo tiempo. La subasta se resuelve por el precio de la oferta más alta. Este tipo de subastas es conocida también como subasta de sobre cerrado y resulta el procedimiento habitual en ofertas y licitaciones públicas.
- d. Subasta Vickerey o de segundo precio: Como las de primer precio, todos los compradores realizan una única oferta al mismo tiempo, adjudicándose la subasta a la oferta de mayor precio. Sin embargo, el precio final de adjudicación es el correspondiente a la primera oferta no aceptada y no a la de la oferta ganadora.

2. Subastas de múltiples unidades:

Estas subastas consisten en la venta de muchas unidades de un bien homogéneo. Este es el caso de subastas de diversos productos financieros y del mercado eléctrico a una hora determinada, si se considera cada MW como una unidad a vender y/o comprar en cada hora.

A diferencia de las subastas de un único bien, en este caso ambos lados de la transacción (comprador y vendedor) tiene un papel activo; con capacidad para realizar ofertas y definir estrategias.

Aunque cualquier modelo de subasta de único bien podría ser usado como modelo de casación, suele ser el basado en la subasta de primer precio el mayoritariamente utilizado. En este sentido, los agentes (compradores / vendedores) envían al mercado ofertas de compra/venta definiendo la cantidad de unidades y el precio máximo/mínimo aceptable por la oferta.

Este modelo ordena las ofertas de venta en orden creciente de precios para formar una curva de oferta agregada así como una curva de demanda agregada (sumando las ofertas de compra en orden decreciente). El punto de intersección de ambas curvas determinará el resultado de la casación: cantidad negociada y precio final.

De esta forma las ofertas de venta a un precio inferior al precio de mercado son aceptadas, así como cualquier oferta de compra con un precio superior al del mercado. Aquellas ofertas de venta o compra cuyo precio sea igual al precio del mercado pueden ser parcialmente aceptadas. El resto de ofertas son siempre rechazadas.

Todas las ofertas aceptadas fijarán su precio de compra o venta al precio de mercado fijado.

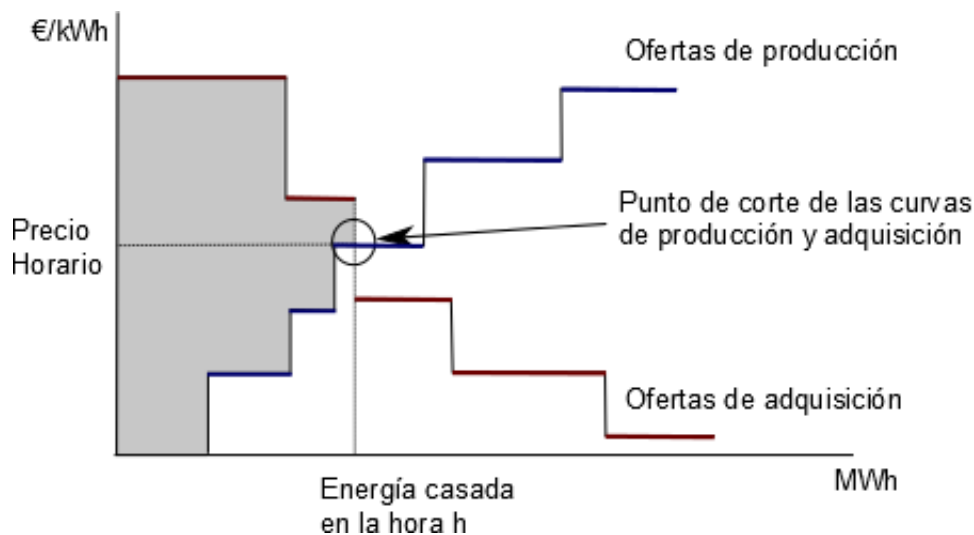


Fig. 1 Casación del sistema eléctrico

3. Subastas con acoplamientos entre sí:

En este tipo de subastas el objetivo consiste en vender varios productos no homogéneos cuyas valoraciones están ligadas entre sí. Esto sucede cuando los productos no pueden ser fácilmente vendidos o comprados por separado ya que existen condiciones que ligan los resultados de unos mercados con los resultados de otros.

En estas subastas, el resultado puede hacer cambiar de forma significativa la valoración que los agentes tienen de los bienes que se venden en las otras subastas y no es posible participar en una de las subastas sin tener en cuenta los resultados de todas las demás.

Debido a que los mercados eléctricos presentan acoplamientos temporales, este tipo de subastas pueden ser idóneas para desarrollar el modelo de casación.

2.2.1.2. Modelos de casación en mercados eléctricos:

Se presentan a continuación diferentes modelos de casación utilizados en mercados eléctricos [6] [4].

Casación simple:

Cada intervalo temporal, habitualmente cada hora, se realiza una casación independiente basada en la subasta de primer precio.

De esta forma el procedimiento de casación resulta transparente. Sin embargo la casación simple sólo refleja la restricción de equilibrio entre la generación y demanda y traslada las restricciones técnico-económicas de los grupos a las ofertas de cada generador. Por tanto los generadores sólo pueden reflejar en sus ofertas un coste proporcional a la cantidad producida así como una capacidad máxima de generación, sin embargo no permite reflejar sus restricciones técnicas de operación ni costes no lineales.

Por estos motivos la casación simple suele ser a menudo combinada con otros modelos alternativos de casación, como los que se exponen a continuación.

Casación compleja:

Este tipo de casación permite aumentar la cantidad de información técnica y económica que los generadores pueden trasladar directamente al modelo de casación para que sean incluidos en su método de cálculo. De esta forma se facilita la labor de los agentes y se disminuye la magnitud de los posibles errores que se pudieran producir en la casación simple.

Sin embargo, a medida que las ofertas van haciéndose más complejas, se va perdiendo la transparencia de la casación y por tanto, todas las ventajas que los procesos simples tenían.

En los mercados de Inglaterra y Gales, así como en Australia, se utilizaban modelos con la misma estructura que tenían los algoritmos de optimización que se empleaban antes de la liberalización del sistema eléctrico. Se trata de un módulo que recibe de los agentes todos los datos acerca de las restricciones técnicas y los costes de producción. Sin embargo este modelo era fácilmente manipulable por parte de los agentes para elevar los precios de forma artificial.

En España se empleaba desde 1998 una solución semi-compleja, en la que una parte de las restricciones técnicas y costes de producción son enviadas a través de sus ofertas simples, mientras que otra parte de las mismas son recogidas por medio de reglas complementarias.

El modelo español, en comparación con la casación simple, sacrifica transparencia a cambio de aumentar su eficiencia.

Casación iterativa:

Como alternativa para preservar la transparencia en la casación simple, la casación iterativa proporciona a los agentes más información sobre los resultados y de esa forma facilita la formación de ofertas. A diferencia de la casación compleja, la idea es ayudar a los agentes en el proceso de generación de sus ofertas de una forma más precisa.

Un ejemplo de este tipo de casación fue la propuesta por Robert Wilson en el mercado de California. En este caso, los agentes participantes del mercado van revelando sus preferencias durante la subasta, de forma que esta información puede ser usada por el resto de oferentes para mejorar sus estimaciones, lo que deriva en una mejora en la eficiencia de las estimaciones de costes de los grupos generadores.

Entre los inconvenientes de este tipo de casación, el principal deriva de los importantes esfuerzos en comunicación que los agentes deben realizar, de los tiempos de proceso necesario y de la dedicación de personal cualificado. Todo esto motivo que este tipo de casación fuese descartado como modelo para el mercado de California.

Casación sucesiva:

Este tipo de casación incorpora el concepto de mercados sucesivos. La idea básica consiste en establecer un conjunto de mercados con diferentes horizontes temporales que se vayan sucediendo a lo largo del tiempo en los que los agentes puedan realizar correcciones de posibles errores en los mercados de largo plazo (inicial), mediante transacciones en los mercados de corto plazo (sucesivos).

Por otra parte, las casaciones son firmes, es decir, la cantidad de energía asignada a un agente es la suma de las cantidades casadas en cada mercado sucesivo.

Este tipo de casación resulta una alternativa muy válida para diseñar mercados eficientes a la par que transparentes. En la actualidad, este tipo de mercados está muy vinculado al desarrollo de mercados de largo plazo y de productos financieros de gestión del riesgo.

Llevado al extremo, este tipo de casación deriva en una casación tipo continua, similar a la del Mercado de Valores, en la que es posible introducir órdenes de ofertas en cualquier momento y rectificar posiciones tomadas de un modo inmediato.

Resulta por tanto este tipo de casación sucesiva, una solución eficiente que combina la reducción de riesgo, gracias a que es posible corregir posiciones en los mercados de corto plazo, junto con la transparencia del modelo. Ejemplos de mercados que

usan este tipo de casación son los mercados diarios y sucesivos intradiarios de España y NordPool.

2.2.1.3. El Mercado Spot

La principal función el Operador del Mercado es la gestión del Mercado Spot (mercado de corto plazo). En este, se realiza una subasta de la energía a generar o consumir en un horizonte temporal de un día. Es el Operador del Mercado el agente que determina las ofertas aceptadas (de compra y venta de energía) y fija el precio del sistema en cada periodo temporal.

Es el Mercado Spot el que regula el tipo de casación y por tanto el tipo de interacción entre los agentes. Por este motivo resulta un elemento fundamental para el modelo liberalizado, ya que su diseño es clave en el éxito de un mercado eléctrico competitivo.

Por ejemplo, en ciertos mercados el papel de la demanda puede ser pasivo, donde los consumidores aceptan el precio de la casación, o activos, donde los consumidores pueden participar en el mercado en condiciones de competencia.

Un caso extremo es la posibilidad de suprimir el Mercado Spot y basar el mercado en acuerdos bilaterales entre partes. Este tipo de mercado es el establecido en Inglaterra y Gales en 2001 (NETA).

2.2.1.4. Mercados de Ajustes

Los modelos de casación sucesiva están basados en mercados sucesivos de ajustes. Estos mercados de ajustes, también llamados mercados intradiarios, permiten a los agentes corregir posibles errores de internalización cometidos en los mercados de largo plazo así como correcciones en la previsión de generación y/o consumo. Si el horizonte temporal del mercado spot es diario, estos mercados de ajuste tienen un horizonte de más corto plazo (intradía).

Estos mercados suelen estar gestionados por el Operador del Mercado.

2.2.1.5. Los Mercados Financieros Eléctricos.

Uno de los principales problemas de cualquier industria es la falta de liquidez y la gestión del riesgo financiero [8]. Por este motivo, los productos financieros han alcanzado los mercados energéticos, como ya lo hicieron con anterioridad en otros mercados de commodities.

Estos mercados financieros tienen su propia regulación. Dado que estos mercados no son el objeto de estudio de este trabajo, no vamos a profundizar en las características de estos productos financieros ni en la dinámica de mercado de estos productos. De forma somera, diremos que existen diversos productos financieros, como Futuros, Forwards u Opciones,

que se contratan en mercados financieros específicos de estos productos. Además, la variedad de estos contratos sobre productos del mercado eléctrico va en aumento.

2.2.2. El Operador del Sistema

En el estado previo a la liberalización del sector eléctrico, la planificación de inversiones necesarias en el sector era realizada por un organismo central (gubernamental), siendo las empresas monopolísticas de una región, las responsables de la fiabilidad en el suministro.

El despacho de generación era realizado por la propia empresa, siguiendo criterios de mérito de cada región. Cuando existía posibilidad de intercambiar energía con las regiones limítrofes, esta se realizaba según los acuerdos previos establecidos.

Las obligaciones de este centro de control regional eran la seguridad del sistema, el despacho de la generación, el mantenimiento del nivel de reserva necesario para posibles contingencias y la gestión técnica de la capacidad y disponibilidad de la red de transporte.

En el nuevo entorno liberalizado, la operación del sistema eléctrico es realizada de forma central por el Operador del Sistema. Este garantiza el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y calidad, de forma compatible con las decisiones de producción y consumo resultantes del proceso de casación de ofertas en el mercado (llevadas a cabo por el Operador del Mercado) o de los contratos bilaterales.

Otras funciones del Operador del Sistema son la gestión de servicios complementarios, la planificación a largo plazo y el diseño de los procedimientos de operación.

2.2.3 El Regulador

El Regulador es un órgano surgido del propio proceso de liberalización. Es un órgano bastante común en Estados Unidos. No así en Europa en los periodos previos a la liberalización del sector, aunque la tendencia es la creación de estos órganos independientes. Además, en el caso del sector eléctrico, lo habitual es que el regulador lo sea de los sectores energéticos en general.

Las funciones del regulador son velar por la libre competencia en el sector y la resolución de conflictos en el funcionamiento del mercado. Además de contar con una sólida normativa técnica, un sector eléctrico liberalizado, deberá contar una legislación que persiga las conductas de los agentes en contra de la competencia. Esta legislación garantista de un entorno de competencia deberá ser aplicada por el regulador.

Capítulo 3. Restricciones técnicas de los Sistemas Eléctricos

La regulación tradicional consideraba el suministro eléctrico como un servicio público prestado en condiciones de monopolio y fijación de precios administrativa. De esta forma se garantizaba a las empresas el reembolso de los costes incurridos al proporcionar el servicio.

La nueva estructura y funcionamiento del sistema, asociado a la liberalización del mercado, se define como “desregulación”. Este nuevo concepto propugna que es posible la existencia de un mercado mayorista de energía eléctrica que garantice el suministro en régimen de competencia [3].

En esta nueva situación, el Operador del Sistema deja de tener el control global de la producción eléctrica, como ocurría en la regulación clásica. El Operador del Sistema no puede determinar el mapa de generación de inicio, que asegure un funcionamiento del sistema en condiciones de calidad y seguridad de suministro. En esta nueva situación, deberá elaborar los procedimientos necesarios para solucionar las posibles restricciones técnicas originadas a partir de los programas de producción dados por el Operador del Mercado y los contratos bilaterales.

Las restricciones técnicas suponen incumplimientos potenciales de los criterios de seguridad fijados por el Operador del Sistema, si se aplicase directamente a la red el programa de producción resultante del mercado.

3.1 El problema de las restricciones técnicas:

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia se define como la propiedad que permite al sistema permanecer en un estado de equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un estado admisible de equilibrio tras estar sometido a una perturbación.

Cualquier sistema de potencia podría perder la estabilidad si se modificasen las condiciones de operación o se experimentase una perturbación de una manera lo suficientemente grande.

Existe sin embargo un margen de estabilidad para cualquier perturbación, de hecho pequeñas variaciones de carga se producen constantemente y el sistema es capaz de ajustarse adecuadamente a estas condiciones cambiantes.

Por otra parte, existen alteraciones más severas, como cortocircuitos en líneas o disparos de un generador, en las que el sistema ha de responder debidamente.

Todas estas variaciones han de ser gestionadas por el Operador del Sistema, que debe garantizar la estabilidad del sistema.

Es necesario clasificar los fenómenos de inestabilidad según la naturaleza de la propia inestabilidad, debido a la cantidad de variables físicas que se ven afectadas. De este modo se definen:

- Restricciones dinámicas: Son aquellas que tienen lugar cuando ante una perturbación el sistema eléctrico no es capaz de alcanzar un nuevo estado de equilibrio en régimen permanente. Por tanto se trata de un sistema eléctrico inestable.
- Restricciones estáticas: Se producen cuando las variables en régimen permanente violan los límites establecidos. Estas son, por ejemplo, las restricciones debidas a sobrecargas en elementos de la red y a sobretensiones/subtensiones en los nudos.

En los sistemas mallados e interconectados con otros sistemas eléctricos, las restricciones que aparecen se pueden agrupar, de forma genérica, en dos grupos:

1. Restricciones en las interconexiones entre sistemas:
La capacidad máxima de transporte se define como la máxima potencia que puede ser intercambiada de un sistema a otro. En las restricciones entre dos sistemas distintos, por simplicidad, se intenta resolver todas las restricciones que pueden ser debidas a las líneas de conexión de forma conjunta. Esto lleva a calcular la capacidad máxima de transporte de cada sistema.
2. Restricciones internas al sistema eléctrico:
Estas tienen lugar en el interior de un sistema. Las dos principales restricciones internas que pueden aparecer son:
 - Sobrecarga en las instalaciones de la red de transporte.
 - O subtensiones en los nudos de la red de transporte.

3.2. Métodos de resolución de restricciones técnicas.

De forma resumida, se procederá a mencionar los métodos más usuales para la resolución de restricciones técnicas [3].

Desde el punto de vista de procedimientos, existen dos metodologías para dar solución a las restricciones técnicas del sistema:

- **Modelo 1:** Partiendo de la situación del sistema, se incorpora la red de transporte al algoritmo de casación. Esto hace que el resultado de la casación respete todas las restricciones. Un ejemplo de este modelo es el Modelo Operador Único, que será utilizado en este trabajo.
En países como Argentina o en PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland) se realiza la casación del mercado mediante un algoritmo que incorpora las restricciones de la red.
- **Modelo 2:** este modelo separa las restricciones del proceso de casación. Podría llamarse Modelo Operador de Mercado – Operador del Sistema.
Sistemas como el español o Nordpool se basan en sistemas parecidos, donde las restricciones son resueltas en fases posteriores a la casación.

Basado en este modelo, es posible resolver las restricciones técnicas según dos opciones:

- Utilizar las mismas ofertas realizadas al mercado diario para resolver restricciones.
- Requerir ofertas específicas de los agentes para resolver las restricciones del sistema.

En cuanto a los métodos de resolución de restricciones más relevantes, se puede mencionar:

1. *Bloqueo de transacción basado en la publicación de la capacidad de transporte:*

Este método se emplea para resolver las restricciones en interconexiones. Es el Operador del Sistema el que determina la capacidad de transmisión de la red. Si las energías declaradas por los agentes del mercado superase dicho valor, será necesario determinar el orden de prioridad de utilización. Para ello pueden usarse diversos métodos.

2. *Subasta:*

En el caso en el que existirán congestiones en el sistema o en las interconexiones, el Operador del Sistema puede publicar la capacidad disponible de forma que los participantes a la subasta realicen ofertas de energía para ocupar esa capacidad. El Operador del Sistema ordenará dichas ofertas de forma creciente en precio hasta completar la capacidad disponible.

3. *Market Splitting*

Este método divide una zona geográfica del mercado en diversas áreas de oferta interconectadas. El proceso que sigue es el siguiente:

1. Primero se determina un único precio para todo el mercado y se identifican posibles congestiones entre las áreas de oferta.
2. Si no existen congestiones, el precio obtenido será el precio marginal para todo el mercado.
3. Si existe alguna congestión, se determinará un precio por cada área de oferta afectada.
 - a. En el área con exceso de demanda, se producirá un aumento del precio (al conectar generadores mas caros). Esta es el área importadora.
 - b. En el área con exceso de generación, el precio disminuirá. Esta es el área exportadora.

Esta variación de precios zonales hará disminuir la transacción de energía entre las áreas, solucionando la congestión. El coste de congestión, por tanto, será la diferencia de precios entre zonas.

4. *Método de Redespacho*

Este método se basa en los redespachos a la generación para solucionar las restricciones; en el caso en el que se exceda la capacidad de transporte de la red o se violen los límites de tensión.

El Operador del Sistema necesita de la información sobre los precios del mercado para aumentar o disminuir la generación, por lo que habitualmente provoca costes adicionales. Estos costes pueden ser repartidos por igual entre todos los participantes o entre las partes responsables únicamente.

Este método es el usado en el sistema eléctrico español.

5. *Método de Redespacho fronterizo coordinado*

Este método no es más que el método de redespacho extendido a varios sistemas fronterizos. De esta forma en caso de congestión, el Operador del Sistema puede hacer uso de generadores de otras áreas mediante la acción de los Operadores vecinos.

El sobre coste asociado será asignado al participante responsable de la congestión.

En el sistema actual, en el que se busca la integración de los países europeos en un mercado único (PCR) y en el que los intercambios transfronterizos cobrarán especial relevancia, este método resulta de especial importancia.

6. *Recompra de energía: Counter Trading*

Este método establece un mecanismo de mercado de ofertas ad-hoc para la resolución de restricciones. El Operador del Sistema redespacha generación y demanda respetando el orden de mérito de las ofertas de ajuste.

Este método se utiliza en el NordPool para tratar las restricciones internas de Suecia y Finlandia así como la interconexión entre ambos países.

3.3. Mercados de producción de energía eléctrica

La organización de los mercados internacionales de energía eléctrica no es uniforme; es posible encontrar países en los que tanto la generación como la comercialización se realizan en régimen de competencia y otros en los que se ha establecido únicamente régimen de competencia en generación.

3.3.1. El Mercado de producción en España /Península Ibérica

El mercado eléctrico español ha sufrido una evolución de integración hacia el mercado ibérico único en los últimos años [11][12] En la actualidad se habla del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), como mercado resultante de un proceso de cooperación desarrollado por los gobiernos de España y Portugal. Como resultado, se espera que de su funcionamiento se deriven beneficios para los consumidores de ambos países, en un marco de garantía de acceso en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad.

Debido a este proceso integrador, han existido algunos cambios en los agentes del sistema respecto del sistema anterior. Sin embargo, dado que un proceso de integración como este es largo, ambos sistemas operan aún con estructuras similares a las anteriores. En este punto nos centraremos en el sistema Español del Mercado Ibérico.

Por otra parte, en el año 2009, por iniciativa de diversos operadores de mercado europeos, entre los que se encuentra el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad, se lanzó el proyecto Price Coupling of Regions (PCR) [43] con el objetivo de armonizar los diversos mercados eléctricos europeos mediante el uso de un algoritmo de casación único. De esta forma, el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad se comprometió a realizar las actuaciones precisas para que MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (NWE), que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia.

Entidades del Mercado Ibérico:

Operador del Mercado:

El Operador del Mercado es el responsable de la gestión económica del sistema referida a los Mercados diario e intradiario. Le corresponde recibir las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, efectuando la gestión de las mismas, así como la liquidación de todas las operaciones de los mercados diario e intradiario. Le corresponde asimismo recibir de los Operadores del Sistema la comunicación de los contratos bilaterales para las verificaciones que correspondan en materia de ofertas al mercado [24][25].

El Operador del Mercado Ibérico (OMI) pasa a convertirse en una entidad compuesta por dos sociedades matrices o tenedoras

- España: OMIE – Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Español) S.A.
- Portugal: OMIP – Operador del Mercado Ibérico de Energía (Polo Portugués) SGMR S.A.

OMIClear-Sociedad de Compensación de Mercados de Energía SGCCCC SA : Constituida como cámara de compensación, contraparte central del sistema de liquidación, de las operaciones negociadas en OMIP.

Dentro del mercado ibérico, a partir de 2011, OMIE asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot, en el ámbito del MIBEL. Por otra parte, OMIP asume la gestión del mercado a plazo, que incluye las transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación.

Operador del Sistema:

El Operador del Sistema debe garantizar la continuidad y la seguridad del suministro de electricidad y la buena coordinación del sistema de producción y de transporte.

- España: REE – Red Eléctrica de España.
- Portugal: REN – Red Eléctrica Nacional S.A.

Cada entidad está encargada de realizar sus actividades como Operador de Sistema en el su país correspondiente.

Órgano Regulador: su función, principalmente, es velar por la libre competencia.

- España: CNMC Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Integra a la antigua CNE – Comisión Nacional de la Energía)
- Portugal: ERSE – Entidade Reguladora dos Servicos Energéticos.

Funcionamiento del Mercado de Producción:

Según las nuevas reglas de funcionamiento del Mercado de producción de energía eléctrica de 2013 (BOE 190, 9/08/2013), éste se estructura en: Mercado diario, Mercado intradiario, Mercados a plazo y Mercado de servicios de ajuste [11].

En el Mercado diario se llevan a cabo la mayoría de las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente. Las sesiones de contratación del Mercado diario se estructuran en periodos de programación equivalentes a una hora natural, considerando como horizonte de programación los 24 periodos de programación consecutivos del horario oficial español. También puede producirse en el mercado diario la entrega física de la energía negociada en los Mercados organizados a plazo.

El Mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se puedan producir, en las horas siguientes, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.

El Mercado de servicios de ajuste incluye todos aquellos servicios que, teniendo carácter potestativo, los Operadores del Sistema consideren necesarios para asegurar el funcionamiento del sistema, entendiéndose por tales la Resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.

Procesos del mercado de Producción [24]:

- El mercado diario es el mercado en el que se realizan la mayoría de las transacciones. En dicho mercado deben participar como oferentes todas las unidades de producción disponibles, que no estén vinculadas a un contrato bilateral físico. El resultado de la casación entre la oferta y la demanda garantiza que no se supera la capacidad máxima de interconexión con sistemas eléctricos externos considerando los contratos bilaterales físicos que afecten a las interconexiones internacionales.
- Solución de las restricciones técnicas. Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte.
- Si el resultado de la casación del mercado diario más las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.

- El mercado intradiario es un mercado de ajustes tras el resultado del mercado diario y tras haberse fijado un programa viable.
- Los servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos tienen por objeto que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.
- Una vez celebrada cada una de las sesiones del mercado intradiario, el operador del sistema realiza la gestión en tiempo real mediante la utilización de servicios complementarios y el procedimiento de gestión de desvíos.

Tiempo de presentación de las Ofertas:

1. En el mercado diario, las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del Operador del Mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas.
2. Para el mercado intradiario, el Operador del Mercado determinará el momento inicial y de cierre del periodo de presentación y aceptación de ofertas y lo comunicará a los agentes. Las ofertas deberán recibirse en los servidores de información del Operador del Mercado antes del cierre del periodo de aceptación de ofertas.
3. La hora de recepción será la que indique el sistema informático del Operador del Mercado en el momento de la recepción.

Verificación de las Ofertas:

Sin perjuicio de las verificaciones específicas para los mercados diario e intradiario, que figuran en las reglas reguladoras de dichas materias, las ofertas de venta o de adquisición presentadas por los agentes serán verificadas por el Operador del Mercado, como condición previa a su posible aceptación

Confirmación de las Ofertas:

El Operador del Mercado informará a los agentes de los siguientes extremos:

- Confirmación automática de la recepción de la oferta de energía eléctrica.
- Verificación de la oferta de energía eléctrica según los criterios establecidos en las reglas de funcionamiento del mercado.
- Aceptación de la oferta de energía eléctrica, si el resultado de la verificación a que se refiere el apartado anterior es positivo e inclusión de dicha oferta en el proceso de casación en caso de superar las verificaciones previas a la realización del proceso de casación.

- Inclusión o no en el resultado de la casación y en su caso, las razones de su exclusión.

Firmeza de las Ofertas:

Las ofertas de venta o adquisición de energía, válidas y no sustituidas o anuladas presentadas por los vendedores o compradores al Operador del Mercado para cada una de las unidades de venta o de adquisición de las que sean titulares, devendrán firmes en el momento de finalización del periodo de aceptación de ofertas.

A. Mercado Diario:

El mercado diario como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

Este mercado constituye el principal componente de fijación del precio final de la energía eléctrica.

El mercado diario se estructurará en una sola sesión para cada horizonte diario. Los periodos de programación serán horarios, y el horizonte diario se compone de 24 periodos de programación del horario oficial español

Las ofertas de venta pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido. Las ofertas de adquisición únicamente podrán ser simples sin incorporar condiciones complejas.

Ofertas Simples:

Son ofertas simples las ofertas de venta o adquisición de energía que los vendedores o compradores presenten para cada periodo de programación, pudiendo existir para cada periodo de programación dentro de un mismo horizonte diario hasta un máximo de 25 tramos, con un precio diferente para cada uno de dichos tramos, siendo éste creciente para las ofertas de venta, o decreciente para las ofertas de adquisición.

Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tenida en cuenta en el proceso de casación. Para las unidades de venta correspondientes a unidades de producción para las que exista más de un propietario a efectos de liquidación, junto con la oferta de venta del agente que la representa, se recibirá la cantidad de energía asociada a cada uno de los propietarios que va a estar comprometida en contratos bilaterales, para su consideración en la liquidación de las energías del programa resultante del mercado diario.

Ofertas Complejas:

Son ofertas complejas aquellas ofertas de venta de energía que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan todas, algunas o alguna de las condiciones que se detallan a continuación. Estas condiciones las incorporará el Operador del Mercado en la casación.

Las condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas son las siguientes:

- Condición de indivisibilidad: El titular de la unidad de venta, que sea aceptada por el Operador del Mercado, tiene el derecho a que si el tramo indivisible de la oferta resulta casado, lo sea por toda la energía ofertada y nunca por una fracción de la misma.
- Condición de ingresos mínimos: Los vendedores pueden incluir como condición que la energía sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos para el conjunto de periodos de programación.
- Condición de parada programada: Para el caso en el que estas ofertas no resulten casadas por aplicación de la condición de ingresos mínimos, los vendedores pueden incluir esta condición de modo que puedan ser consideradas como ofertas simples en el primer tramo. En todo caso, las ofertas rechazadas por la condición de ingresos mínimos que tienen la condición de parada programada son también, por lo general, no divisibles, sin que pueda existir ningún otro tramo de producción no divisible en el mismo periodo de programación.
- Condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga: La condición de variación de capacidad de producción consiste en establecer para cada unidad de venta una diferencia máxima de variación de capacidad de producción al alza o a la baja de la misma, entre dos periodos de programación consecutivos, pudiendo incluirse también la que corresponde al arranque y parada de dicha unidad de venta. el resultado de su aplicación estará, en todo caso, limitado por la capacidad máxima de producción de dicha unidad de venta.

A su vez, el Operador de Sistema envía al Operador del Mercado información sobre:

- **Indisponibilidades:** La información sobre indisponibilidades enviada contendrá todas las indisponibilidades que el Operador del Sistema tiene confirmadas de cualquiera de las unidades físicas de unidades de producción y unidades de adquisición de consumo de bombeo.
- **Capacidades comerciales de las interconexiones internacionales:** Información sobre capacidad máxima de importación y exportación en frontera, en cada periodo de programación, con cada una las interconexiones del sistema eléctrico español que tengan una limitación máxima. En consecuencia, el Operador del Mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los Operadores del Sistema tendrá valor cero.

- **Información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales:** El Operador del Sistema español pondrá a disposición del Operador del Mercado las notificaciones de uso de derechos de capacidad por cada unidad de venta o adquisición correspondiente a las asignaciones confirmadas previas a la subasta diaria, así como las asignaciones de la subasta diaria en la interconexión con el sistema eléctrico francés, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario, con posterioridad a la recepción de dicha asignación, y para su consideración en la validación previa al proceso de casación y dentro del mismo. Los operadores del sistema, una vez acordados entre ellos para la frontera hispano-portuguesa, pondrán a disposición del Operador del Mercado, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales internacionales recibidos de los agentes.
- **Contratos bilaterales nacionales y el resultado de las subastas de opciones de emisión primaria de energía:** El Operador del Mercado recibirá de los Operadores del Sistema correspondientes, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, la información de los contratos bilaterales nacionales recibidos de los agentes, a efectos de su consideración en la validación de las ofertas presentadas al mercado diario. Además, el Operador del Mercado recibirá del Operador del Sistema correspondiente, tan pronto como disponga de ella, la información sobre las nominaciones de energía provenientes de subastas de emisión primaria de energía.

Con toda esta información aportada por el Operador del Sistema sobre contratos bilaterales internacionales, sobre indisponibilidades, sobre capacidad máxima de importación y exportación en cada una de las interconexiones internacionales, y con la información de las energías con notificación de derechos de capacidad y con asignación de derechos de capacidad, remitida antes del cierre del periodo de recepción de ofertas del mercado diario, se procede a la validación y selección de las ofertas. Una vez que las ofertas son validadas, se realiza el proceso de casación.

Proceso de Casación:

El Operador del Mercado realizará la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía por medio del método de casación simple.

Dicho método de casación simple se adaptará mediante aquellos algoritmos matemáticos necesarios para incluir en el procedimiento la posibilidad, por parte de los vendedores, de realizar ofertas complejas para cada unidad de venta.

La producción de energía objeto de los contratos bilaterales en los que intervengan no serán incorporadas en el proceso de casación, ni tenidas en cuenta durante el proceso de

casación para realizar la comprobación de máximos de venta o de gradiente de carga de la unidad de venta de que se trate.

La casación podrá realizarse por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurren ofertas simples y complejas.

En todo caso, los criterios de asignación de producción y demanda de energía y de fijación del precio marginal serán comunes para los procedimientos simple y complejo de casación. El precio en cada periodo de programación será igual al precio del punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra, salvo para el caso de separación de mercados, cuando existe precio diferenciado en la zona portuguesa y en la zona española.

Consideración de las conexiones internacionales:

Una vez obtenida la solución final provisional, sin la consideración de las capacidades máximas en las interconexiones internacionales comunicadas por los Operadores del Sistema antes del cierre de recepción de ofertas del mercado diario, se procederá a calcular la solución final provisional con interconexiones.

El procedimiento de casación del mercado diario está basado en el mecanismo existente de separación de mercados (market splitting) entre las energías ofertadas en Portugal y España. En este sentido, el proceso se constituye en dos fases, siendo la segunda de aplicación exclusivamente en el caso de que se produzca congestión en la interconexión hispano-portuguesa:

- Fase 1: Se casa toda la energía ofertada como si no hubiera limitación en la interconexión hispano-portuguesa (mercado único). Todos los bloques de energías se introducen en las mismas curvas de venta y compra, obteniéndose un precio único para todas las energías casadas.
- Fase 2: En el caso de que en alguna hora se produzca una congestión en la interconexión hispano-portuguesa, en dicha hora el mercado se divide en dos zonas (separación de mercados), casándose la energía ofertada por las unidades localizadas en España, Francia, Andorra y Marruecos y la energía ofertada por las unidades localizadas en Portugal en la zona portuguesa, teniendo ambas zonas en cuenta la energía que fluye de una zona a la otra a través de la interconexión

El Operador del Mercado calculará en cada una de las interconexiones internacionales el saldo en frontera considerando las ofertas de venta y adquisición casadas en la primera solución final provisional y los contratos bilaterales internacionales

Finalmente, el Operador del Mercado realizará el cálculo de una nueva solución final con interconexiones, que considerará definitiva en cuanto a la obtención del precio marginal, y de las energías resultado de la casación, de tal manera que se cumplan las condiciones establecidas para la búsqueda de la solución final con interconexiones.

Programas recibidos con posterioridad al mercado diario

Programa Diario Base de Funcionamiento (PBF)

Los Operadores del Sistema pondrán a disposición del Operador del Mercado antes de transcurridas dos horas desde el cierre del mercado diario el Programa Diario Base de Funcionamiento, así como las comunicaciones de declaraciones de contratos bilaterales. El Operador del Mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información.

Programa Diario Viable

Los Operadores del Sistema pondrán a disposición del Operador del Mercado antes de la apertura de la primera sesión del mercado intradiario, el Programa Diario Viable, a efectos de la realización de las validaciones a las ofertas del mercado intradiario. Posteriormente el Operador del Mercado pondrá a disposición de los agentes dicha información.

B. Mercado Intradiario:

El mercado intradiario tiene por objeto atender la oferta y la demanda de energía que se pueda producir en las siguientes horas, con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable.

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica en el mercado intradiario todos los agentes que hubiesen participado en la sesión correspondiente del mercado diario de producción. No obstante, las unidades de producción que hubieran comunicado la indisponibilidad al Operador del Sistema correspondiente con anterioridad al cierre del mercado diario de producción y que hubieran recuperado su disponibilidad, aquellos que hubiesen comunicado la existencia de un contrato bilateral o notificado el uso de derechos de capacidad, para las horas comprendidas en la sesión correspondiente del mercado intradiario en que participen y dicha energía hubiese sido programada en el Programa Base de Funcionamiento, podrán presentar ofertas de venta en la sesión correspondiente del mercado intradiario.

El mercado intradiario se estructura en sesiones de acuerdo con las siguientes reglas:

- a) Determinado un programa diario viable, se abrirán sesiones del mercado intradiario para los periodos de programación incluidos en dicho programa diario viable.
- b) Cada sesión de mercado intradiario podrá tener como objeto uno o varios periodos de programación, siempre que éstos tengan programa diario viable publicado.
- c) Cada periodo de programación podrá ser objeto de sesiones sucesivas de mercado intradiario.
- d) No se podrán incluir en sesiones del mercado intradiario periodos de programación para los que no exista programa diario viable publicado.
- e) El momento inicial de presentación de ofertas de venta y de adquisición en el mercado intradiario, y el plazo de presentación de las mismas deberá asegurar que

cualquier periodo de programación con programa diario viable publicado, sea objeto, al menos, de una sesión de mercado intradiario.

Por otra parte, las sesiones del mercado intradiario se establecerán de la forma siguiente:

- Se celebrarán al menos seis sesiones diarias del mercado intradiario.
- El Operador del Mercado podrá establecer y modificar los horarios de las sesiones y la distribución de tiempos interna de cada sesión, incluidos los horizontes de las mismas.
- La ampliación del número de sesiones del mercado intradiario, hasta la implantación de la convocatoria de sesiones cada hora, se determinará por el Operador del Mercado.

Las ofertas de venta y adquisición pueden ser simples o complejas, en razón de su contenido.

Ofertas Simples:

Son las presentadas para uno o varios periodos de programación con expresión de un precio, pudiendo ser cero, y de una cantidad de energía.

Las ofertas simples no incluyen ninguna condición adicional que deba ser tomada en cuenta en la casación.

Ofertas Complejas:

Son las que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan al menos alguna de las condiciones que se detallarán a continuación.

Las limitaciones derivadas del tratamiento de las ofertas complejas presentadas en el mercado intradiario sólo afectarán a las energías incluidas en dichas ofertas, y no a las energías asignadas previamente en el programa viable y en las sesiones anteriores del mercado intradiario.

Las condiciones que pueden incorporar las ofertas complejas son las siguientes:

- Condiciones comunes a las ofertas de venta y adquisición:

Condición de variación de capacidad de producción o de energía previamente adquirida, o condición de gradiente de carga:

La condición de gradiente de carga consiste en establecer una variación máxima de capacidad de producción o de energía adquirida, entre dos periodos de programación consecutivos.

El resultado de la casación estará limitado por la capacidad máxima y mínima de producción o adquisición de bombeo, o por el total de energía previamente asignada en el programa viable y las sesiones previas del mercado intradiario.

Condición de aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta:

Condición que establece que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta, esta oferta sea eliminada.

Condición de aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta:

Condición que establece que, en caso de no resultar totalmente casado el tramo primero de su oferta en una hora, serán eliminados de la casación todos los tramos de la oferta correspondiente a dicha hora, permaneciendo el resto de la oferta válida.

Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación completa del tramo primero de la oferta:

Condición que establece que, en caso de no resultar casado completamente en el horizonte de casación el tramo primero de su oferta durante el número consecutivo de horas especificado en la misma, esta oferta sea eliminada

Condición de energía máxima:

Esta condición establece que la aceptación por el Operador del Mercado de una oferta (de venta o adquisición), si la oferta resulta casada, lo sea, por un volumen de energía total, inferior o igual al indicado por el titular en su oferta, y nunca por un volumen superior.

- Condiciones de las ofertas de venta:

Condición de ingresos mínimos:

Los vendedores pueden incluir como condición en cada oferta de venta que presenten, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si obtiene unos ingresos mínimos. La condición de ingresos mínimos no podrá ser utilizada en aquellas ofertas de venta en que más del 50% de la energía sea ofertada a precio cero.

- Condiciones de las ofertas de adquisición:

Condición de pagos máximos:

Los compradores pueden incluir como condición en cada oferta de adquisición que presenten, que dicha oferta sólo se entiende presentada a los efectos de la casación si producen unos pagos menores que el máximo.

A su vez, el Operador de Sistema envía al Operador del Mercado información sobre:

- **Definición e incorporación de la información sobre las indisponibilidades:**
La información sobre indisponibilidades enviada contendrá todas las indisponibilidades que el Operador del Sistema tiene confirmadas de cualquiera

de las unidades físicas de unidades de producción y unidades de adquisición de consumo de bombeo.

- **Definición e incorporación de la información sobre las capacidades comerciales de las interconexiones internacionales:** Información sobre capacidad máxima de importación y exportación en frontera, en cada periodo de programación, con cada una de las interconexiones del sistema eléctrico español que tengan una limitación máxima. En consecuencia, el Operador del Mercado considerará que todas las interconexiones y sentido de flujo no incluidos en la última información recibida de los Operadores del Sistema tendrá valor cero.

- **Definición e incorporación de la información sobre la asignación de los derechos de capacidad y sobre los contratos bilaterales internacionales:** La información sobre asignación de derechos físicos de capacidad en la interconexión con el sistema eléctrico francés enviada por el Operador del Sistema español, al sistema de información del Operador del Mercado.

- **Definición e incorporación de la información sobre limitaciones a la posibilidad de ofertar y limitaciones zonales:**

La información sobre limitaciones enviada por los Operadores del Sistema al Operador del Mercado contendrá siempre para cada sistema todas las limitaciones que el Operador del Sistema correspondiente impone a la posibilidad de ofertar en el mercado intradiario.

Existirán dos tipos de limitaciones: limitaciones unitarias y limitaciones zonales que involucran a varias unidades.

Los Operadores del Sistema comunicarán al Operador del Mercado limitaciones zonales a un conjunto de unidades de venta o adquisición de su zona para ser consideradas en el proceso de casación

Procedimiento de casación:

El Operador del Mercado realizará la casación de las ofertas de adquisición y venta de energía eléctrica por medio de un procedimiento simple o de un procedimiento complejo cuando concurren ofertas simples y complejas.

Procedimiento de casación simple:

El Operador de Mercado obtendrá los precios marginales para cada uno de los periodos de programación y realizará el reparto de la energía eléctrica ofertada, por medio de una casación simple compuesta por las siguientes operaciones:

- a) Determinación de la curva de oferta de venta agregada de energía eléctrica.
- b) Determinación de la curva de adquisición agregada de energía eléctrica

- c) Determinación del punto de cruce de las curvas de oferta de venta y de adquisición agregadas y obtención del precio marginal, correspondiente al punto de corte de las curvas agregadas.
- d) Asignación a cada vendedor de la energía eléctrica objeto de la oferta, siempre que el precio de dicha oferta de venta sea inferior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación y exista energía eléctrica suficiente demandada a dicho precio.
- e) Asignación a cada comprador de la energía eléctrica a adquirir durante ese periodo de programación, siempre que el precio de dicha oferta de adquisición sea superior o igual al precio marginal de la energía eléctrica para dicho periodo de programación, y exista oferta de venta de energía eléctrica suficiente ofertada a dicho precio.
- f) Al ser las curvas agregadas de venta y adquisición de energía eléctrica curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en el reparto de la energía eléctrica. Cuando el cruce de las curvas agregadas de oferta y de demanda de energía eléctrica se produzca en un tramo horizontal, el Operador del Mercado procederá a resolver según sea caso de exceso de oferta de venta de energía eléctrica o caso de exceso de oferta de adquisición.

Procedimiento de casación compleja:

Si concurren ofertas simples y complejas de adquisición y venta de energía eléctrica en un mismo horizonte de programación, el Operador del Mercado incorporará en el proceso de casación con ofertas simples las condiciones que integran las citadas ofertas complejas.

Resultados de la casación del mercado intradiario:

Una vez finalizada cada sesión del mercado intradiario y considerando el resultado de la casación, el Operador del Mercado comprobará para cada agente, periodo de programación y sentido de flujo, si la suma de las energías acumuladas de las unidades con asignación de derechos previos de capacidad (y sin asignación de derechos previos de capacidad en el caso de la frontera francesa) tiene una asignación de derechos superior a la energía acumulada de la unidad con derechos previos de capacidad. En este caso se aplicará un redespacho incremental de energía a la unidad con derechos previos de capacidad, por un valor igual al exceso de derechos asignados sobre el programa de la unidad con asignación de derechos previos, y un redespacho de energía en la misma cantidad pero de sentido opuesto a la unidad correspondiente sin asignación de derechos previos.

Esta información se incorporará en el programa incremental para su comunicación a los Operadores del Sistema con la confidencialidad correspondiente y a los agentes.

3.3.2. Mercados eléctricos internacionales

En este apartado pasaremos a ver las características de algunos mercados internacionales, Se han elegido mercados energéticos competitivos con diferentes filosofías de subasta y/o aplicación de restricciones.

3.4.1. NordPool

Introducción:

NordPool, el mercado eléctrico Nórdico, se originó en 1993 cuando Noruega comenzó la liberalización de su mercado eléctrico [28]. Originariamente se llamó Statnett Marked AS. En 1996 el mercado eléctrico de Suecia también fue desregularizado y se unió al mercado Noruego para la creación de Nord Pool ASA. Desde entonces otros países se unieron al mercado en los sucesivos años, conformando el mayor mercado eléctrico del mundo.

De forma resumida, la evolución del mercado a lo largo de los años ha sido [28]:

- 1991 La decisión del parlamento Noruego de desregularizar el mercado de energía eléctrica entra en vigor.
- 1993 Se crea la empresa Statnett Marked como una organización independiente.
- 1995 Se crea un marco para la integración del mercado energético Nórdico.
- 1996 Noruega y Suecia establecen un mercado energético conjunto. Este mercado se llama Nord Pool ASA.
- 1998 Finlandia se une a Nord Pool ASA.
- 1999 Elbas, el mercado intradiario, se establece como mercado de ajustes en Finlandia y Suecia. Elspot, el mercado de casación diario comienza a funcionar.
- 2000 Dinamarca se une al mercado.
- 2002 El mercado spot se establece como una organización independiente; Nord Pool Spot AS.
- 2004 La zona este de Dinamarca se une al Elbas.
- 2005 Nord Pool Spot abre contactos con el norte de Alemania. De esta forma se inician nuevas áreas de intercambio.
- 2006 Nord Pool Spot lanza Elbas en Alemania.
- 2007 El oeste de Dinamarca se une a Elbas.

- 2009 Noruega se une a Elbas. Se introduce los precios de mercado negativos en Elspot.
- 2010 Nord Pool Spot y NASDAQ OMX Commodities lanzan el mercado N2EX en el Reino Unido. Además Nord Pool Spot abre contactos en Estonia.
- 2011 Elbas es implementado en los mercado intradiarios de Países Bajos y Bélgica.
- 2012 Nord Pool Spot abre contactos en Lituania.

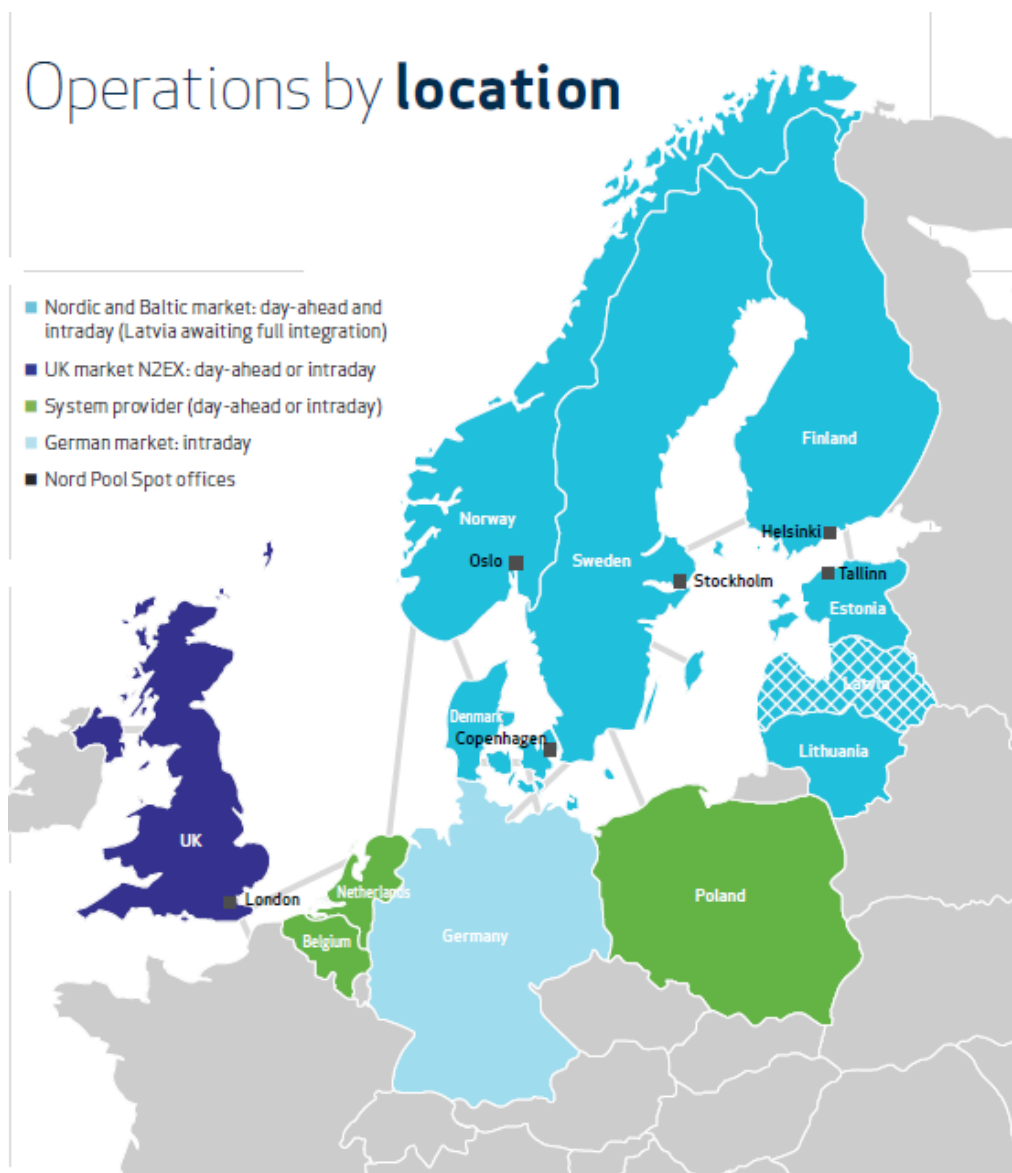


Fig. 2 - Zonas de operación de NordPool

Estructura y funcionamiento:

Actualmente NordPool es una estructura compleja en la que participan diferentes países, en función de los mercados en los que intervengan. Sin embargo, de forma genérica NordPool se compone de 3 mercados [28] [33]:

1. Mercado diario: Elspot.

Las 12,00 AM es la hora límite para enviar todas las ofertas y demandas de energía para cada hora del día siguiente. Elbas alimenta con esta información un sistema informático que calcula los precios a partir de un algoritmo. De esta forma se fija el precio y volumen de energía.

Entre las 12,30 y 12,45 se anuncian los precios horarios obtenidos. Una vez calculados los precios de mercado, se realizan los acuerdos.

2. Mercado intradiario: Elbas

La mayor parte del balance entre demanda y oferta es asegurado en el mercado diario, donde se negocia la mayoría del volumen de energía.

Sin embargo algunos incidentes pueden existir entre el cierre de Elspot y la hora de entrega de energía al día siguiente. Estos incidentes pueden ser de diversos tipos, como un aumento de la potencia generada por las turbinas eólicas debido a fuertes vientos o una parada de una central nuclear. Estos incidentes pueden ocasionarse en cualquiera de los países que participen en el mercado Elbas.

Por este motivo, a las 14,00 AM, las capacidades disponibles para ser comerciadas en Elbas son publicadas. Elbas es un mercado continuo y la negociación tiene lugar cada día hasta una hora antes de la entrega de energía.

Este mercado está teniendo cada vez más relevancia debido en gran parte a la introducción de energía eólica en la red. Debido a la incertidumbre en la generación de esta energía, estos mercados de ajustes resultan muy importantes.

3. Mercado financiero gestionado a través de Nasdaq OMX Commodities.

Los contratos financieros son usados para la cobertura de precios y la gestión de riesgos. Estos contratos, negociados a través de Nasdaq OMX Commodities, tienen diversos horizontes temporales, hasta seis años, siendo diarios, semanales, mensuales y anuales.

El precio obtenido en el mercado diario sirve como precio de referencia para el mercado financiero.

Proceso de casación:

1. Cálculo de precio:

En primer lugar se calcula un System Price. Este precio se determina como la intersección de la curva agregada de oferta y la curva de demanda. Representa por tanto el precio para todas las ofertas y demandas de toda la región de NordPool. El System Price se obtiene mediante una casación sin restricciones del sistema, dado que las capacidades entre las regiones no se han tenido en cuenta.

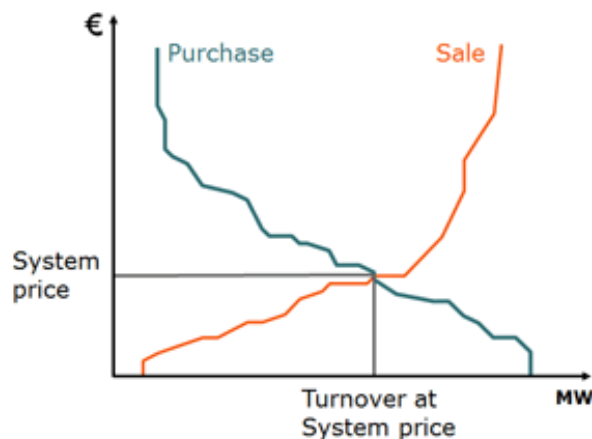


Fig. 3 – Cálculo del precio de sistema

Este precio es frecuentemente usado como precio de referencia para los productos del mercado financiero.

A continuación se calcula un precio zonal o Area Price, si los flujos de potencia entre las regiones del mercado exceden de los límites de capacidad de intercambio.

El reajuste de los precios por área provocaría un desequilibrio respecto a las zonas en las que se ha fijado el System Price. Por ejemplo, el incremento del precio en un área de déficit provocaría que los miembros de esa área vendieran más y compraran menos. En el caso opuesto, en un área con sobreproducción el decremento del precio conllevaría a una mayor compra y menor venta.

Por este motivo, el precio zonal se calcula de forma iterativa para maximizar la capacidad utilizada entre el área de mayor precio y el área de menor precio.

En el caso en el que existan congestiones en la red, el NordPool se divide en diversas áreas con precios zonales. Cada oferta de los miembros de un área de cada lado de la congestión, son agregadas en curvas de oferta y demanda, de forma parecida al cálculo del System Price.

Un volumen correspondiente a la capacidad de intercambio de la conexión se añade como una compra independiente del precio en la zona con sobreproducción y como

una venta independiente del precio en la zona de déficit de producción. Esto provoca un movimiento paralelo de las curvas de compra y de venta respectivamente.

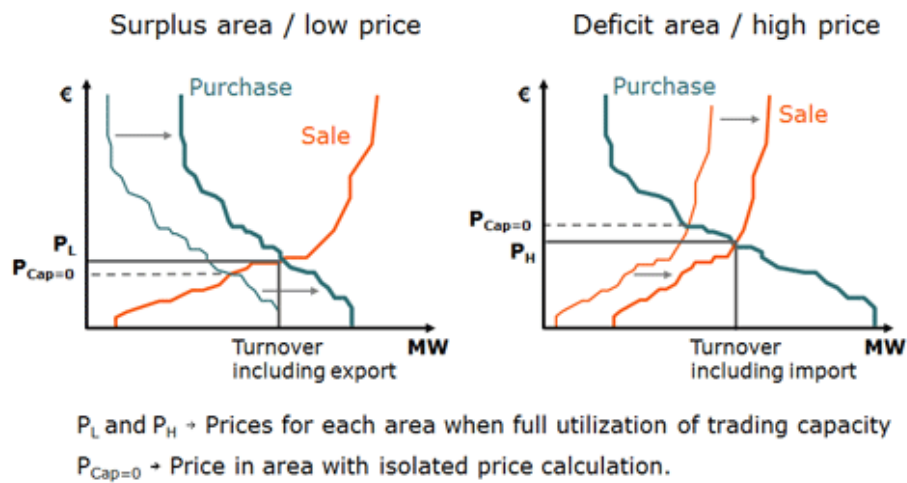


Fig. 4 – Ajuste de precios en zonas

De esta nueva casación se obtiene un nuevo precio zonal.

Si por el contrario, los flujos de potencia entre zonas obtenidos de la primera casación están dentro de los límites, entonces el precio del sistema es el único precio válido para esa hora en toda el área cubierta por el mercado.

3.4.2. BETTA

Introducción:

El “British Electricity Trading Transmission Arrangements” es el mercado eléctrico del Reino Unido que opera en Inglaterra, Gales y Escocia [30] [31].

Este mercado ha sufrido una gran restructuración a lo largo de los últimos 20 años. Se puede resumir la historia de este mercado en las siguientes etapas:

1990 Se establece el mercado mayorista eléctrico para Inglaterra y Gales. La compañía “National Grid Company” hace las funciones de operador del mercado y operador del sistema.

El funcionamiento del mercado es tipo pool, y se establecía por orden de mérito, es decir se asignaba la generación empezando por la de menor precio hasta satisfacer la demanda prevista.

Esta iniciativa fue una de las primeras y más importantes para la liberalización del mercado eléctrico y ha sido un modelo muy influyente en la definición de los procesos de liberalización de otros países.

El éxito de este tipo de mercados se basó en que se redujo la incertidumbre del suministro de la energía eléctrica. De este modo disminuyó la preocupación sobre la generación eléctrica y se comenzó a estudiar la demanda.

Una de las principales críticas de este modelo de mercado fue el excesivo poder de los generadores. De hecho fue cuestionado que el establecimiento del mercado había creado un duopolio en el que los dos mayores generadores determinaban el precio de la energía eléctrica en el 90% de los casos. Dado que el mercado se centraba en el suministro de energía, los precios subieron y se hicieron muy volátiles.

- 2001 Se conforma NETA: "New Electricity Trading Arrangements" como mercado eléctrico para el Reino Unido.

Con la aparición de NETA desaparece el Operador del Mercado como operador central. El Operador del sistema sigue funcionando y continúa siendo gestionado por NGC.

El principal cambio que introduce NETA es la eliminación del sistema Pool por un sistema basado en contratos bilaterales. El mercado permite a compradores y generadores negociar la electricidad directamente sin la intervención del operador del sistema. De esta forma, los generadores pueden determinar cuándo van a producir energía eléctrica, reduciendo la incertidumbre en la generación.

Con esta iniciativa NETA elimina el mercado basado en un sistema que determina un precio uniforme de la energía eléctrica [31]. Sin embargo si existen otras reglas de mercado que deben cumplirse, como el "Balancing Mechanism". Este mecanismo, gestionado por el Operador del Sistema, establece un sistema dual de precios para los desequilibrios de la generación. De esta forma los participantes del mercado pagarán o serán pagados si existe un desequilibrio: Los generadores que produzcan menos o los consumidores que consuman más de lo estipulado, deberán pagar el Precio de Compra del Sistema (PCS). De igual forma, los generadores que produzcan más y los consumidores que consuman menos, cobrarán el Precio de Venta del Sistema (PVS). En cada situación el precio será diferente, siendo el del PCS considerablemente mayor que el PVS para no incentivar a los participantes del mercado a establecer estrategias sobre el balance del sistema.

- 2005 NETA cambia de nombre a BETTA: "British Electricity Trading Transmission Arrangements" y amplía su actividad a Escocia. Por tanto BETTA se establece como único mercado eléctrico de Inglaterra, Gales y Escocia, reemplazando a NETA en Inglaterra y Gales y al sistema de acuerdos existentes en Escocia y el BGSA (British Grid System Agreement).

El sistema de mercado que establece BETTA no cambia respecto al ya iniciado por NETA.

Estructura y funcionamiento:

Los acuerdos en BETTA están basados en contratos bilaterales entre generadores, proveedores, traders y consumidores a lo largo de diversos mercados, que operan sobre una programación temporal de media hora. Mediante estos acuerdos los generadores venden por si mismos su producción en lugar de depender de un órgano central [32].

El funcionamiento de este sistema tiene tres fases:

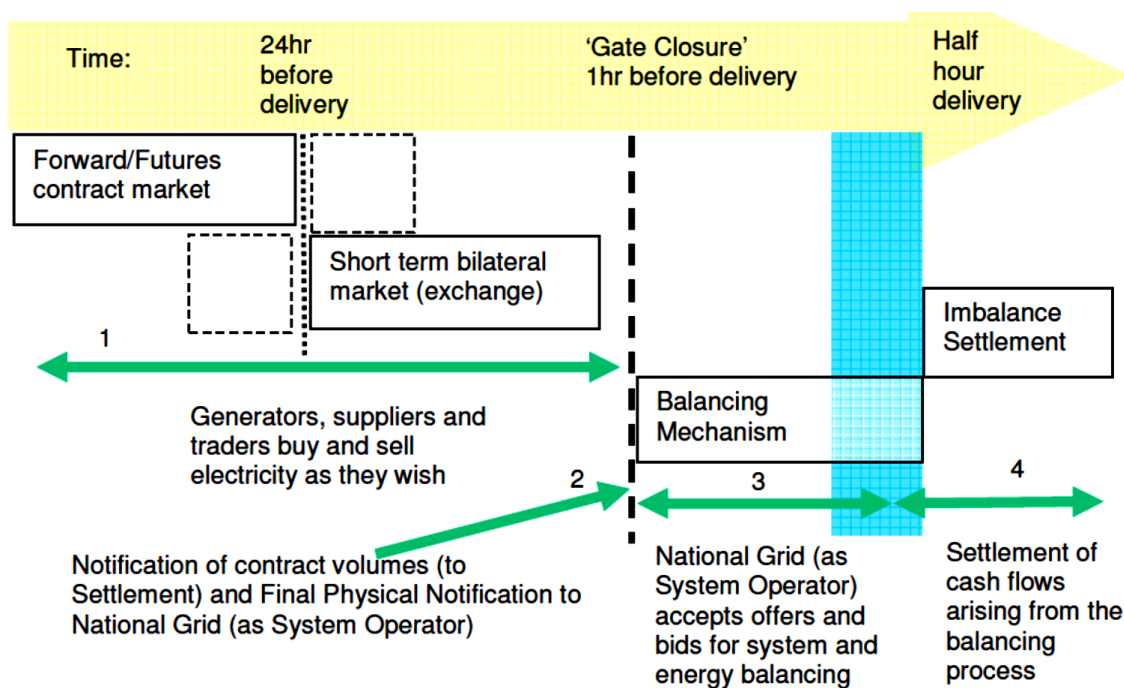


Fig. 5 – Funcionamiento sistema BETTA

La participación en el mercado de Futuros, en el mercado a corto plazo y en el mecanismo de balanceo es opcional. Sin embargo, la participación en la liquidación (Settlement) es obligatoria.

Gate Closure es el punto en el que los participantes del mercado deben notificar al Operador del Sistema su posición final. Este cierre se establece una hora antes de la hora real de suministro de energía.

1. Mercado de Futuros y Forwards

El mercado de contratos bilaterales para el suministro de energía eléctrica opera desde un año o más hasta 24 horas antes de la generación y entrega de energía

(el punto temporal en el que se produce la entrega de energía se denomina “real time”).

Este mercado proporciona a los vendedores y compradores de energía entrar en contratos bilaterales en una determinada fecha, para una determinada cantidad de energía y a un precio acordado. Los participantes en el mercado tienen libertad para fijar precios de los contratos.

El mercado de Futuros y Forwards representa la mayoría del volumen comercializado. A pesar de que lo habitual es que el mercado opere con contratos con expiraciones de más de un año, es posible establecer contratos hasta la hora de cierre (Gate Closure).

2. Mercado bilateral de corto plazo (Short-term Bilateral Market)

Se trata de un Mercado de Energía, en el que los participantes comercializan una serie de bloques de energía estándar (por ejemplo, un bloque de xMWh para un periodo determinado del día siguiente.).

Este mercado permite a vendedores (generadores) y compradores ajustar sus posiciones en los periodos temporales, así como ajustar sus propias predicciones de producción y demanda a medida que el momento de entrega (real time) se acerca.

Aunque este mercado se realiza sobre un marco temporal similar al mercado de futuros, su actividad se concentra en las 24 horas antes del “real time”.

3. Mecanismo de Balance

El Mecanismo de Balance opera desde el cierre (Gate Closure) hasta el “real time” y está gestionado por el Operador del Sistema de Gran Bretaña (GBSO). Su principal función es garantizar que el suministro y la demanda puedan equilibrarse continuamente en tiempo real.

La participación en este mecanismo es opcional y consiste en enviar ofertas (“offers”) para subir la generación o bajar la demanda y ofertas (“bids”) para bajar la generación o subir la demanda.

Con estos datos, el operador del sistema resuelve las restricciones del sistema para garantizar que este cumpla con los estándares de calidad y límites de operación.

Por este motivo, es necesario que todos los participantes del mercado envíen sus posiciones físicas a las 11,00 del día anterior. Estas posiciones son actualizadas de forma continua hasta la “Gate Closure”.

4. Imbalances and Settlements

En esta fase se determinan los desajustes entre las posiciones contractuales de los participantes y los flujos de potencia reales. A estos volúmenes de desajustes se les fijan un precio de compra de sistema y un precio de venta de sistema.

3.4.3. Interconexión PJM: Pennsylvania – New Jersey – Maryland

Introducción:

La Interconexión PJM es una Organización Regional (RTO) que forma parte de la red de Interconexión del Este de Estados Unidos. Opera un sistema eléctrico de transporte que conecta con Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia [29].

PJM es actualmente uno de los mercados competitivos más grande del mundo, con más de 830 empresas miembro y que sirve a más de 60 millones de usuarios.

La historia de este mercado puede resumirse en las siguientes etapas:

1927 Las empresas Public Service Electric and Gas Company, Philadelphia Electric Company y Pennsylvania Power & Light Company conforman un mercado energético llamado Pennsylvania-New Jersey Interconnection.

El objetivo de este mercado era el despacho de las plantas de generación eléctrica basado en la minimización del coste.

1956 Se unen las empresas Baltimore Gas and Electric Company y General Public Utilities. El mercado pasa a llamarse Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection (PJM).

2001 El PJM es designado como RTO (Regional Transmission Organization) por la Comisión Federal Regulatoria de Energía. Esta designación forma parte de una propuesta para unir todas las redes de transporte de EEUU en Regional Transmission Organizations (RTO). Esta iniciativa obligó a las empresas propietarias de las infraestructuras de red que participan en el comercio eléctrico entre diferentes estados, a formar RTOs. Esto permitió que entidades terceras puedan gestionar las funciones de la red eléctrica que tradicionalmente eran responsabilidad de empresas de servicios.

2002 Comienza la desregulación y expansión del mercado. De esta forma, Allegheny Power (AP) pasa a ser la primera área de control externa que se une a PJM RTO como agente del mercado.

2004 La compañía Commonwealth Edison (ComEd) se une a PJM como autoridad independiente que opera bajo el RTO. PJM es capaz de gestionar ambos territorios en un mismo mercado mediante un mecanismo llamado “the pathway”. Este mecanismo, mediante una serie de contratos que transfieren la energía desde ComEd a través de áreas de control de terceras partes hacia los mercados del este de PJM.

Más adelante American Electric Power (AEP) y Dayton Power & Light (DPL) se unen a JPM, lo que permite que el mercado se concentre en una sola área de control.

2005 Se unen las empresas Duquesne Light Co. Y Dominion Virginia Power, lo que permite extender aún más el mercado. Durante los siguientes años siguen uniéndose otras empresas llegando PJM a tener 22 organos de ajustes (operadores de sistema) que representan a 11 interconexiones de mercados.

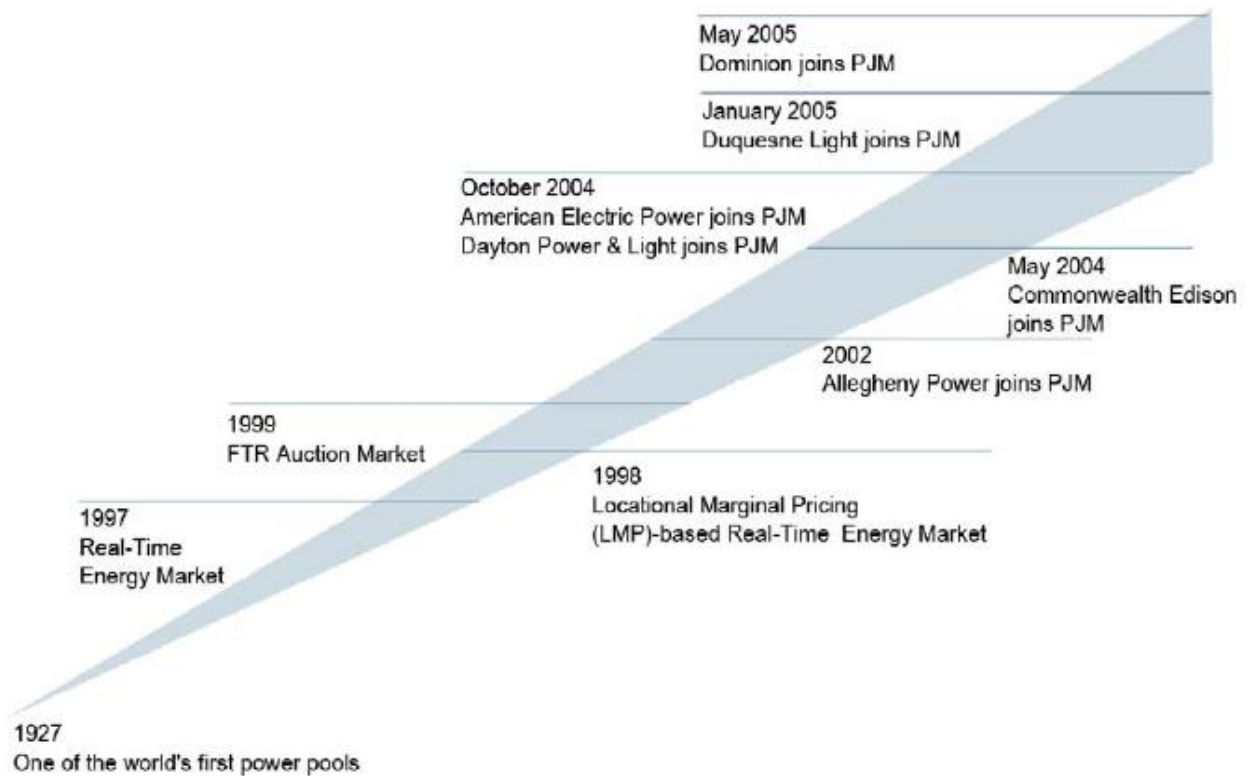


Fig 6 - Hitos en el desarrollo del mercado PJM

Zona de Operación:

PJM es una organización privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico. También es el operador de la red de transporte (TSO, Transmission System Operator), y mantiene acuerdos con los propietarios de la red, cuya propiedad es independiente de PJM.

PJM opera un sistema eléctrico de transporte que conecta con Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia.

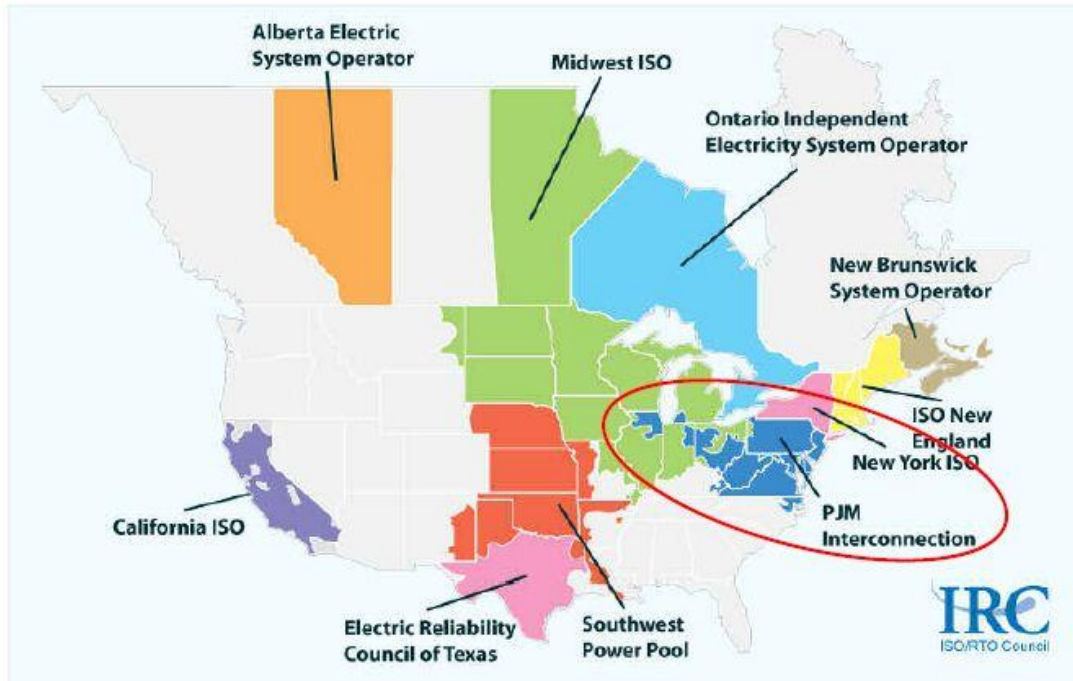


Fig. 7 - Operadores RTO de EEUU

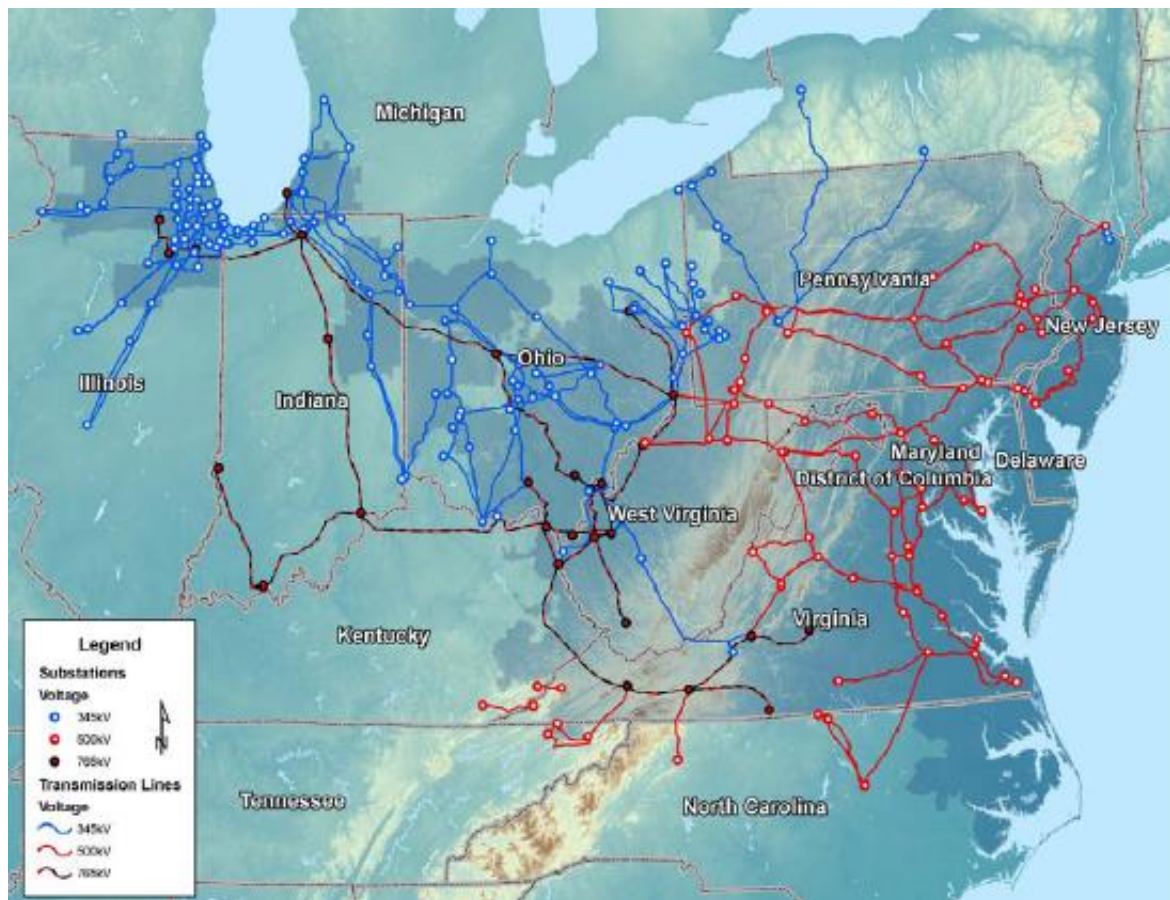


Fig. 8 - Redes de transporte de PJM

Estructura y funcionamiento:

El centro de control de PJM programa, pronostica y coordina la operación de las unidades generadoras, transacciones bilaterales y mercado spot [26]. Se trata de un modelo organizado alrededor de un regulador de mercado y un operador técnico y económico del sistema.

El Mercado de Energía PJM opera como un Mercado de Valores, en el que los participantes del mercado establecen un precio tras la casación de la oferta y la demanda. El PJM recibe ofertas de todos los generadores que, mediante un proceso, analiza. Como resultado hace una entrega de precios cada 5 minutos. Este sistema está basado en Precios Marginales Localizados (LMP), de forma que PJM hace un cálculo de los LMP para los siguientes 5 minutos para cada uno de los más de 2000 nodos sobre los que opera. El LMP refleja por tanto el valor de la energía en un lugar determinado (nodo) y a la hora a la que será entregada. Por tanto, si el precio más bajo de energía puede alcanzar todos los nodos, los precios a lo largo de toda la red serán los mismos. Si existiera alguna congestión, la energía no podría circular libremente hacia ciertos nodos. En este caso, a estos lugares de demanda se requerirá enviar energía más cara, lo que incrementará sus precios marginales localizados. A este método de cálculo se le conoce como Nodal Mode, y es opuesto al Zonal Mode (Precios Zonales) usado en otras zonas de los EEUU y en la mayoría de mercados Europeos.

Por otra parte, el mercado energético consiste en dos mercados: De día anterior y en tiempo real.

1. Day-Ahead Market:

El mercado del día anterior (Day-Ahead Market) es un mercado en el que se calculan los LMP para cada hora del siguiente día con base en las ofertas de generación, de demanda y los contratos bilaterales acordados.

Este mercado está desarrollado para minimizar el coste total de producción sujeto a ciertas restricciones, para lo cual es necesario pasar los datos del mercado al modelo de la red, realizar el despacho económico, calcular el flujo óptimo de carga y aplicar un análisis de contingencias. De esta forma se aseguran las condiciones de seguridad de las ofertas casadas.

Por otra parte, este mercado se basa en los precios LMP horarios del día siguiente. Por tanto, por cada hora, la demanda paga su respectivo LMP para esa hora y de igual manera el generador cobrará su LMP para esa hora. Los poseedores de Derechos Financieros de Transmisión (FTR) recibirán créditos por congestión basados en los valores de LMP de cada hora.

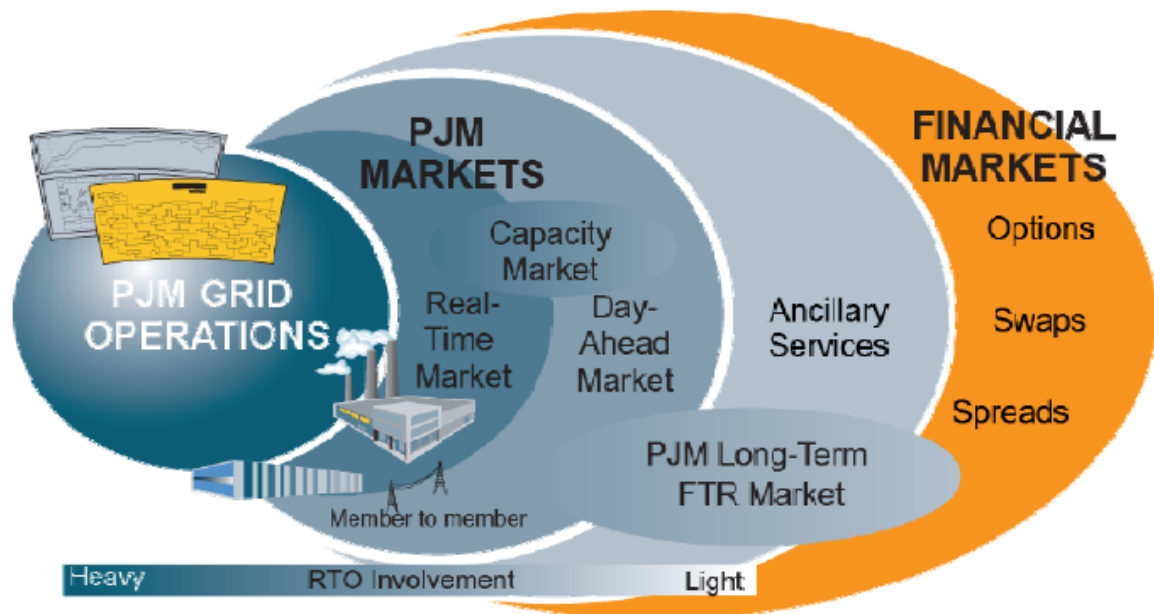


Fig. 10 - Estructura del mercado

2. Real-Time Market:

El mercado en tiempo real (Real-Time Market) es un mercado spot en el que se calculan los LMP actuales para intervalos de cinco minutos, basados en las condiciones actuales de la red. Su función principal es la equilibrar el mercado, haciendo que la demanda instantánea case con la generación. Este seguimiento se realiza en tiempo real.

Se trata de un mercado spot en el que el PJM decide un despacho basado en la oferta más barata de los generadores, en la calidad de servicio, la capacidad disponible en la red y en las variaciones del LMP que cada unidad de energía ofertada provoca. Destacar que para poder gestionar el sistema de esta forma, es necesaria una monitorización continua del estado de la red.

Otra particularidad de este mercado es el proceso de compra de energía. El generador recibe el LMP desde el punto de entrega hasta la red. Por su parte, el comprador deberá pagar el precio desde la red hasta el punto de demanda. La diferencia entre ambos costes representa los costes marginales de transmisión.

De esta forma, este sistema fomenta que los generadores inyecten y los consumidores demanden en puntos baratos de la red. Si tenemos en cuenta que un punto barato dependerá de la congestión de las líneas, el sistema resulta un estímulo para que los generadores decidan instalarse en zonas descongestionadas y a que se desarrolle más redes de transporte en zonas congestionadas.

3. Financial Transmission Rights (FTR)

Otro de los efectos de este mercado se encuentra en su defensa ante la volatilidad de los precios de la energía. Para ello se ha generado un sistema complejo de Derechos Financieros de Transmisión (FTR). Los FTR son instrumentos financieros que dan el derecho a su poseedor a ganancias basadas en las diferencias horarias del precio de congestión a lo largo de la red de transporte en el mercado del día anterior. De esta forma los usuarios que adquieran estos derechos pueden reducir el riesgo asociado a la volatilidad de los precios LMP.

Capítulo 4. Modelo de programación de la generación.

El objetivo de este trabajo es la implementación de un modelo de programación horaria al que se le aplicaran algunas restricciones de seguridad. En este capítulo desarrollaremos este modelo y plantearemos su formulación matemática.

El modelo de referencia es el de programación horaria con un horizonte de 24 horas, también denominado como modelo de programación diaria [3]. El objetivo del modelo de programación diaria es designar las unidades de generación y elementos de control de tensión conectados al sistema, de forma que se aseguren las transacciones de energía eléctrica sin que existan violaciones de los límites de operación del sistema eléctrico.

Merece la pena volver a subrayar la importancia que las restricciones técnicas tienen el mercado eléctrico. Como se comentó en capítulos precedentes, la programación inicial de la generación en los mercados de electricidad está guiada únicamente por intereses económicos. Por tanto el resultado no tiene en consideración ninguna restricción técnica, lo que puede llevar a asignaciones físicamente inviables que requieran una alteración considerable de la programación a través de la resolución de restricciones técnicas.

Por otra parte, debemos añadir a este escenario otras implicaciones, algunas derivadas del mercado competitivo; como son el libre acceso de terceros a las redes de transporte, el aumento de la demanda de energía eléctrica, las variaciones diarias y estacionales de la demanda. Todas estas cuestiones pueden conducir a situaciones de congestión de las líneas y a problemas de tensiones en los nudos de la red eléctrica.

Todo esto acrecienta la complejidad del sistema eléctrico, lo que obliga al Operador del Sistema a establecer procesos de operación técnica con el objetivo de proteger, de forma preventiva, la seguridad del sistema eléctrico.

La programación diaria con resolución de restricciones técnicas es un problema complejo, debido principalmente a:

- La conexión/desconexión de las unidades de generación se modelan como variables enteras.
- Los acoplamientos temporales debidos a las restricciones de rampa de los generadores.
- La red de transporte es un modelo no lineal que incluye ecuaciones nodales de potencia y límites de flujo por líneas.
- Un tratamiento preventivo de las contingencias del sistema eléctrico hace que el modelo sea más restrictivos.

Esta complejidad ha provocado que, tradicionalmente, la resolución de la programación diaria con restricciones se resuelva de forma separada.

El modelo que desarrollaremos en este trabajo plantea un método de solución único, que incluye restricciones de la red eléctrica.

4.1. Análisis de contingencias

En principio este trabajo no va a aplicar un análisis de contingencias exhaustivo. Sin embargo, debido a la importancia que el análisis de contingencias tiene en un modelo preventivo, se comentarán algunas de sus características [12].

El análisis de contingencias es una herramienta de seguridad que permite detectar aquellas contingencias que provocarían violaciones de los límites del sistema, de forma que posibles fallos del sistema puedan ser identificados antes de que se produzcan.

El análisis se realiza mediante una serie de estudios de flujos de carga sobre la red, de forma que pueda comprobarse el estado de la red tras la pérdida de uno de los elementos del sistema.

Por lo general, las restricciones del sistema a considerar son debidas a:

- a. Tensión en los nudos de la red, fijándose unos límites de tensión en los nudos.
- b. Flujo de potencias por líneas y transformadores.

Por lo general, el análisis de contingencias debe verificar el criterio n-1; es decir, el estudio del fallo de uno cualquiera de los elementos del sistema. El análisis de contingencia clásico engloba dos conceptos: la preselección de contingencias y el análisis de contingencias.

Una de las cuestiones más relevantes en el análisis de contingencias es la elección adecuada de las más importantes. Dado que no es posible realizar un análisis de todas las contingencias posibles, es necesario seleccionar las más importantes. Se trata por tanto de un equilibrio entre tiempo de computación y el análisis de la red.

4.2. Formulación del problema de programación horaria

Pasamos en este punto a definir la formulación del problema de programación lineal. Se trata de un problema de optimización lineal entera mixta, en el que la función objetivo se maximiza a la vez que se cumplen las restricciones impuestas.

En la búsqueda de optimización de los tiempos de computación y dado que se trabaja con redes de transportes, se opta por definir un modelo de optimización lineal. Se asume por tanto que la red puede modelarse de forma lineal sin que esto altere de forma sustancial los valores de la red.

El modelo de programación horaria, para todos los nodos, centros de generación y de demanda de la red, puede definirse como [15] [20] :

Función objetivo:

$$Max \sum_{t \in T} \left[\sum_{k \in K} \sum_{l \in D_k(t)} P_{Dkl}(t) \times \lambda_{Dkl}(t) - \sum_{j \in J} \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) \times \lambda_{Gji}(t) \right] \quad (1)$$

Restriciones:

$$0 \leq P_{Dkl}(t) \leq P_{Dkl}^{max}(t) \quad \forall t \in T, \forall k \in K, \forall l \in D_k(t) \quad (2)$$

$$0 \leq P_{Gji}(t) \leq P_{Gji}^{max}(t) \quad \forall t \in T, \forall j \in J, \forall i \in G_j(t) \quad (3)$$

$$P_{Gj}^{min} U_j(t) \leq \sum_i P_{Gji}(t) \leq P_{Gj}^{max} U_j(t) \quad \forall t \in T, \forall j \in J, \forall i \in G_j(t) \quad (4)$$

$$-P_{nm}^{max} \leq B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t)) \leq P_{nm}^{max} \quad \forall t \in T \quad \forall (n, m) \in L \quad (5)$$

$$\theta_{ref}(t) = 0 \quad (6)$$

$$\sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) - P_{0j} \leq R_j^{up} \quad \forall t \in T \quad \forall j \in J \quad (7)$$

$$\sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) - \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t-1) \leq R_j^{up} \quad \forall t \in T \quad \forall j \in J \quad (8)$$

$$P_{0j} - \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) \leq R_j^{dw} \quad \forall t \in T \quad \forall j \in J \quad (9)$$

$$\sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t-1) - \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) \leq R_j^{dw} \quad \forall t \in T \quad \forall j \in J \quad (10)$$

$$U_j(t) \in \{0,1\} \quad \forall t \in T \quad \forall j \in J \quad (11)$$

$$\sum_{k \in \Delta d_n} \sum_{l \in D_k(t)} P_{Dkl}(t) - \sum_{j \in \Delta g_n} \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) = \sum_{m \in \Delta L_n} B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t)) \quad \forall t \in T, \forall n \in N \quad (12)$$

Donde $\begin{cases} \Delta d_n - \text{Nodos de demanda conectados al nodo } n \\ \Delta g_n - \text{Nodos de generación conectados al nodo } n \\ \Delta L_n - \text{Líneas conectadas al nodo } n \end{cases}$

Notación:

Índices:

$D_k(t)$	Conjunto de bloques de energía demandada por el nodo de demanda k en la hora t .
$G_j(t)$	Conjunto de boques de energía ofrecida por la unidad de generación j en la hora t .
J	Conjunto de unidades de generación.
K	Conjunto de nodos de demanda.
T	Conjunto de periodos temporales.

N Conjunto de nodos de la red.
 L Conjunto de líneas de la red.

Constantes:

$\lambda_{Dkl}(t)$ Precio ofertado para el bloque de energía demanda l , por el nodo de demanda k , en la hora t .
 $\lambda_{Gji}(t)$ Precio ofertado para el bloque de energía producida i , por la unidad de generación j , en la hora t .
 $P_{Dkl}^{max}(t)$ Máxima potencia de demandada para el bloque de energía de demanda l , por el nodo de demanda k , en la hora t .
 $P_{Gji}^{max}(t)$ Máxima potencia generada para el bloque de energía producida i , por la unidad de generación j , en la hora t .
 P_{Gj}^{min} Mínima potencia de salida de la unidad de generación j .
 P_{Gj}^{max} Máximo potencia de salida de la unidad de generación j .
 P_{nm}^{max} Capacidad máxima de la línea (n,m) .
 P_{0j} Potencia del generador j antes del primer escenario de programación.
 B_{nm} Susceptancia de la línea (n,m) .
 R_j^{up} Rampa de subida límite del generador j .
 R_j^{dw} Rampa de bajada límite del generador j .

Variables:

$P_{Dkl}(t)$ Potencia consumida del bloque l , demandada por el nodo k , en la hora t .
 $P_{Gji}(t)$ Potencia generada del bloque i , ofertada por la unidad j , en la hora t .
 $U_j(t)$ Variable binaria (0/1) de valor 1 si la unidad de generación j está en funcionamiento durante el periodo t .
 $\theta_m(t)$ Ángulo de la tensión del nudo n para la hora t .

Análisis de la Función Objetivo y de las Restricciones:

$$Max \sum_{t \in T} \left[\sum_{k \in K} \sum_{l \in D_k(t)} P_{Dkl}(t) \times \lambda_{Dkl}(t) - \sum_{j \in J} \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) \times \lambda_{Gji}(t) \right]$$

La función objetivo (1) representa la función de bienestar social o beneficio social. A diferencia del despacho económico tradicional, en el que la función objetivo era la minimización de los costes de generación, en los mercados eléctricos la función objetivo busca la minimización del precio marginal del sistema.

Desde otro punto de vista, los mercados de energía se organizan como una subasta en la que los consumidores, al igual que los generadores, también pueden ofertar bloques de precio- energía. Bajo esta hipótesis, la función objetivo se plantea con la finalidad de maximizar el beneficio social neto. De esta forma se maximiza la utilidad de los consumidores a la vez que se minimizan los costes de los productores.

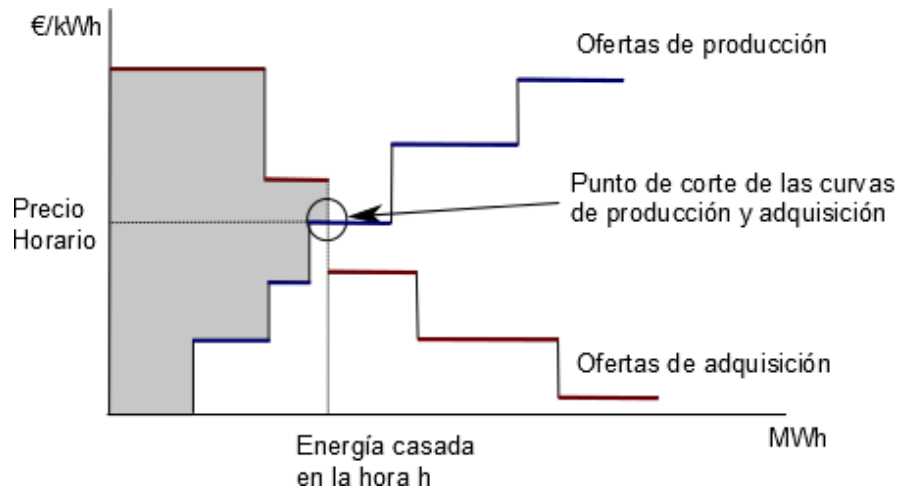


Fig 11 - Casación del sistema eléctrico.

Conjunto de restricciones:

- a) Límites de los bloques de energía ofertados: (2) y (3)

$$0 \leq P_{Dkl}(t) \leq P_{Dkl}^{max}(t)$$

$$0 \leq P_{Gji}(t) \leq P_{Gji}^{max}(t)$$

Estas restricciones delimitan los bloques de energía ofertados por cada grupo y demandados por cada centro de demanda. Como es de esperar, la cantidad casada de cada bloque variará entre el mínimo, 0, y el máximo ofertado en cada tramo.

- b) Restricciones de la Red:

- Límites de capacidad de potencia máxima por línea:

$$-P_{nm}^{max} \leq B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t)) \leq P_{nm}^{max}$$

- Ángulo de referencia:

$$\theta_{ref}(t) = 0$$

Estas restricciones aseguran, en primer lugar, que la solución respetará los límites de potencia máxima de las líneas y en segundo lugar, imponer un ángulo de referencia a un nudo de la red (nudo slack).

Es importante señalar que para la formulación de la primera restricción, se ha procedido a: linealizar las ecuaciones de la red eléctrica e ignorar las pérdidas en línea. Por otra parte, en redes de transporte el cociente R/X es bastante bajo y por tanto despreciable. De esta forma podemos partir de la formulación de la ecuación del flujo de potencia en red:

$$P_{nm} = P_{nm}^{pérdidas} + G_{nm} \times \cos(\theta_m(t) - \theta_n(t)) + B_{nm} \times \sin(\theta_m(t) - \theta_n(t))$$

Si asumimos que en continua los flujos de potencia en los extremos de una línea serán idénticos, podemos ignorar las pérdidas de Joule. Además asumimos que las susceptancias en línea son mucho mayores que las conductancias:

$$P_{nm} = B_{nm} \times \sin(\theta_m(t) - \theta_n(t))$$

Por último, usando una aproximación de segundo orden para $\sin((\theta_m(t) - \theta_n(t)))$, obtenemos:

$$P_{nm} = B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t))$$

c) Restricciones de los generadores:

- Potencia activa máxima y mínima de los grupos generadores:

$$P_{G_j}^{min} U_j(t) \leq \sum_i P_{G_{ji}}(t) \leq P_{G_j}^{max} U_j(t)$$

Esta restricción delimita la potencia máxima y mínima de los grupos generadores. Para una unidad temporal t , la suma de las potencias ofertadas por un grupo generador j se limita a un rango superior e inferior determinado por la potencia máxima y mínima. Por otra parte, la variable U es una variable binaria de decisión, de forma que si un grupo no entra en funcionamiento, esta variable será cero. De esta forma esta restricción sólo tendrá validez cuando el grupo entre en funcionamiento.

- Límites de rampas de subida (up) y bajada (dw):

$$\begin{aligned} \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t) - P_{0j} &\leq R_j^{up} \\ \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t) - \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t-1) &\leq R_j^{up} \\ P_{0j} - \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t) &\leq R_j^{dw} \\ \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t-1) - \sum_{i \in G_j(t)} P_{G_{ji}}(t) &\leq R_j^{dw} \end{aligned}$$

Las restricciones de rampa son acoplamiento temporales que limitan la subida y bajada de potencia entre periodos consecutivos. A la hora de considerar los límites de subida y bajada de potencia en el primer periodo temporal, es necesario tener en cuenta el estado inicial de partida del generador.

Las restricciones se dividen en dos bloques: restricción de rampa de subida R^{up} y restricción de rampa de bajada R^{dw} . Ambas restricciones se definen por unidad temporal t y tienen en cuenta el estado inicial del generador para el periodo $t=1$, P_{0j} .

d) Variables binarias para la conexión/desconexión de los grupos generadores:

$$U_j(t) \in \{0,1\}$$

El problema de optimización necesita definir variables binarias de decisión. Estas variables tomarán el valor 1 cuando el grupo generador j esté en funcionamiento y 0 en caso contrario.

Como se verá durante la implementación de este modelo, para la definición de estas variables no es necesario definir las como una restricción. Basta con definir variable tipo binaria.

e) Balance de flujo de potencia nodal:

$$\sum_{k \in \Delta d_n} \sum_{l \in D_k(t)} P_{Dkl}(t) - \sum_{j \in \Delta g_n} \sum_{i \in G_j(t)} P_{Gji}(t) = \sum_{m \in \Delta L_n} B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t))$$

$$\text{Donde } \begin{cases} \Delta d_n - \text{Nodos de demanda conectados al nodo } n \\ \Delta g_n - \text{Nodos de generación conectados al nodo } n \\ \Delta L_n - \text{Líneas conectadas al nodo } n \end{cases}$$

Esta restricción establece un balance de potencia activa por cada nodo. Para cada nudo n , se debe cumplir que la diferencia entre la suma de las potencias demandadas por todos los nudos conectados al nudo n menos la suma de las potencias generadas por todos los nudos conectados al nudo n , debe ser igual a la suma de las potencias de las líneas conectadas al nudo n .

Capítulo 5. Herramientas de modelización y optimización

Para la resolución de este caso de estudio, es necesario el uso de un entorno de modelización y resolución de problemas de optimización. Por este motivo, previo a la resolución del caso de estudio se presentarán dos de las herramientas utilizadas: OpenSolver y Pyomo.

Posteriormente, una vez dispuestas las herramientas de modelización y resolución, es necesario validar este modelo de optimización para casos de estudio menores. Para ello, haciendo uso de ambas herramientas de optimización, resolveremos casos de estudio planteados en el documento de trabajo: “Market Clearing procedures” de A.J. Conejo [20].

5.1. Herramientas de modelización y optimización:

El uso de lenguajes de modelización algebraica (Algebraic Modeling Languages, AML) para modelar y resolver programas de gran escala del mundo real, es bastante extendido [39]. Hoy en día son parte integral de las soluciones de investigación de muchos departamentos y laboratorios. Algunos de estos lenguajes de modelización más conocidos son AMPL, AIMMS o GAMS.

En general estos AML pueden ser categorizados según cómo se integran con el solver optimizador. Algunos se encuentran fuertemente integrados y tienen acceso directo a las librerías del solver, mientras que otros no están tan fuertemente integrados y hacen llamadas a un solver externo ejecutable.

De esta forma, existe además variedad en cuanto a los solvers que pueden ser utilizados según la compatibilidad del AML.

La tendencia es usar lenguajes de programación de alto nivel para formular modelos de optimización que posteriormente serán resueltos por optimizadores escritos en lenguajes de bajo nivel. El uso de dos lenguajes se basa en la flexibilidad del lenguaje de alto nivel para formular y manipular problemas de optimización y por otra parte, en la eficiencia del lenguaje de bajo nivel para el cálculo numérico.

Algunos de los solvers más conocidos para programación lineal entera mixta son: CBC, CPLEX, GLPK, GUROBI y PICO [38]. Algunos de estos son de libre distribución como CBC o GLPK, y otros son propietarios como CPLEX.

En el campo de la ingeniería eléctrica, uno de los lenguajes para modelización es GAMS. Este lenguaje, que es habitualmente usado junto al solver CPLEX, es propietario. En este trabajo hemos buscado soluciones de software libre tanto para el AML como para el solver.

Por este motivo, tras un análisis de las soluciones existente, hemos escogido “OpenSolver” como ejemplo para formulación de modelos concretos y “Pyomo”, tanto para modelos concretos como abstractos. Junto a estos, el solver utilizado es el CBC, de código abierto, compatible para ambos sistemas y cuyo rendimiento para programación lineal entera mixta ha demostrado ser muy buena frente al resto de opciones libres.

A continuación se presentarán algunas características de ambos AMLs.

A) OpenSolver:

Open Solver es una herramienta de Código Abierto de modelización y optimización para programación lineal entera mixta [34][35][36]. Su principal característica es que se trata de un add-on para Microsoft Excel que extiende su solver con un solver más potente para programación lineal, como es CBC.

Por otra parte, al tratarse un add-on para Excel, presenta algunas ventajas intrínsecas al uso de esta herramienta. En primer lugar, su instalación resulta muy fácil. Además, al ser Microsoft Excel un software muy extendido, poder reutilizar tablas de datos resulta una gran ventaja.

Quizá uno de los aspectos más interesantes de esta herramienta es su fuerza visual en el tratamiento de datos y modelización de restricciones. Trabajar en Excel permite importar datos de manera sencilla así como poder tratar estos datos visualmente. De esta forma resulta más sencillo detectar errores en la configuración de datos.

Por último, otra gran ventaja derivada del hecho de trabajar en Excel, es la posibilidad de usar VBA a la hora de desarrollar los modelos a optimizar.

Sin embargo, en el desarrollo de este trabajo se ha observado que esta herramienta resulta menor frente a PYOMO para modelizar problemas de gran dimensión. Si bien el uso de hojas de cálculo es agradable y sencillo para modelos pequeños, sin embargo para modelos medios y grandes, en el que el número de variables y restricciones aumenta, su uso es bastante tedioso y lento.

Por tanto, se ha dejado el uso de esta herramienta para la validación del modelo en sistemas sencillos, ya que resulta una herramienta muy intuitiva y en cierto modo didáctica.

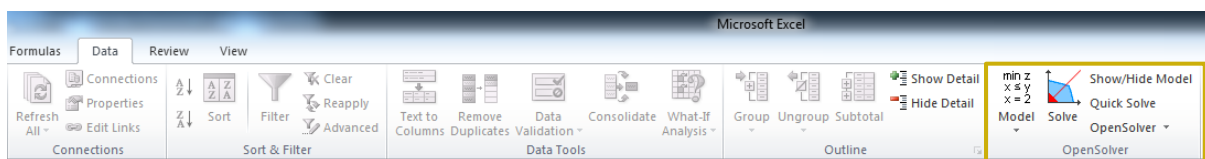


Fig. 11 - Ejemplo de integración de add-on de Open Solver.

Implementando un modelo en Open Solver:

A continuación se presenta un modelo sencillo de optimización utilizado para resolver una subasta de mercado para un solo periodo temporal.

La formulación matemática genérica es:

$$\text{Max} \sum_i P_{Di} \times \lambda_{Di} - \sum_j P_{Gj} \times \lambda_{Gj}$$

$$\text{S.A. } 0 \leq P_{Dk} \leq P_{Dk}^{\text{max}}$$

$$0 \leq P_{Gji} \leq P_{Gji}^{\text{max}}(t)$$

$$\sum_{i \in n} P_{Di} \in \Delta_{Dn}$$

$$P_{Gm}^{min} U_m \leq \sum_{j \in m} P_{Gj} \leq P_{Gm}^{max} U_m$$

$$P_{Gm}^0 - \sum_{j \in m} P_{Gj} \leq R_{Gm}^{down}$$

$$\sum_{j \in m} P_{Gj} - P_{Gm}^0 \leq R_{Gm}^{up}$$

$$\sum_{i \in Nd} P_{Di} = \sum_{i \in Ng} P_{Gi}$$

$$U_j(t) \in \{0,1\}$$

Introduciendo datos del mercado en el problema, esta formulación desarrollada para el caso específico resultaría:

$$Max \quad 10P_{D1} + 8P_{D2} + 7P_{D3} - P_{G11} - 4P_{G12} - 5P_{G13} - 6P_{G21} - 7P_{G22} - 8P_{G23}$$

$$S.A.: \quad 0 \leq P_{D1} \leq 20$$

$$0 \leq P_{D2} \leq 10$$

$$0 \leq P_{D3} \leq 5$$

$$0 \leq P_{G11} \leq 5$$

$$0 \leq P_{G12} \leq 12$$

$$0 \leq P_{G13} \leq 12$$

$$0 \leq P_{G21} \leq 10$$

$$0 \leq P_{G22} \leq 5$$

$$0 \leq P_{G23} \leq 5$$

$$5U_1 \leq \sum_{j \in m} (P_{G11} + P_{G12} + P_{G13}) \leq 29U_1$$

$$10U_2 \leq \sum_{j \in m} (P_{G21} + P_{G22} + P_{G23}) \leq 20U_2$$

$$P_{D1} + P_{D2} + P_{D3} = (P_{G11} + P_{G12} + P_{G13}) + (P_{G21} + P_{G22} + P_{G23})$$

$$U_j(t) \in \{0,1\}$$

Por último, trasladamos este modelo de optimización a una hoja de cálculo, modelamos según OpenSolver y resolvemos el sistema:

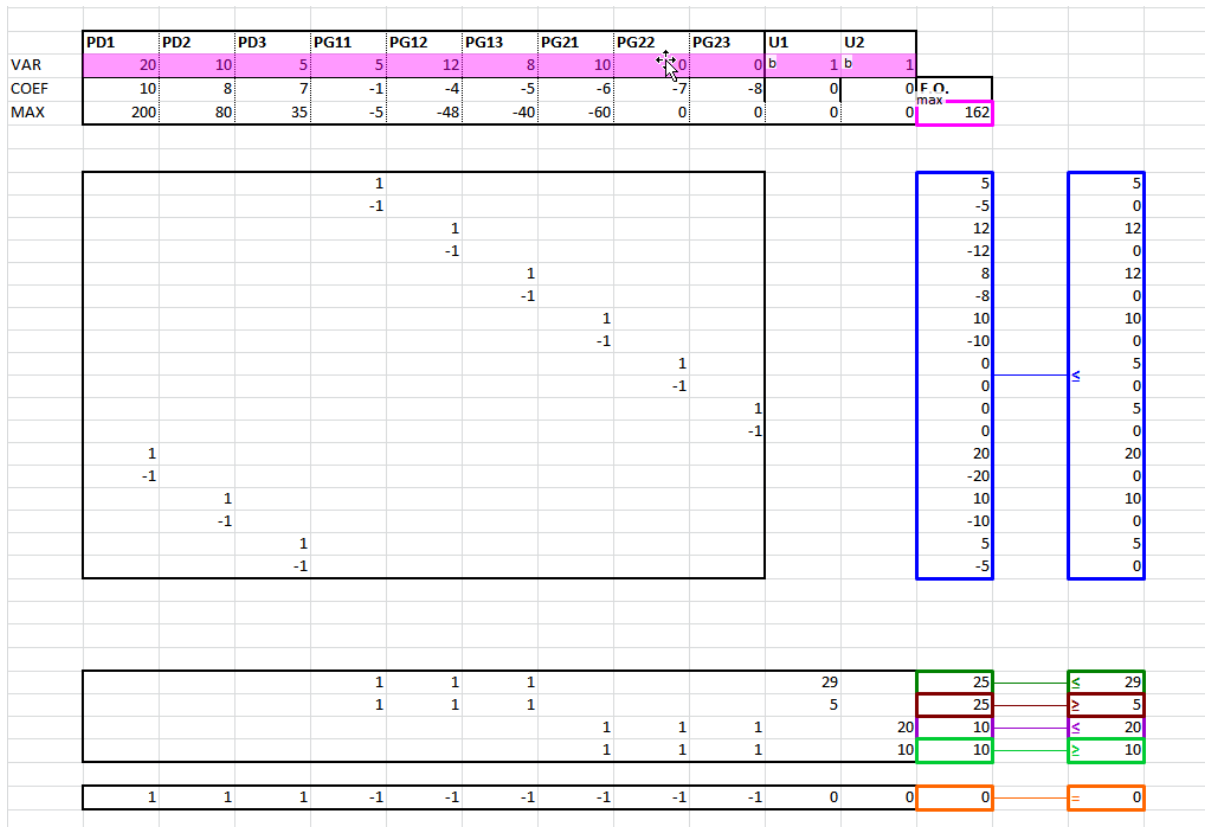


Fig. 12 – Representación del problema en OpenSolver

Donde cada una de las restricciones es fácilmente observable, así como el valor final de las variables y el valor de la función objetivo.

B) PYOMO: Python Optimization Modeling Objects

Pyomo es un paquete que soporta la definición y solución de aplicaciones de optimización usando el lenguaje de programación Python [37] [39].

Python es un potente lenguaje de programación de alto nivel que tiene una clara sintaxis e intuitiva orientación a objeto. Incluye además clases de Python para definir índices, parámetros y variables que pueden ser usadas para formular expresiones algebraicas que definan funciones objetivos y restricciones. De esta forma, Pyomo puede ser usado para representar modelos lineales, enteros mixtos, no lineales y no lineales enteros mixtos para modelar problemas reales de gran escala que involucren miles de restricciones y variables.

Pyomo fue inicialmente desarrollado por Sandia National Laboratories ; un gran Laboratorio de Energía de los Estados Unidos [40]. Fue desarrollado como una plataforma de código abierto para desarrollar modelos de optimización con la ayuda de un entorno de programación de alto nivel como Python. La intención de Pyomo no es la de facilitar una modelización mejor que la existente en herramientas AML ya existentes. Sino en ofrecer un enfoque diferente a la modelización en la que el software es diseñado por su flexibilidad, extensibilidad y portabilidad. AL mismo tiempo ofrece las ideas centrales de los AML modernos, como la diferenciación de modelos abstractos y concretos.

Pyomo es un componente de la librería Coopr; COmmon Optimization Python Repository. Esta librería incluye un marco flexible para la aplicación de optimizadores para analizar modelos escritos en Pyomo. Por otra parte, Coopr es una iniciativa enmarcada por la iniciativa para el desarrollo de operaciones de código abierto COIN-OR de la empresa IBM y por los laboratorios Sandia.

¿Por qué PYOMO?

En primer lugar, como beneficios principales de PYOMO podemos decir:

- Se trata de un **lenguaje de código libre** con una licencia flexible, lo que resulta crítico cuando se desarrollan aplicaciones del mundo real. Además, las aplicaciones de código abierto suelen ser más customizables y extensibles que las alternativas comerciales.
- Esta **embebido en un lenguaje de programación de alto nivel**. Por lo general, las AMLs comerciales suelen estar embebidos en lenguajes propietarios, que por lo habitual carecen de características de los lenguajes modernos de alto nivel. Esta carencia en muchos casos hace que algunas aplicaciones avanzadas sean difíciles de programar. La ventaja de Pyomo al respecto es que al estar embebido en Python, puede hacer uso de él a la hora de usar funciones.
- **Acceso a librerías de terceros**. Dado que Pyomo se encuentra embebido en Python, se puede hacer uso de una amplia gama de potentes librerías, como SciPy, NumPy, Matplotlib, Pyro y otros tipos de interfaces para bases de datos y hojas de cálculo.

- **Soporte de modelos de programación no lineales y solvers.** Aunque muchos AMLs comerciales tienen esta capacidad, sin embargo pocas herramientas de software libre soportan los modelos no lineales.
- **Soporte de modelos Abstractos y Concretos.** Poder separar la definición del modelo respecto de los datos es muy útil en la práctica.
- Soporte integrado para la importación de datos de fuentes externas.

Implementación de un modelo en PYOMO:

Vamos a implementar el mismo modelo comentado en el punto anterior para el caso de la herramienta OpenSolver.

En PYOMO es posible separar la definición de un modelo abstracto de los datos a usar. Esta es una de las principales ventajas de este lenguaje, sobre todo para modelos de gran escala.

Este sería la definición del modelo abstracto en PYOMO

```
#
# Imports
#
from coopr.pyomo import *
#
# Model
#
model = AbstractModel()

#Set: Indices
model.Unit = Set()
model.Block = Set()
model.DemBlock = Set()

#Parameters
model.EnergyBid = Param(model.Unit, model.Block)
model.PriceBid = Param(model.Unit, model.Block)
model.EnergyDem = Param(model.DemBlock)
model.PriceDem = Param(model.DemBlock)
model.Pmin = Param(model.Unit)
model.Pmax = Param(model.Unit)

#Variables definition
model.PD = Var(model.DemBlock, within=NonNegativeReals)
model.PG = Var(model.Unit, model.Block, within=NonNegativeReals)

#Binary variable
model.U = Var(model.Unit, within = Binary)

#Objective
def SocialWelfare(model):
    SocialWelfare = sum([model.PriceDem[i]*model.PD[i] for i in model.DemBlock]) -
    sum([model.PriceBid[j,k]*model.PG[j,k] for j in model.Unit for k in model.Block ])
    return SocialWelfare

model.SocialWelfare = Objective(rule=SocialWelfare, sense=maximize)

#Constraints
```

```

#Max and min Power generated
def PDmax_constraint(model,p):
    return ((model.PD[p] - model.EnergyDem[p])) <= 0
model.PDmax = Constraint(model.DemBlock, rule=PDmax_constraint)

def PGmax_constraint(model,n,m):
    return ((model.PG[n,m] - model.EnergyBid[n,m])) <= 0
model.PGmax = Constraint(model.Unit, model.Block,rule = PGmax_constraint)

def Power_constraintDW(model,i):
    return ((sum(model.PG[i,k] for k in model.Block))-(model.Pmin[i] * model.U[i])) >= 0
model.LimDemandDw = Constraint(model.Unit, rule=Power_constraintDW)

def Power_constraintUP(model,i):
    return ((sum(model.PG[i,k] for k in model.Block) - (model.Pmax[i])*model.U[i])) <= 0
model.LimDemandaUp = Constraint(model.Unit, rule=Power_constraintUP)

def PowerBalance_constraint(model):
    return (sum(model.PD[i] for i in model.DemBlock) - sum(model.PG[j,k] for j in model.Unit for k
in model.Block)) == 0
model.PowBalance = Constraint(rule = PowerBalance_constraint)

```

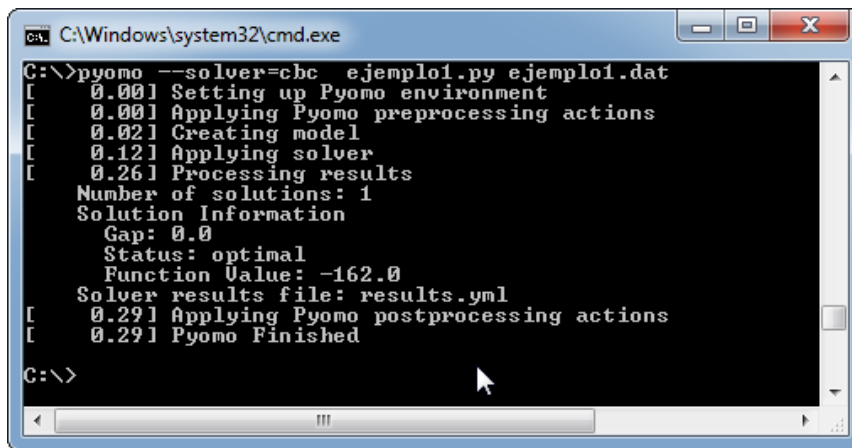
Este es el archivo de datos para este caso.

```

##SETS#
set Unit := 1 2;
set Block := Block1 Block2 Block3 ;
set DemBlock := 1 2 3;
###PARAMETERS
param EnergyBid : Block1 Block2 Block3 :=
1 5 12 12
2 10 5 5
;
param PriceBid: Block1 Block2 Block3 :=
1 1 4 5
2 6 7 8
;
param EnergyDem :=
1 20
2 10
3 5
;
param PriceDem :=
1 10
2 8
3 7
;
param Pmax :=
1 29
2 20
;
param Pmin:=
1 5
2 10
;

```

Desde una consola, hacemos una llamada a PYOMO, indicando el archivo con el modelo y el archivo de datos. Por último se indica el solver a usar y especificamos que queremos obtener la solución en un archivo de datos.



```
C:\Windows\system32\cmd.exe
C:\>pyomo --solver=cbc ejemplo1.py ejemplo1.dat
[ 0.00] Setting up Pyomo environment
[ 0.00] Applying Pyomo preprocessing actions
[ 0.02] Creating model
[ 0.12] Applying solver
[ 0.26] Processing results
      Number of solutions: 1
      Solution Information
          Gap: 0.0
          Status: optimal
          Function Value: -162.0
      Solver results file: results.yml
[ 0.29] Applying Pyomo postprocessing actions
[ 0.29] Pyomo Finished

C:\>
```

Fig. 13 – Terminal con datos ejecución de PYOMO

5.2. Casos para validación del modelo

Una vez que se han elegido las herramientas adecuadas para la modelización y resolución del problema de optimización definido en el capítulo anterior, podemos proceder a su implementación para un caso práctico.

Sin embargo, un paso previo a esta implementación es la validación de este modelo en un caso práctico menor cuya solución es conocida. Por este motivo se ha procedido a evaluar los casos presentados en el documento “Market Clearing procedures” de A.J. Conejo [20]. En este apartado presentaremos uno de estos casos que mejor se adapta al modelo final que implementamos.

Descripción de la red:

Se trata de una red de 3 nudos y 3 líneas. Cada nudo tiene una unidad de generación. Existe sólo una unidad de demanda en el nudo 3.

El nudo de referencia de la red será el nudo 3.

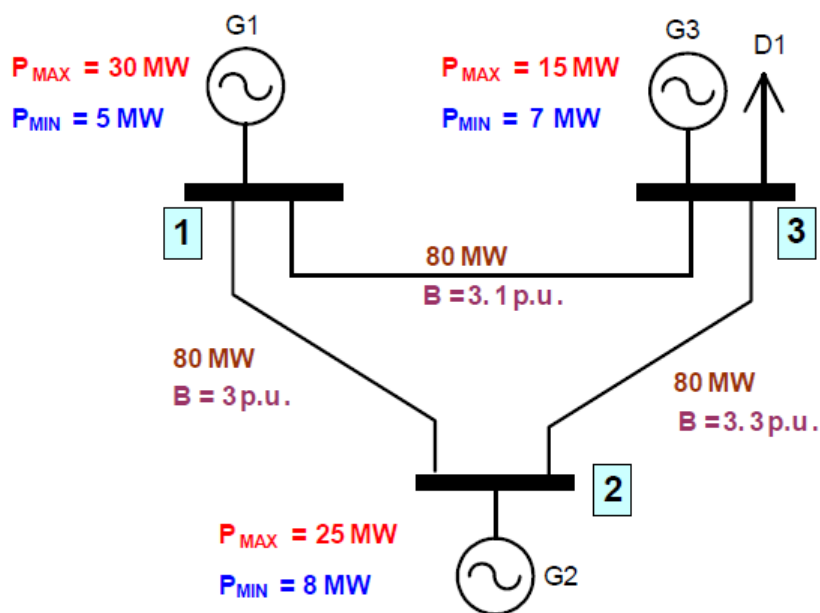


Fig.14 – Red de 3 Nudos

Datos de Generación:

	PMAX	PMIN	RUP	RDW	P0
G1	30	5	30	30	25
G2	25	8	25	25	10
G3	15	7	15	15	10

Ofertas de Producción:

	Periodo 1								
	G1			G2			G3		
PG (MW)	5	12	13	8	8	9	7	5	2
L (€/MWh)	4	6	7	8	8.2	8.5	9	9.5	10

	Periodo 2								
	G1			G2			G3		
PG (MW)	5	12	13	8	8	9	7	5	2
L (€/MWh)	4	6	7	8	8.2	8.5	9	9.5	10

Ofertas de Demanda:

	Period 1			
	D1			
PD (MW)	20	12	10	5
L (€/MWh)	15	10	8.5	3

	Period 2			
	D1			
PD (MW)	30	25	12	7
L (€/MWh)	15	10	8.5	3

Modelo de Programación horaria:

El modelo de optimización a resolver es el mismo presentado en el Capítulo 4. Volvemos a presentarlo aunque no volveremos a hacer indicaciones a cada una de las restricciones.

En este caso, la programación de producción de este problema es para 2 periodos, en los que existen 4 bloques de demanda para cada periodo así como 3 bloques de ofertas por cada generador en cada periodo.

Función objetivo:

$$Max \sum_t \left[\sum_k \sum_l P_{Dkl}(t) \times \lambda_{Dkl}(t) - \sum_j \sum_i P_{Gji}(t) \times \lambda_{Gji}(t) \right] \quad (1)$$

Restriciones:

$$0 \leq P_{Dkl}(t) \leq P_{Dkl}^{max}(t) \quad (2)$$

$$0 \leq P_{Gji}(t) \leq P_{Gji}^{max}(t) \quad (3)$$

$$P_{Gj}^{min} U_j(t) \leq \sum_i P_{Gji}(t) \leq P_{Gj}^{max} U_j(t) \quad (4)$$

$$-P_{nm}^{max} \leq B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t)) \leq P_{nm}^{max} \quad (5)$$

$$\theta_{ref}(t) = 0 \quad (6)$$

$$\sum_i P_{Gji}(t) - P_{0j} \leq R^{up} \quad (7)$$

$$\sum_i P_{Gji}(t) - \sum_i P_{Gji}(t-1) \leq R^{up} \quad (8)$$

$$P_{0j} - \sum_i P_{Gji}(t) \leq R^{dw} \quad (9)$$

$$\sum_i P_{Gji}(t-1) - \sum_i P_{Gji}(t) \leq R^{dw} \quad (10)$$

$$U_j(t) \in \{0,1\} \quad (11)$$

$$\sum_{k \in \Delta d_n} \sum_l P_{Dkl}(t) - \sum_{j \in \Delta g_n} \sum_i P_{Gji}(t) = \sum_{m \in \Delta L_n} B_{nm} \times (\theta_m(t) - \theta_n(t)) \quad (12)$$

Donde $\begin{cases} \Delta d_n - \text{Nodos de demanda conectados al nodo } n \\ \Delta g_n - \text{Nodos de generación conectados al nodo } n \\ \Delta L_n - \text{Líneas conectadas al nodo } n \end{cases}$

Resolución del caso:

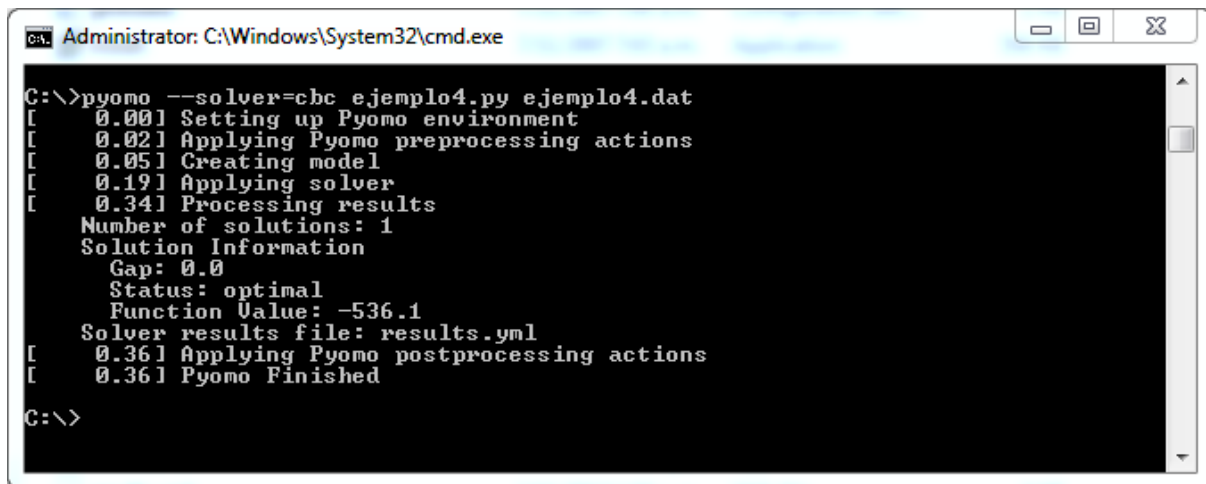
1. Mediante OpenSolver.

La tabla de implementación del modelo en OpenSolver quedaría como sigue:

2. Mediante PYOMO

Por claridad, no se incluye el código del modelo implementado en PYOMO en este apartado. Se procede a exponer los resultados obtenidos tras la ejecución del optimizador.

Por otra parte, dado que se usa el mismo módulo solver en ambos casos (CBC), la solución en ambos casos, es decir para OpenSolver y para PYOMO, deberá ser la misma.



```
C:\>pyomo --solver=cbc ejemplo4.py ejemplo4.dat
[ 0.00] Setting up Pyomo environment
[ 0.02] Applying Pyomo preprocessing actions
[ 0.05] Creating model
[ 0.19] Applying solver
[ 0.34] Processing results
Number of solutions: 1
Solution Information
  Gap: 0.0
  Status: optimal
  Function Value: -536.1
  Solver results file: results.yml
[ 0.36] Applying Pyomo postprocessing actions
[ 0.36] Pyomo Finished
C:\>
```

Fig. 15 – Terminal con datos tras ejecutar PYOMO

Analizando los datos de salida de PYOMO, vemos que la solución obtenida coincide con la de OpenSolver. El valor de las variables en para ese punto es el mismo. Sin embargo, el resultado de la función objetivo es algo diverso. La explicación a esta diferencia decimal estriba en la precisión y tratamiento de los números flotantes.

Aunque es el solver CBC el que realiza los cálculos, se debe tener en consideración que el modelo está desarrollado en otro lenguaje. Por tanto, los cálculos para la obtención de la función objetivos son tratados de forma diferente por Excel que por Python. Como cada software tiene diferentes reglas para el tratamiento de números flotantes, esto puede originar alguna divergencia menor en algunos cálculos. Sin embargo, dado que las variables son obtenidas por el mismo módulo solver, sus valores son idénticos en ambos casos.

Pasamos a exponer los resultados obtenidos en las siguientes tablas de resultados.

Tablas de resultados:

Producción aceptada:

	Solucion Periodo 1			
	G1			TOTAL
P_G (MW)	5	12	13	30
λ_G (€/MWh)	4	6	7	
	G2			TOTAL
	P_G (MW)	8	4	0
λ_G (€/MWh)	8	8.2	8.5	
	G3			TOTAL
	P_G (MW)	0	0	0
λ_G (€/MWh)	9	9.5	10	

	Solucion Periodo 2			
	G1			TOTAL
P_G (MW)	5	12	13	30
λ_G (€/MWh)	4	6	7	
	G2			TOTAL
	P_G (MW)	8	8	9
λ_G (€/MWh)	8	8.2	8.5	
	G3			TOTAL
	P_G (MW)	0	0	0
λ_G (€/MWh)	9	9.5	10	

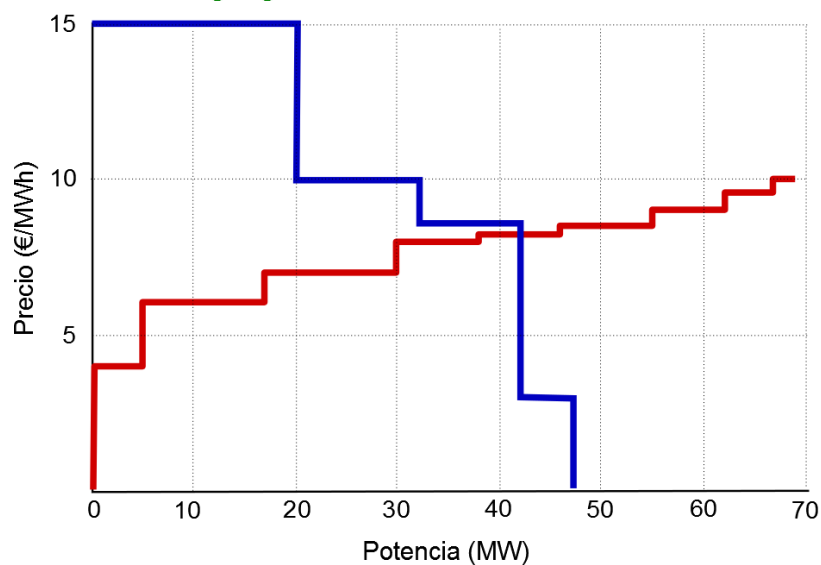
Demanda aceptada:

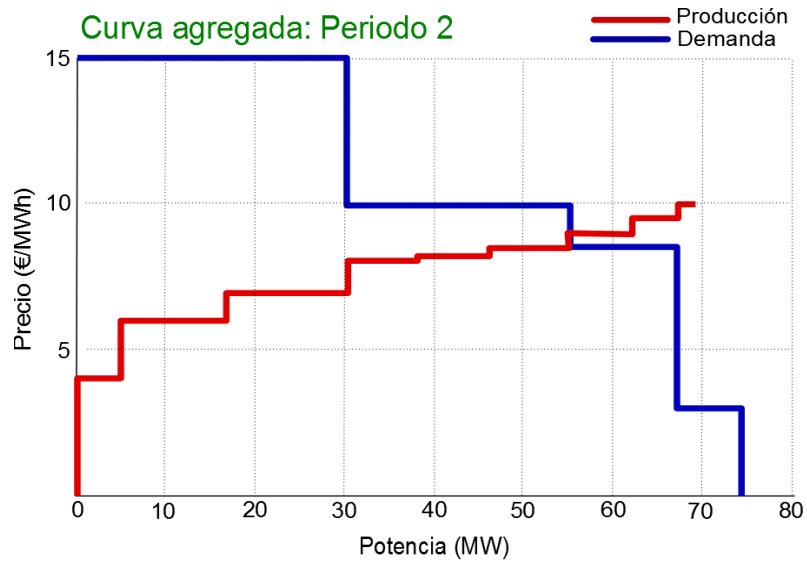
	Periodo 1				
	D1				TOTAL
P_D (MW)	20	12	10	0	42
λ_D (€/MWh)	15	10	8.5	3	

	Periodo 2				
	D1				TOTAL
P_D (MW)	30	25	0	0	55
λ_D (€/MWh)	15	10	8.5	3	

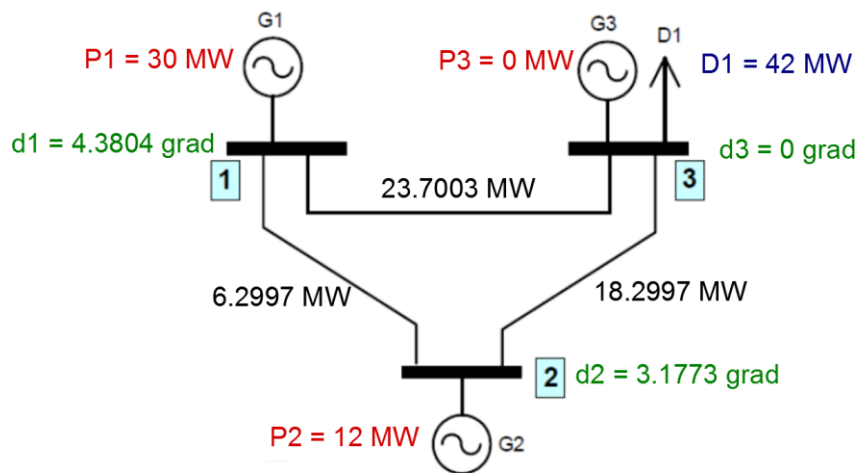
Curvas agregadas:

Curva agregada: Periodo 1

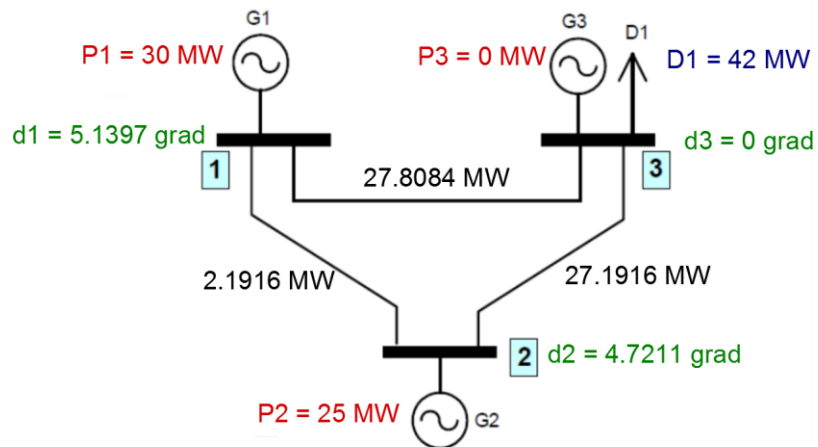




Red periodo 1:



Red periodo 2:



3. Conclusiones:

Tanto PYOMO como OpenSolver resultan ser buenas herramientas para modelar un problema de optimización de programación horaria que incluyan restricciones de la red eléctrica. Además el uso del solver CBC ha resultado satisfactorio, ofreciendo tiempos de computación bajos y obteniendo los mismos resultados. Por otra parte, la solución obtenida coincide con los resultados expuestos por el profesor A. Conejo en su trabajo.

Sin embargo una cuestión que pone en relieve este caso práctico es que para una red pequeña, con pocas unidades de generación y demanda y teniendo en consideración únicamente 2 periodos, el número de variables es 36.

Como podemos observar, la ventaja que OpenSolver aporta en cuanto a la posibilidad de visualizar los datos y restricciones de una manera sencilla, para un caso menor como este, empieza a mostrar algunos inconvenientes. Es de esperar por tanto que para una programación horaria de 24 periodos, el modelo en OpenSolver de una red similar resulte ingobernable.

Por tanto, una de las principales conclusiones de este caso práctico es el problema que OpenSolver presenta en el escalado de las dimensiones del problema. He aquí uno de las cuestiones más importantes en la elección de PYOMO como herramienta usada para la implementación de un caso real. El uso de modelos abstractos frente a los concretos, permite escalar de manera sencilla las dimensiones del problema.

Además, la separación de la definición del modelo de optimización respecto de los datos del problema, permite realizar variaciones del número de periodos de programación, de la ofertas de generación y de demanda, y de la propia fisionomía de la red eléctrica, de una manera sencilla y rápida.

Capítulo 6. Caso práctico: Red 24 Nudos IEEE

Una vez planteado el modelo de optimización matemática, procederemos a su aplicación a un caso práctico. Para ello se ha elegido el sistema eléctrico “IEEE 24-bus Reliability Test System” [41] [42], por ser un sistema de referencia en la literatura científica al respecto. Los datos correspondientes al sistema eléctrico pueden consultarse en los apéndices.

El problema de programación horaria con restricciones de red, definido en los capítulos anteriores, será resuelto en una simulación de entorno de mercado, es decir, con bloques de ofertas y demandas. Como resultado del proceso de optimización, se obtendrá una solución al proceso de casación del mercado.

En el proceso de resolución de las restricciones de la red será necesario establecer un nudo oscilante que será la referencia de fase para el resto del sistema. Por otra parte, por simplicidad, se trabajará con valores por unidad.

Analizaremos por tanto el caso de estudio IEEE 24-bus y una variación simulando una contingencia de la red disminuyendo la capacidad de una línea [15].

6.1. Red 24 Nudos IEEE

En este apartado se aplican al sistema IEEE de 24 nudos los dos modelos formulados en el capítulo precedente.

El sistema IEEE de 24 nudos consta de:

- 32 unidades de generación, de las cuales 2 centrales son nucleares de capacidad 400 MW. (UN400), 6 son centrales hidráulicas de potencia máxima 50 MW. (UH50) ubicadas en el mismo nudo de la red y el resto son centrales térmicas de distinto rango de potencias, ya sean de carbón (UT76, UT155 y UT350) o fuel (UT12, UT20, UT100 y UT197).
- la red de transporte que contiene 24 nudos conectados entre sí por 33 líneas y 5 transformadores con tomas de regulación.
- hay dos niveles de tensión: 138 y 230 kV,

- dos dispositivos de control de tensión: una reactancia en el nudo 6 y un compensador síncrono en el nudo 14.
- El nudo de referencia u oscilante es el número 13. Este nudo se encuentra ubicado en el centro del sistema.

Además, de los datos del sistema puede observarse que:

- Las rampas de subida y bajada de los generadores tienen idéntico valor.
- Los datos de la demanda horaria de potencia activa están dados en los nodos de la red.

Por último, se supone que la demanda de potencia activa es un valor estable y de alguna forma determinista. Para este caso, los datos de la demanda son fijos; es decir, no existen varios bloques de energía-precio para los nodos de demanda la red.

Sin embargo, el modelo implementado permite tener varios bloques de demanda por nudo. Por este motivo y como ejemplo alternativo, se contemplará esta posibilidad como una variante a este caso.

6.1.1. Datos del sistema IEEE de 24 Nudos:

El sistema IEE de 24 nudos está representado por la siguiente figura [3] [41] [42]. La potencia base de cálculo es de 100 MVA.

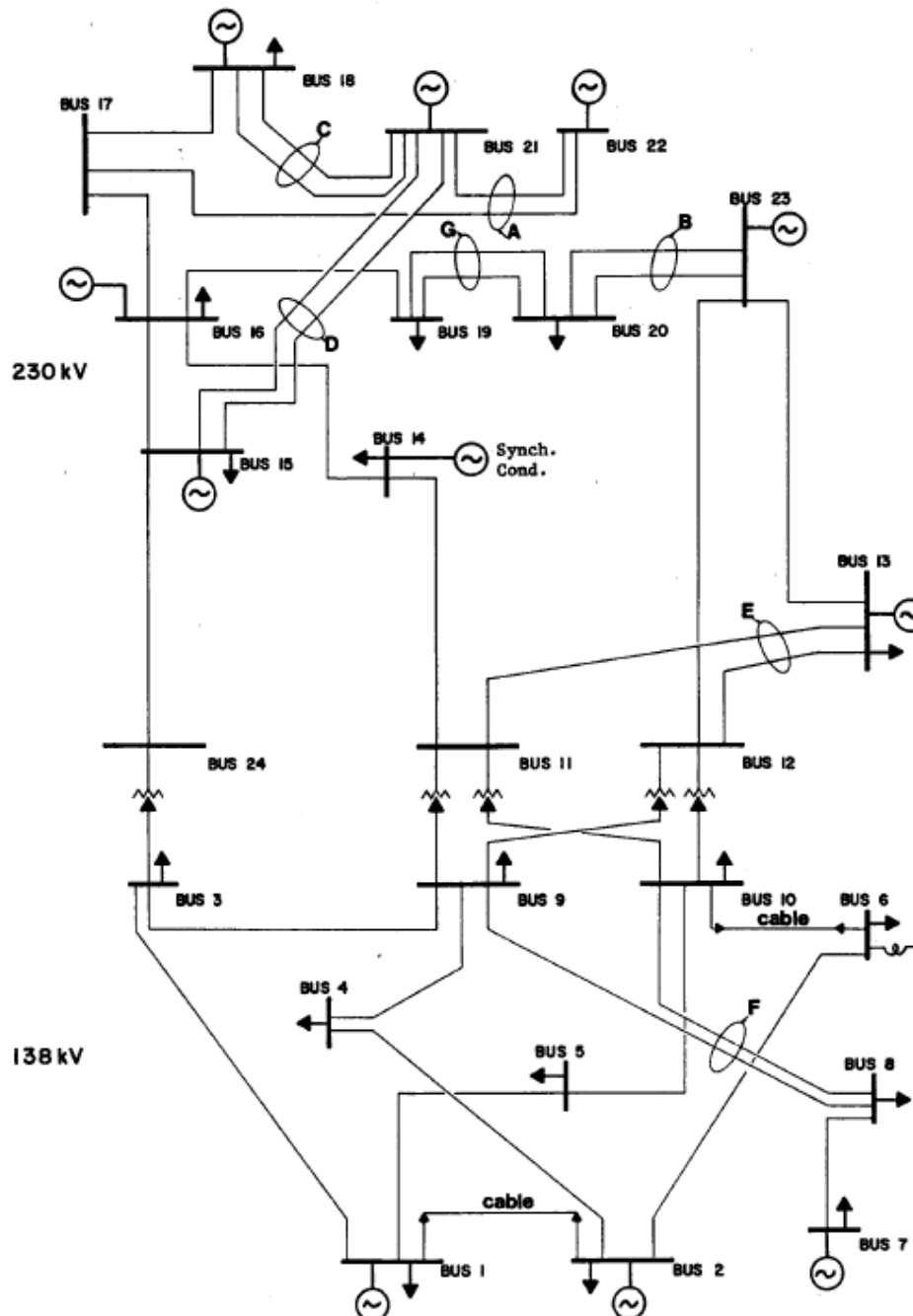


Fig. 16 – Red 24 Nudos IEEE

Características de las líneas:

Línea (n-m)	Número Tipo	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Pmax (pu)	
N1-N2	L1	0	0.0026	0.0139	0.4611	1.9300
N1-N3	L2	0	0.0546	0.2112	0.0572	2.0800
N1-N5	L3	0	0.0218	0.0845	0.0229	2.0800
N2-N4	L4	0	0.0328	0.1267	0.0343	2.0800
N2-N6	L5	0	0.0497	0.1920	0.0520	2.0800
N3-N9	L6	0	0.0308	0.1190	0.0322	2.0800
N3-N24	L7	1	0.0023	0.0839	0.0000	5.1000
N4-N9	L8	0	0.0268	0.1037	0.0281	2.0800
N5-N10	L9	0	0.0228	0.0883	0.0239	2.0800
N6-N10	L10	0	0.0139	0.0605	2.4590	1.9300
N7-N8	L11	0	0.0159	0.0614	0.0166	2.0800
N8-N9	L12	0	0.0427	0.1651	0.0447	2.0800
N8-N10	L13	0	0.0427	0.1651	0.0447	2.0800
N9-N11	L14	1	0.0023	0.0839	0.0000	5.1000
N9-N12	L15	1	0.0023	0.0839	0.0000	5.1000
N10-N11	L16	1	0.0023	0.0839	0.0000	5.1000
N10-N12	L17	1	0.0023	0.0839	0.0000	5.1000
N11-N13	L18	0	0.0061	0.0476	0.0999	6.0000
N11-N14	L19	0	0.0054	0.0418	0.0879	6.0000
N12-N13	L20	0	0.0061	0.0476	0.0999	6.0000
N12-N23	L21	0	0.0124	0.0966	0.2030	6.0000
N13-N23	L22	0	0.0111	0.0865	0.1818	6.0000
N14-N16	L23	0	0.0050	0.0389	0.0818	6.0000
N15-N16	L24	0	0.0022	0.0173	0.0364	6.0000
N15-N21	L25	0	0.0063	0.0490	0.1030	6.0000
N15-N24	L26	0	0.0067	0.0519	0.1091	6.0000
N16-N17	L27	0	0.0033	0.0259	0.0545	6.0000
N16-N19	L28	0	0.0030	0.0231	0.0485	6.0000
N17-N18	L29	0	0.0018	0.0144	0.0303	6.0000
N17-N22	L30	0	0.0135	0.1053	0.2212	6.0000
N18-N21	L31	0	0.0033	0.0259	0.0545	6.0000
N19-N20	L32	0	0.0051	0.0396	0.0833	6.0000
N20-N19	L33	0	0.0051	0.0396	0.0833	6.0000
N20-N23	L34	0	0.0028	0.0216	0.0455	6.0000
N21-N15	L35	0	0.0063	0.0490	0.1030	6.0000
N21-N18	L36	0	0.0033	0.0259	0.0545	6.0000
N21-N22	L37	0	0.0087	0.0678	0.1424	6.0000
N23-N20	L38	0	0.0028	0.0216	0.0455	6.0000

Características de los nudos:

Nudo	Tipo	PDn	QDn	Gj	Bj	Área	Vbase
		(MW)	(MVAR)	(pu)	(pu)		(kV)
N1	PV	108	22	0	0	1	138
N2	PV	97	20	0	0	1	138
N3	PQ	180	37	0	0	1	138
N4	PQ	74	15	0	0	1	138
N5	PQ	71	14	0	0	1	138
N6	PQ	136	28	0	-1	1	138
N7	PV	125	25	0	0	1	138
N8	PQ	171	35	0	0	1	138
N9	PQ	175	36	0	0	1	138
N10	PQ	195	40	0	0	1	138
N11	PQ	0	0	0	0	1	230
N12	PQ	0	0	0	0	1	230
N13	Oscilante	265	54	0	0	2	230
N14	PV	194	39	0	0	2	230
N15	PV	317	64	0	0	2	230
N16	PV	100	20	0	0	2	230
N17	PQ	0	0	0	0	2	230
N18	PV	333	68	0	0	2	230
N19	PQ	181	37	0	0	2	230
N20	PQ	128	26	0	0	2	230
N21	PV	0	0	0	0	2	230
N22	PV	0	0	0	0	2	230
N23	PV	0	0	0	0	2	230
N24	PQ	0	0	0	0	2	230

Datos de los transformadores:

TRANSFORMADORES				
Línea (n-m)	Número	RT0 (pu)	RTmin (pu)	RTmax (pu)
N3-N24	L7	1	0.9	1.1
N9-N11	L14	1	0.9	1.1
N9-N12	L15	1	0.9	1.1
N10-N11	L16	1	0.9	1.1
N10-N12	L17	1	0.9	1.1

Demanda horaria de Potencia Activa (MW) (1/2)

Nudo	Periodo(h)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N1	72	68	65	64	64	65	80	93	103	104	104	103
N2	65	61	58	57	57	58	72	83	92	93	93	92
N3	121	113	108	106	106	108	133	155	171	173	173	171
N4	50	47	44	44	44	44	55	64	70	71	71	70
N5	48	45	42.5	42	42	42.5	52.5	61	67.5	68	68	67.5
N6	91	86	81.5	80	80	81.5	101	117	129	130.5	130.5	129
N7	84	79	49	74	74	49	92.5	107.5	119	120	120	119
N8	115	108	103	101	101	103	127	147	162.5	164	164	162.5
N9	117	110	105	103	103	105	130	150.5	166	168	168	166
N10	131	123	117	115	115	117	144	168	185	187	187	185
N13	178	167	159	156	156	159	196	228	252	254	254	252
N14	130	122	116	114	114	116	144	167	184	177	177	184
N15	212	200	190	187	187	190	235	273	301	304	304	301
N16	67	63	60	59	59	60	74	86	95	96	96	95
N18	223	210	200	196	196	200	246	286	316	320	320	316
N19	121	114	109	107	107	109	134	156	172	174	174	172
N20	86	81	77	75.5	75.5	77	95	110	122	123	123	122

Nudo	Periodo(h)											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
N1	103	103	100.5	101.5	107	108	108	104	98	90	79	68
N2	92	92	90	91	96	97	97	93	88	80.5	71	61
N3	171	171	167	169	178	180	180	173	164	149.4	131	113
N4	70	70	69	70	73	74	74	71	67	61.4	54	47
N5	67.5	67.5	66	67	70	71	71	68	65	59	52	45
N6	129	129	126.5	128	135	136	136	130.5	124	113	99	86
N7	119	119	116	117.5	124	125	125	120	114	104	91	79
N8	162.5	162.5	159	161	169	171	171	164	156	142	125	108
N9	166	166	163	164.5	173	175	175	168	159	145	128	110
N10	185	185	181	183	193	195	195	187	177.5	162	142	123
N13	252	252	246.5	249	262	265	265	254	241	220	193.5	167
N14	184	184	180.5	182	192	194	194	177	176.5	162	142	122
N15	301	301	295	298	314	317	317	304	288.5	263	231.5	200
N16	95	95	93	94	99	100	100	96	91	83	73	63
N18	316	316	310	313	330	333	333	320	303	276.4	243	210
N19	172	172	168	170	179	181	181	174	165	150	132	114
N20	122	122	119	120	127	128	128	123	116.5	106	93.5	81

Precios nodales de demanda:

Nudo	Periodo(h)											
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12
N1	14.06	13.85	13.19	13.09	13.09	13.19	15.15	18.76	24.12	24.16	24.16	24.12
N2	14.06	13.86	13.20	13.11	13.11	13.20	15.17	18.79	24.13	24.18	24.18	24.13
N3	13.43	13.12	12.53	12.36	12.36	12.53	14.56	17.84	23.51	23.55	23.55	23.51
N4	14.08	13.80	13.15	13.02	13.02	13.15	15.26	18.75	24.44	24.48	24.48	24.44
N5	14.09	13.82	13.16	13.03	13.03	13.16	15.25	18.72	24.39	24.43	24.43	24.39
N6	14.09	13.79	13.15	13.30	13.30	13.15	15.30	20.20	24.55	24.58	24.58	24.55
N7	14.46	14.09	13.41	13.26	13.26	13.41	15.78	19.36	25.63	25.67	25.67	25.63
N8	14.46	14.09	13.41	13.25	13.25	13.41	15.77	19.36	25.62	25.66	25.66	25.62
N9	13.75	13.44	12.83	12.64	12.64	12.83	14.92	18.15	23.86	23.88	23.88	23.86
N10	13.83	13.53	12.90	12.71	12.71	12.90	15.01	18.16	24.00	24.02	24.02	24.00
N13	13.67	13.37	12.77	12.57	12.57	12.77	14.82	17.90	23.41	23.41	23.41	23.41
N14	13.43	13.12	12.55	12.35	12.35	12.55	14.56	17.67	23.37	23.38	23.38	23.37
N15	12.94	12.64	12.11	11.92	11.92	12.11	14.00	17.00	22.54	22.58	22.58	22.54
N16	13.01	12.71	12.18	11.99	11.99	12.18	14.08	17.07	22.62	22.65	22.65	22.62
N18	12.63	12.33	11.81	11.63	11.63	11.81	13.68	16.63	22.07	22.10	22.10	22.07
N19	13.14	12.86	12.31	12.12	12.12	12.31	14.20	17.17	22.72	22.74	22.74	22.72
N20	13.18	12.91	12.36	12.17	12.17	12.36	14.23	17.13	22.63	22.65	22.65	22.63

Nudo	Periodo(h)											
	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24
N1	24.12	24.12	24.01	24.07	25.94	25.99	25.99	24.16	23.91	18.81	14.53	13.85
N2	24.13	24.13	24.03	24.08	25.95	26.01	26.01	24.18	23.93	18.83	14.54	13.86
N3	23.51	23.51	23.41	23.46	25.60	25.65	25.65	23.55	23.31	17.92	13.97	13.12
N4	24.44	24.44	24.36	24.40	26.48	26.53	26.53	24.48	24.26	18.85	14.63	13.80
N5	24.39	24.39	24.30	24.35	26.39	26.44	26.44	24.43	24.22	18.84	14.62	13.82
N6	24.55	24.55	24.47	24.51	26.66	26.71	26.71	24.58	24.40	19.92	14.67	13.79
N7	25.63	25.63	25.53	25.58	27.97	28.03	28.03	25.67	25.43	19.52	15.12	14.09
N8	25.62	25.62	25.52	25.58	27.97	28.03	28.03	25.66	25.43	19.52	15.12	14.09
N9	23.86	23.86	23.80	23.83	25.97	26.00	26.00	23.88	23.75	18.30	14.32	13.44
N10	24.00	24.00	23.94	23.97	26.11	26.14	26.14	24.02	23.89	18.35	14.40	13.53
N13	23.41	23.41	23.41	23.41	25.46	25.46	25.46	23.41	23.41	18.10	14.23	13.37
N14	23.37	23.37	23.30	23.33	25.47	25.51	25.51	23.38	23.23	17.80	13.98	13.12
N15	22.54	22.54	22.46	22.50	24.60	24.64	24.64	22.58	22.37	17.10	13.44	12.64
N16	22.62	22.62	22.54	22.58	24.67	24.72	24.72	22.65	22.46	17.18	13.52	12.71
N18	22.07	22.07	21.98	22.02	24.09	24.14	24.14	22.10	21.89	16.73	13.14	12.33
N19	22.72	22.72	22.65	22.68	24.77	24.81	24.81	22.74	22.58	17.28	13.65	12.86
N20	22.63	22.63	22.57	22.60	24.66	24.70	24.70	22.65	22.51	17.26	13.67	12.91

Características de las unidades de generación:

Nudo	Unidad	Tipo	Pmin (pu)	Pmax (pu)	Qmin (pu)	Qmax (pu)	Vsn (pu)	P0 (pu)	URi (MW/mir)	DRi (MW/min)
N1	G1	UT20	0.158	0.200	0.000	0.100	1.035	0.000	3.000	3.000
N1	G2	UT20	0.158	0.200	0.000	0.100	1.035	0.000	3.000	3.000
N1	G3	UT76	0.152	0.760	-0.250	0.300	1.035	0.380	2.000	2.000
N1	G4	UT76	0.152	0.760	-0.250	0.300	1.035	0.380	2.000	2.000
N2	G5	UT20	0.158	0.200	0.000	0.100	1.035	0.000	3.000	3.000
N2	G6	UT20	0.158	0.200	0.000	0.100	1.035	0.000	3.000	3.000
N2	G7	UT76	0.152	0.760	-0.250	0.300	1.035	0.380	2.000	2.000
N2	G8	UT76	0.152	0.760	-0.250	0.300	1.035	0.380	2.000	2.000
N7	G9	UT100	0.250	1.000	0.000	0.600	1.025	0.250	7.000	7.000
N7	G10	UT100	0.250	1.000	0.000	0.600	1.025	0.000	7.000	7.000
N7	G11	UT100	0.250	1.000	0.000	0.600	1.025	0.000	7.000	7.000
N13	G12	UT197	0.690	1.970	0.000	0.800	1.020	0.690	3.000	3.000
N13	G13	UT197	0.690	1.970	0.000	0.800	1.020	0.000	3.000	3.000
N13	G14	UT197	0.690	1.970	0.000	0.800	1.020	0.000	3.000	3.000
N14	G15	Sync	0.000	0.000	-0.500	2.000	0.980	0.000	0.000	0.000
N15	G16	UT12	0.024	0.120	0.000	0.060	1.014	0.000	1.000	1.000
N15	G17	UT12	0.024	0.120	0.000	0.060	1.014	0.000	1.000	1.000
N15	G18	UT12	0.024	0.120	0.000	0.060	1.014	0.000	1.000	1.000
N15	G19	UT12	0.024	0.120	0.000	0.060	1.014	0.000	1.000	1.000
N15	G20	UT12	0.024	0.120	0.000	0.060	1.014	0.000	1.000	1.000
N15	G21	UT155	0.542	1.550	-0.500	0.800	1.014	1.240	3.000	3.000
N16	G22	UT155	0.542	1.550	-0.500	0.800	1.017	1.550	3.000	3.000
N18	G23	UN400	1.000	4.000	-0.500	2.000	1.050	4.000	20.000	20.000
N21	G24	UN400	1.000	4.000	-0.500	2.000	1.050	4.000	20.000	20.000
N22	G25	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N22	G26	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N22	G27	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N22	G28	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N22	G29	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N22	G30	UH50	0.000	0.500	-0.100	0.160	1.050	0.500	0.000	0.000
N23	G31	UT155	0.542	1.550	-0.500	0.800	1.050	1.240	3.000	3.000
N23	G32	UT155	0.542	1.550	-0.500	0.800	1.050	1.550	3.000	3.000
N23	G33	UT350	1.400	3.500	-0.250	1.500	1.050	2.800	4.000	4.000

Tabla de ofertas de bloques precio-energía de los generadores:

Unidad	Precio(E/MWh)				Energía(puMWh)			
	p ²	p ²	p ²	p ²	Pmax	Pmax	Pmax	Pmax
	t _i ;1	t _i ;2	t _i ;3	t _i ;4	t _i ;1	t _i ;2	t _i ;3	t _i ;4
G1	45.189	89.316	95.022	96.777	0.158	0.002	0.038	0.002
G2	45.189	89.316	95.022	96.777	0.158	0.002	0.038	0.002
G3	12.294	14.061	18.878	25.479	0.152	0.228	0.228	0.152
G4	12.294	14.061	18.878	25.479	0.152	0.228	0.228	0.152
G5	45.189	89.316	95.022	96.777	0.158	0.002	0.038	0.002
G6	45.189	89.316	95.022	96.777	0.158	0.002	0.038	0.002
G7	12.294	14.061	18.878	25.479	0.152	0.228	0.228	0.152
G8	12.294	14.061	18.878	25.479	0.152	0.228	0.228	0.152
G9	21.215	25.269	26.922	29.900	0.250	0.300	0.250	0.200
G10	21.215	25.269	26.922	29.900	0.250	0.300	0.250	0.200
G11	21.215	25.269	26.922	29.900	0.250	0.300	0.250	0.200
G12	21.878	23.413	25.457	27.295	0.690	0.492	0.394	0.394
G13	21.878	23.413	25.457	27.295	0.690	0.492	0.394	0.394
G14	21.878	23.413	25.457	27.295	0.690	0.492	0.394	0.394
G15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
G16	23.991	26.963	34.937	47.645	0.024	0.036	0.036	0.024
G17	23.991	26.963	34.937	47.645	0.024	0.036	0.036	0.024
G18	23.991	26.963	34.937	47.645	0.024	0.036	0.036	0.024
G19	23.991	26.963	34.937	47.645	0.024	0.036	0.036	0.024
G20	23.991	26.963	34.937	47.645	0.024	0.036	0.036	0.024
G21	10.713	12.179	13.438	15.032	0.542	0.388	0.310	0.310
G22	10.713	12.179	13.438	15.032	0.542	0.388	0.310	0.310
G23	5.449	5.673	5.995	6.434	1.000	1.000	1.200	0.800
G24	5.449	5.673	5.995	6.434	1.000	1.000	1.200	0.800
G25	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G26	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G27	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G28	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G29	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G30	0.010	0.100	0.100	0.100	0.000	0.150	0.150	0.200
G31	10.713	12.179	13.438	15.032	0.542	0.388	0.310	0.310
G32	10.713	12.179	13.438	15.032	0.542	0.388	0.310	0.310
G33	11.624	12.918	14.196	15.531	1.400	0.875	0.525	0.700

Potencia generada en cada hora (periodo) por cada unidad de generación y bloque ofertado:

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
1					0.15	0.15			0.15	0.15								
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2																	
	B3																	
2	B4																	
	B1																	
	B2																	
	B3																	
3	B4																	
	B1																	
	B2																	
	B3																	
4	B4																	
	B1																	
	B2																	
	B3																	
5	B4																	
	B1																	
	B2																	
	B3																	
6	B4																	
	B1																	
	B2																	
	B3																	
7	B4																	
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2																	
	B3																	
8	B4																	
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3																	
9	B4																	
	B1				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
10	B4																	
	B1				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
11	B4																	
	B1				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN															POT.TOTAL	
		G18	G19	G20	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28	G29	G30	G31	G32		G33
1					0.93	0.93	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	19.06
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.33
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
2					0.84	0.54	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	17.97
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	5.57
	B2				0.30		1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.85
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
3							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
4							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
5							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
6							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
7					1.24	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	19.68
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.33
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.07
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.11
8					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	21.21
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.07
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.73
9					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.73
10					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.73
11					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20			0.31	3.73

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
12				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
13				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
14				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
15				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
16				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
17				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
18				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
19				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
20				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
21				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
22				0.38	0.38			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
23				0.15	0.15			0.15	0.15									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2																	
	B3																	
24																		
	B1																	
	B2																	
	B3																	

6.1.3. Resultados del proceso de casación con restricciones de Red:

Potencia en nodos de demanda aceptada:

PERIODO	NODOS DE DEMANDA																	POT TOTAL
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9	D10	D11	D12	D13	D14	D15	D16	D17	
1	0.7200	0.5033	1.2100	0.5000	0.4800	0.9100	0.6905	1.1500	1.1700	1.3100	1.7800	1.3000	2.1200	0.6700	2.2300	1.2100	0.8600	18.8138
2	0.6800	0.4954	1.1300	0.4700	0.4500	0.8600	0.6900	1.0800	1.1000	1.2300	1.6700	1.2200	2.0000	0.6300	2.1000	1.1400	0.8100	17.7554
3	0.5176	0.5657	1.0800	0.4400	0.4250	0.8150	0.4900	1.0300	1.0500	1.1700	1.5900	1.1600	1.9000	0.6000	2.0000	1.0900	0.7700	16.6932
4	0.6400	0.4913	1.0600	0.4400	0.4200	0.8000	0.6116	1.0100	1.0300	1.1500	1.5600	1.1400	1.8700	0.5900	1.9521	1.0700	0.7550	16.5900
5	0.6400	0.4913	1.0600	0.4400	0.4200	0.8000	0.6116	1.0100	1.0300	1.1500	1.5600	1.1400	1.8700	0.5900	1.9521	1.0700	0.7550	16.5900
6	0.5176	0.5657	1.0800	0.4400	0.4250	0.8150	0.4900	1.0300	1.0500	1.1700	1.5900	1.1600	1.9000	0.6000	2.0000	1.0900	0.7700	16.6932
7	0.8000	0.6758	1.3300	0.5500	0.5250	1.0100	0.7547	1.2700	1.3000	1.4400	1.9600	1.4400	2.3500	0.7400	1.6985	1.3400	0.9500	20.1340
8	0.9300	0.3060	1.5500	0.6400	0.6100	1.1700	0.7454	1.4700	1.2453	1.6800	2.2800	1.6700	2.7300	0.8600	0.6633	1.5600	1.1000	21.2100
9	0.8353	0.6129	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.8500	2.5200	1.8400	3.0100	0.9500	1.5337	1.7200	1.2200	24.9420
10	0.8360	0.5849	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.8700	2.5400	1.7700	3.0400	0.9600	1.4262	1.7400	1.2300	24.9420
11	0.8360	0.5849	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.8700	2.5400	1.7700	3.0400	0.9600	1.4262	1.7400	1.2300	24.9420
12	0.8353	0.6129	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.8500	2.5200	1.8400	3.0100	0.9500	1.5337	1.7200	1.2200	24.9420
13	0.8353	0.6129	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.8500	2.5200	1.8400	3.0100	0.9500	1.5337	1.7200	1.2200	24.9420
14	0.8353	0.6129	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.8500	2.5200	1.8400	3.0100	0.9500	1.5337	1.7200	1.2200	24.9420
15	0.8329	0.6786	1.6700	0.6900	0.6600	1.2650	1.1600	1.5900	1.6300	1.8100	2.4650	1.8050	2.9500	0.9300	1.9355	1.6800	1.1900	24.9420
16	0.8333	0.6417	1.6900	0.7000	0.6700	1.2800	1.1750	1.6100	1.6450	1.8300	2.4900	1.8200	2.9800	0.9400	1.7369	1.7000	1.2000	24.9420
17	1.0700	0.9600	1.7800	0.7300	0.7000	1.3500	1.2400	1.6900	1.7300	1.9300	2.6200	1.9200	3.1400	0.9900	1.8533	1.7900	1.2700	26.7633
18	1.0800	0.9700	1.8000	0.7400	0.7100	1.3600	1.2500	1.7100	1.7500	1.9500	2.6500	1.9400	3.1700	1.0000	1.6524	1.8100	1.2800	26.8224
19	1.0800	0.9700	1.8000	0.7400	0.7100	1.3600	1.2500	1.7100	1.7500	1.9500	2.6500	1.9400	3.1700	1.0000	1.6524	1.8100	1.2800	26.8224
20	0.8360	0.5849	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.8700	2.5400	1.7700	3.0400	0.9600	1.4262	1.7400	1.2300	24.9420
21	0.8445	0.7505	1.6400	0.6700	0.6500	1.2400	1.1400	1.5600	1.5900	1.7750	2.4100	1.7650	2.8850	0.9100	2.2970	1.6500	1.1650	24.9420
22	0.9000	0.3359	1.4940	0.6140	0.5900	1.1300	0.7045	1.4200	1.4500	1.6200	2.2000	1.6200	2.6300	0.8300	1.1116	1.5000	1.0600	21.2100
23	0.7900	0.7100	1.3100	0.5400	0.5200	0.9900	0.7322	1.2500	1.2800	1.4200	1.9350	1.4200	2.3150	0.7300	1.2858	1.3200	0.9350	19.4829
24	0.6800	0.4954	1.1300	0.4700	0.4500	0.8600	0.6900	1.0800	1.1000	1.2300	1.6700	1.2200	2.0000	0.6300	2.1000	1.1400	0.8100	17.7554
																		532.7562

Unidades de generación en funcionamiento por cada hora:

PERIODO	UNIDADES DE GENERACIÓN																	TOTAL UNIDADES											
	G3	G4	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G16	G17	G18	G19	G20	G21	G22		G23	G24	G25	G26	G27	G28	G29	G30	G31	G32	G33
1	1		1	1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
2				1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
3			1															1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
4																		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11
5																		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11
6	1			1														1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	13
7	1	1	1	1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
8	1	1	1	1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	28
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	28
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	28
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
22	1	1	1	1	1											1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
23	1	1	1	1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
24			1													1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14

Potencia generada en cada hora (periodo) por cada unidad de generación y bloque ofertado:

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
1				0.15				0.15	0.15									
	B1			0.15				0.15	0.15									
	B2																	
	B3																	
	B4																	
2									0.15									
	B1								0.15									
	B2																	
	B3																	
	B4																	
3				0.15				0.15										
	B1			0.15				0.15										
	B2																	
	B3																	
	B4																	
4	B1																	
	B2																	
	B3																	
	B4																	
	B4																	
5	B1																	
	B2																	
	B3																	
	B4																	
	B4																	
6				0.15				0.15										
	B1			0.15				0.15										
	B2																	
	B3																	
	B4																	
7				0.15	0.15			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2							0.23	0.23									
	B3																	
	B4																	
8				0.38	0.38			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3																	
	B4																	
9				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
10				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
11				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN															POT. TOTAL		
		G18	G19	G20	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28	G29	G30	G31	G32		G33	
1					0.84	0.93	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	18.81	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.02	
	B2				0.30	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.23
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.11
2					0.54	0.54	4.00	3.93	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	17.76	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	5.72	
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.73	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.04	
3							4.00	3.80	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.69	
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.79	
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.60	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	2.91	
4							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59	
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48	
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.11	
5							4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.59	
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48	
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.11	
6							4.00	3.80	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.69	
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.79	
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.60	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	2.91	
7					1.24	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	20.13	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18	
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.78
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.07
	B4				0.80	0.80	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.11	
8					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	21.21	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18	
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.07
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.73	
9					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00	
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.73	
10					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00	
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.73	
11					1.55	1.55	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.94	
	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00	
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.31	0.31	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.31	0.31	3.73	

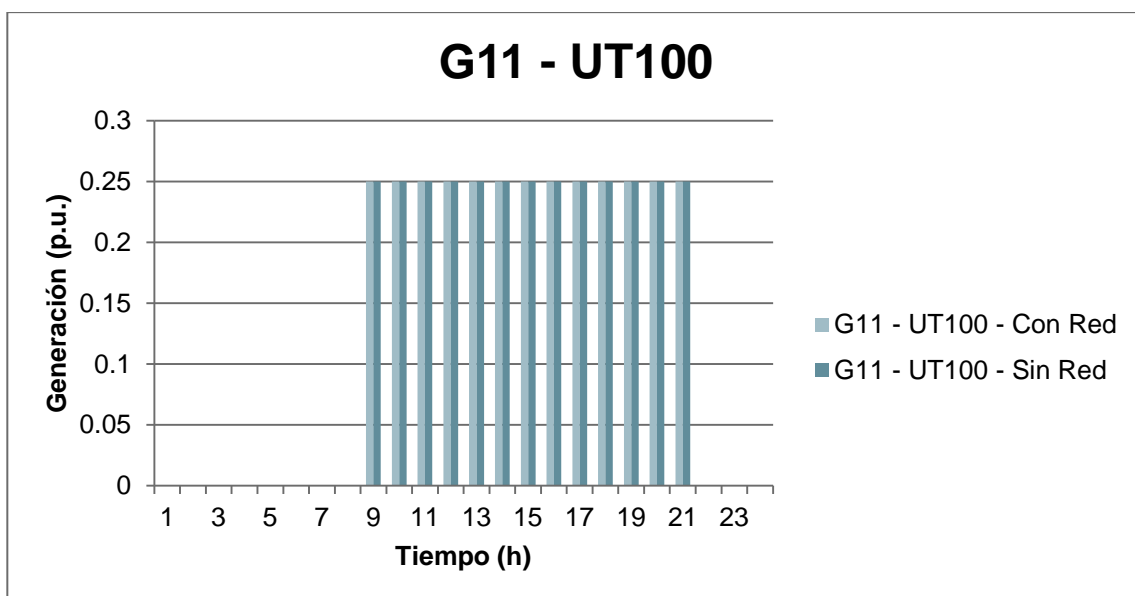
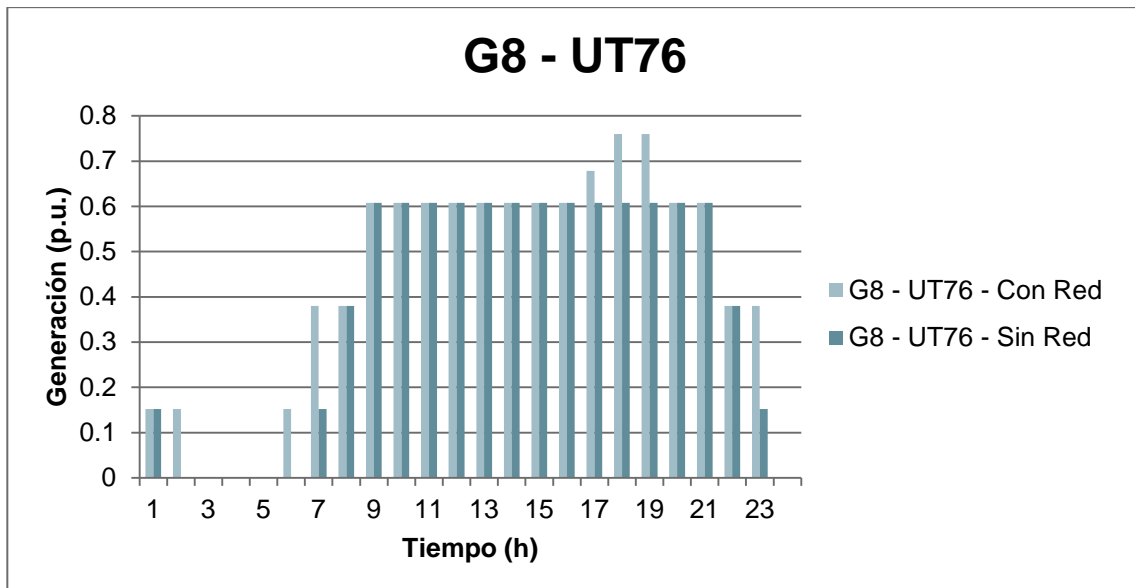
CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

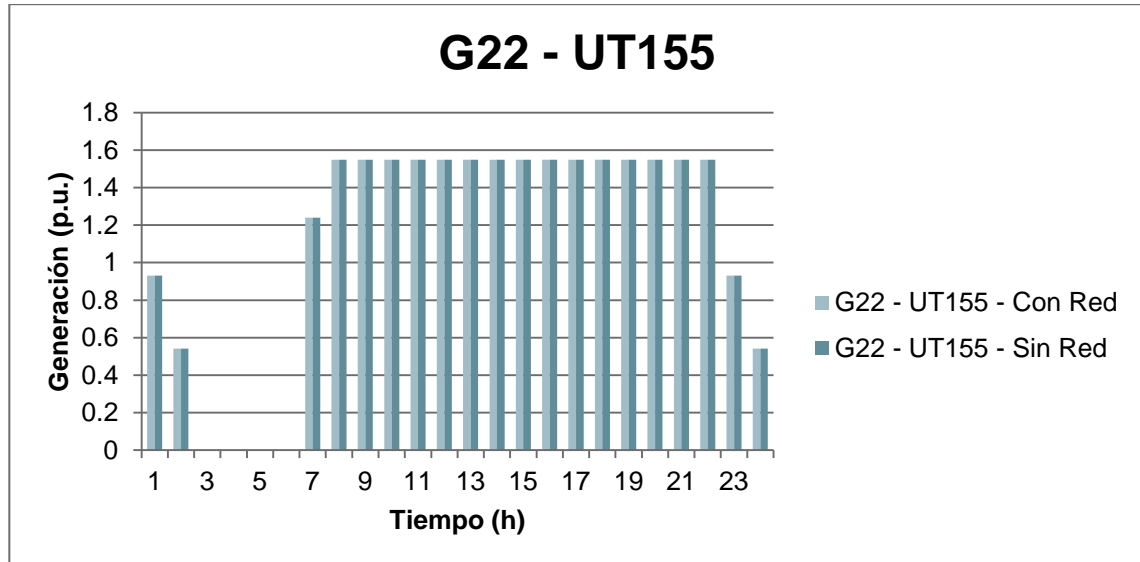
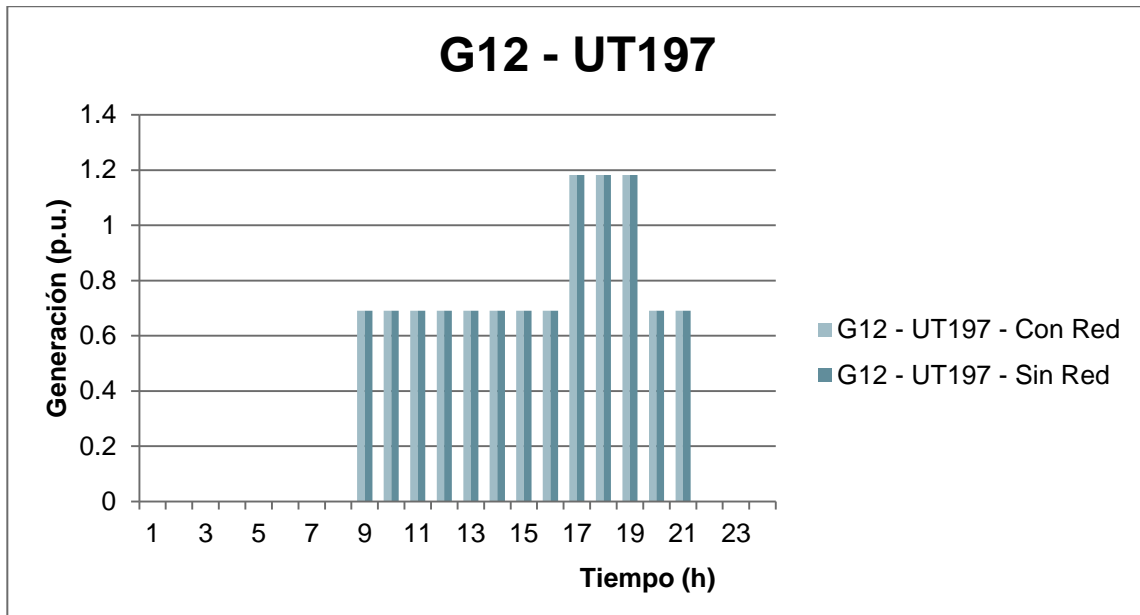
PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
12				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
13				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
14				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
15				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
16				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
17				0.61	0.61			0.76	0.68	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23		0.00		0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4							0.15	0.07									
18				0.61	0.62			0.73	0.76	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4				0.01			0.12	0.15									
19				0.61	0.62			0.73	0.76	0.25	0.25	0.25	1.18	1.18	1.18		0.02	0.02
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		0.02	0.02
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23				0.49	0.49	0.49			
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4				0.01			0.12	0.15									
20				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
21				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
22				0.38	0.38			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3																	
	B4																	
23				0.15	0.15			0.35	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2							0.20	0.23									
	B3																	
	B4																	
24								0.15										
	B1							0.15										
	B2																	
	B3																	
	B4																	

6.1.4. Conclusiones

Algunas observaciones pueden realizarse a la vista de los datos obtenidos. En primer lugar, el dato más evidente es el uso gradual de unidades de generación con mayor coste según el aumento de la demanda de energía. De esta forma puede verse como la distribución del número de unidades que entran en funcionamiento en las horas de mayor consumo es mayor.

Mostramos a continuación unas tablas comparativas de ambos casos de algunas unidades de producción, según el tipo de generador. En estas se compara la generación en por unidad por cada hora, para cada caso estudiado; es decir el que contempla las restricciones de la red (Con Red) y el que no (Sin Red).





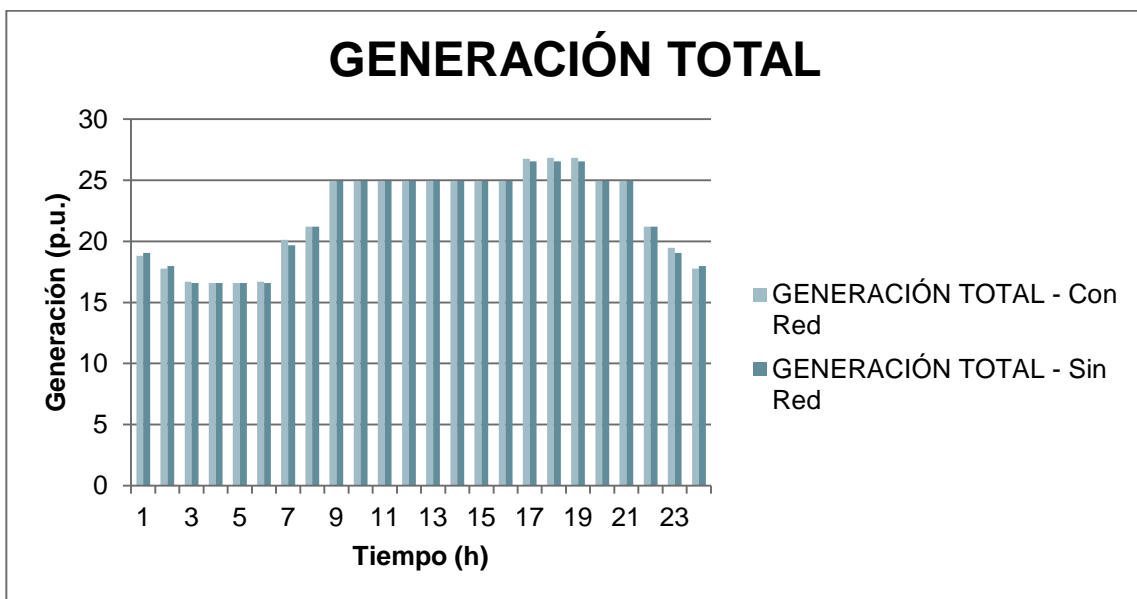
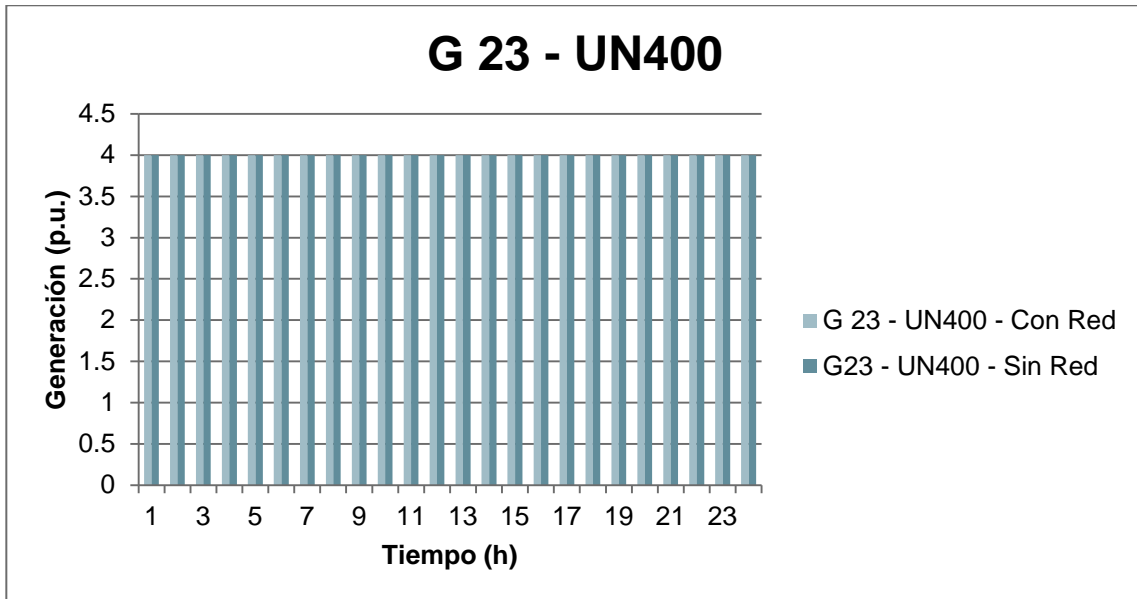


Fig. 18 – Comparación de producción horaria para algunas unidades de generacion

Podemos ver como las unidades correspondientes a centrales nucleares UN400 (G23 y G24), así como las unidades hidráulicas UH50 (G25, G26, G27, G28, G29 y G30), por tener los precios más bajos, están siempre conectados.

Algo similar ocurre con las unidades térmicas con menores precios, como UT100, UT 197 y UT 155.

Sin embargo las diferencias entre ambos perfiles de generación pueden observarse en los generadores térmicos tipo UT76 o UT12. Estos son generadores con mayores precios y por

tanto una casación menos restrictiva intentará hacer el menos uso posible de ellos, mientras que una casación más restrictiva se verá obligada a utilizarlos.

Por otra parte, existen unidades de generación que nunca entran en funcionamiento. Este es el caso de G1, G2, G5 y G6, generadores térmicos de fuel tipo UT20 cuyos precios de generación corresponden a los valores más altos de la tabla.

Una primera evaluación de los resultados nos permite ver como el algoritmo busca las soluciones que ofrecen satisfacer la demanda con el menor coste posible. Sin embargo es importante puntualizar que el objetivo del algoritmo no es satisfacer toda la demanda al menor precio posible, sino maximizar el beneficio social.

En el caso en el que quisiéramos satisfacer toda la demanda, podríamos estar penalizando el precio final de la subasta por bloques de demanda que requerirían bloques de oferta con precios demasiado caros. Por tanto, como se ha visto en anteriores capítulos, será necesario acudir a una segunda subasta en la que entre el resto de demanda no satisfecha, que previsiblemente tendrá un precio mayor que en esta primera subasta. Este proceso permite que la mayor parte de la demanda obtenga el mejor precio posible.

Si comparamos los datos entre la optimización sin restricciones de red y la optimización con restricciones, el primer dato que vemos es que el número de generadores que entran en funcionamiento es mayor cuando las restricciones de red son aplicadas. Parece lógico pensar que al ser este un caso más restrictivo, su solución requerirá de una mejor distribución de la generación eléctrica en función de las características de la red. Esto conllevará un aumento del precio final de la subasta. Sin embargo, dado que esta solución cumplirá con los límites de capacidad de las líneas de transporte del sistema, no será necesario realizar posteriores ajustes a la subasta. Lo que se traducirá en un menor coste final y en un proceso de asignación más transparente.

6.2. Red 24 Nudos IEEE y una contingencia

6.2.1. Resultados del proceso de casación con restricciones de Red y una contingencia

En este caso la contingencia será artificialmente provocada disminuyendo la capacidad de una línea (L23: N14-N16) de 600 MW a 300 MW [15].

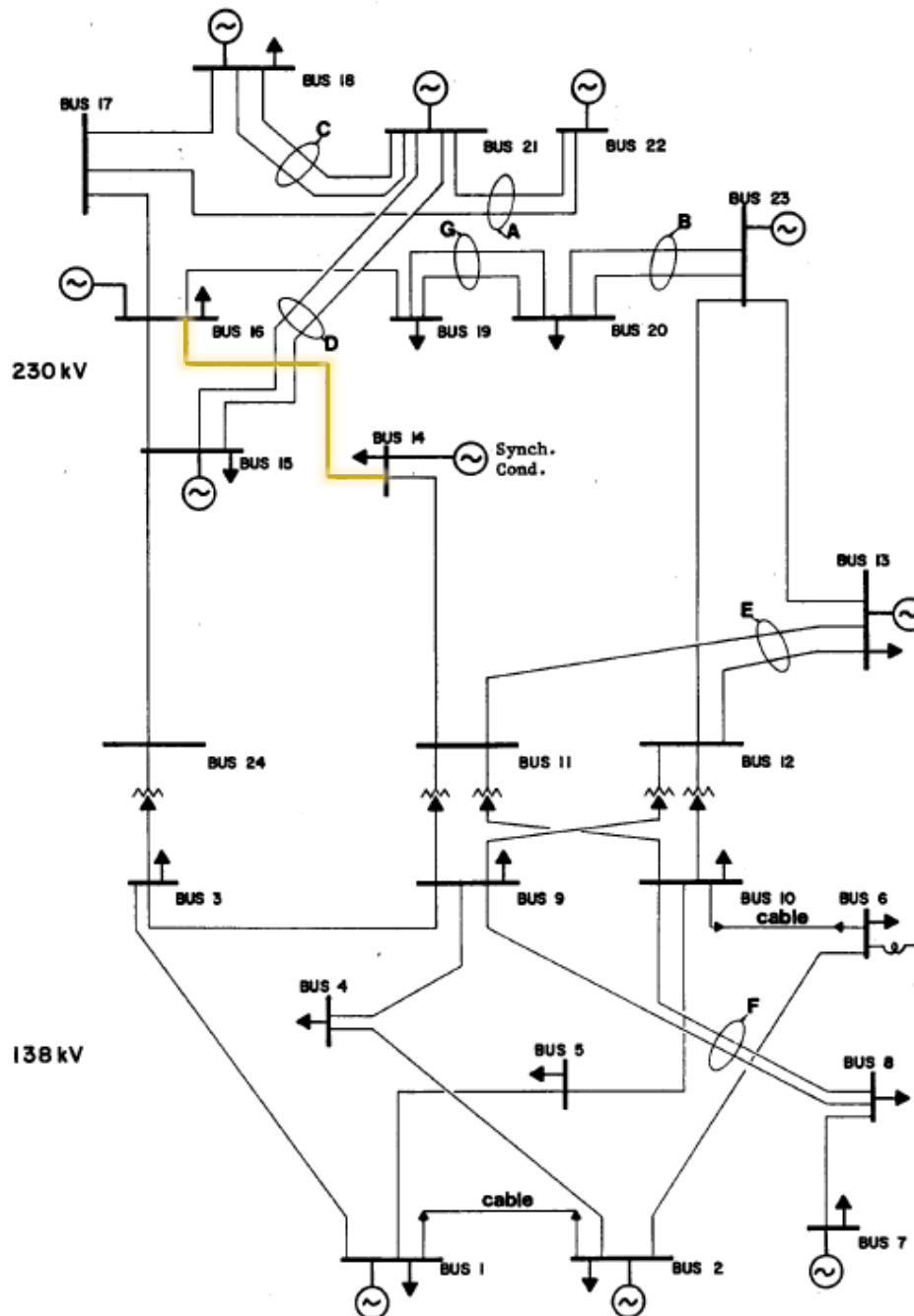


Fig. 19 – Red 24 Nudos IEEE

Resultados obtenidos:

Potencia en nodos de demanda aceptada:

PERIODO	NODOS DE DEMANDA																	POT. TOTAL	
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	D8	D9	D10	D11	D12	D13	D14	D15	D16	D17		
1	0.7200	0.6500	1.2100	0.5000	0.4800	0.9100	0.4529	1.1500	1.1700	0.7634	1.7800			2.1200	0.6700	2.2300	1.2100	0.8600	16.8763
2	0.6800	0.6100	1.1300	0.4700	0.4500	0.8600	0.4934	1.0800	1.1000	1.2285	1.6700			2.0000	0.6300	2.1000	1.1400	0.8100	16.4518
3	0.6347	0.5372	1.0800	0.4400	0.4250	0.8150	0.4900	1.0300	1.0500	1.1700	1.5900	0.0301		1.9000	0.6000	2.0000	1.0900	0.7700	15.6520
4	0.6400	0.5700	1.0600	0.4400	0.4200	0.8000	0.5470	1.0100	1.0300	1.0888	1.5600			1.8700	0.5900	1.9600	1.0700	0.7550	15.4109
5	0.6400	0.5700	1.0600	0.4400	0.4200	0.8000	0.5470	1.0100	1.0300	1.0888	1.5600			1.8700	0.5900	1.9600	1.0700	0.7550	15.4109
6	0.6347	0.5372	1.0800	0.4400	0.4250	0.8150	0.4900	1.0300	1.0500	1.1700	1.5900	0.0301		1.9000	0.6000	2.0000	1.0900	0.7700	15.6520
7	0.8000	0.7200	1.3300	0.5500	0.5250	1.0100	0.3691	1.2700	1.3000	0.8686	1.9600			2.3500	0.7400	2.4600	1.3400	0.9500	18.5427
8	0.9300	0.8300	1.5500	0.6400	0.6100	1.1700	0.3203	1.4700	0.8915		2.2800			2.7300	0.8600	2.8600	1.5600	1.1000	19.8017
9	1.0300	0.3606	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.4877	2.5200			3.0100	0.9500	3.1600	1.7200	1.2200	24.3083
10	1.0400	0.2951	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.4324	2.5400			3.0400	0.9600	3.2000	1.7400	1.2300	24.4225
11	1.0400	0.2951	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.4324	2.5400			3.0400	0.9600	3.2000	1.7400	1.2300	24.4225
12	1.0300	0.3606	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.4877	2.5200			3.0100	0.9500	3.1600	1.7200	1.2200	24.3083
13	1.0300	0.3606	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.4877	2.5200			3.0100	0.9500	3.1600	1.7200	1.2200	24.3083
14	1.0300	0.3606	1.7100	0.7000	0.6750	1.2900	1.1900	1.6250	1.6600	1.4877	2.5200			3.0100	0.9500	3.1600	1.7200	1.2200	24.3083
15	1.0050	0.5378	1.6700	0.6900	0.6600	1.2650	1.1600	1.5900	1.6300	1.5771	2.4650			2.9500	0.9300	3.1000	1.6800	1.1900	24.0999
16	1.0150	0.4416	1.6900	0.7000	0.6700	1.2800	1.1750	1.6100	1.6450	1.5342	2.4900			2.9800	0.9400	3.1300	1.7000	1.2000	24.2009
17	1.0700	0.9600	1.7800	0.7300	0.7000	1.3500	1.2400	1.6900	1.7300	1.9300	2.6200			3.1400	0.9900	3.3000	1.7900	1.2700	26.2900
18	1.0800	0.9700	1.8000	0.7400	0.7100	1.3600	1.2500	1.7100	1.7500	1.9500	2.6500			3.1700	1.0000	3.3300	1.8100	1.2800	26.5600
19	1.0800	0.9700	1.8000	0.7400	0.7100	1.3600	1.2500	1.7100	1.7500	1.9500	2.6500			3.1700	1.0000	3.3300	1.8100	1.2800	26.5600
20	1.0400	0.2951	1.7300	0.7100	0.6800	1.3050	1.2000	1.6400	1.6800	1.4324	2.5400			3.0400	0.9600	3.2000	1.7400	1.2300	24.4225
21	0.9800	0.6742	1.6400	0.6700	0.6500	1.2400	1.1400	1.5600	1.5900	1.6916	2.4100			2.8850	0.9100	3.0300	1.6500	1.1650	23.8858
22	0.9000	0.8050	1.4940	0.6140	0.5900	1.1300	0.3044	1.4200	1.2551		2.2000			2.6300	0.8300	2.7640	1.5000	1.0600	19.4965
23	0.7900	0.7100	1.3100	0.5400	0.5200	0.9900	0.6029	1.2500	1.2800		0.7168			2.3150	0.7300	2.2243	1.3200	0.9350	17.6540
24	0.6800	0.6100	1.1300	0.4700	0.4500	0.8600	0.4934	1.0800	1.1000	1.2285	1.6700			2.0000	0.6300	2.1000	1.1400	0.8100	16.4518
																			509.4979

Unidades de generación en funcionamiento por cada hora:

PERIODO	UNIDADES DE GENERACIÓN																	TOTAL UNIDADES								
	G3	G4	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27		G28	G29	G30	G31	G32	G33		
1	1	1	1	1	1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15	
2	1	1	1	1	1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
3		1												1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
4														1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11
5														1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	11
6	1													1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
7	1	1	1	1	1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
8	1	1	1	1	1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
11	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
13	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
17	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	23
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
24	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15

Potencia generada en cada hora (periodo) por cada unidad de generación y bloque ofertado:

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
1				0.15	0.15			0.15	0.15									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2																	
	B3																	
	B4																	
2				0.15	0.15			0.15	0.15									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2																	
	B3																	
	B4																	
3					0.15													
	B1				0.15													
	B2																	
	B3																	
	B4																	
4																		
	B1																	
	B2																	
	B3																	
	B4																	
5																		
	B1																	
	B2																	
	B3																	
	B4																	
6				0.15														
	B1			0.15														
	B2																	
	B3																	
	B4																	
7				0.38	0.38			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3																	
	B4																	
8				0.38	0.38			0.38	0.38									
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15									
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3																	
	B4																	
9				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
10				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	
11				0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B1			0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69			
	B2			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B3			0.23	0.23			0.23	0.23									
	B4																	

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN															POT. TOTAL	
		G18	G19	G20	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28	G29	G30	G31	G32		G33
1							3.68	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.88
	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	5.09
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.48	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		2.79
2						3.25	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.45	
2	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	5.09
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.05	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		2.36
	3						3.71	3.20	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	15.65
3	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.64
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.51		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		2.02
	4						3.20	3.62	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	15.41
4	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4							0.42	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		1.93
	5						3.20	3.62	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	15.41
5	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.48
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4							0.42	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		1.93
	6						3.71	3.20	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	15.65
6	B1						1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	4.64
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.51		0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		2.02
	7				0.54		3.89	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	18.54
7	B1				0.54		1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	5.63
	B2						1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.46
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.69	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.00
	8				0.93	0.76	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	19.80
8	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	6.18
	B2				0.39	0.22	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.07
	B3						1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
	9				1.24	1.23	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.31
9	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.30	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.96
	B4						0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
	10				1.34	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.42
10	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.10		0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.21
	11				1.34	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.42
11	B1				0.54	0.54	1.00	1.00							0.54	0.54	1.40	9.00
	B2				0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3				0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4				0.10		0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.21

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN																
		G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	G14	G15	G16	G17
12					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
13					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
14					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
15					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
16					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
17					0.61	0.61			0.72	0.61	0.25	0.25	0.34	1.18	1.18	1.18		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23			0.09	0.49	0.49	0.49		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4								0.12									
18					0.61	0.61			0.76	0.76	0.25	0.31	0.25	1.18	1.18	1.18		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23		0.06		0.49	0.49	0.49		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4					0.00			0.15	0.15								
19					0.61	0.61			0.76	0.76	0.25	0.31	0.25	1.18	1.18	1.18		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23		0.06		0.49	0.49	0.49		
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4					0.00			0.15	0.15								
20					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
21					0.61	0.61			0.61	0.61	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15	0.25	0.25	0.25	0.69	0.69	0.69		
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B4																	
22					0.38	0.38			0.38	0.38								
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2				0.23	0.23			0.23	0.23								
	B3																	
	B4																	
23					0.15	0.15			0.38	0.38								
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2								0.23	0.23								
	B3																	
	B4																	
24					0.15	0.15			0.15	0.15								
	B1				0.15	0.15			0.15	0.15								
	B2																	
	B3																	
	B4																	

CAPÍTULO 6. CASO PRÁCTICO: RED 24 NUDOS IEEE

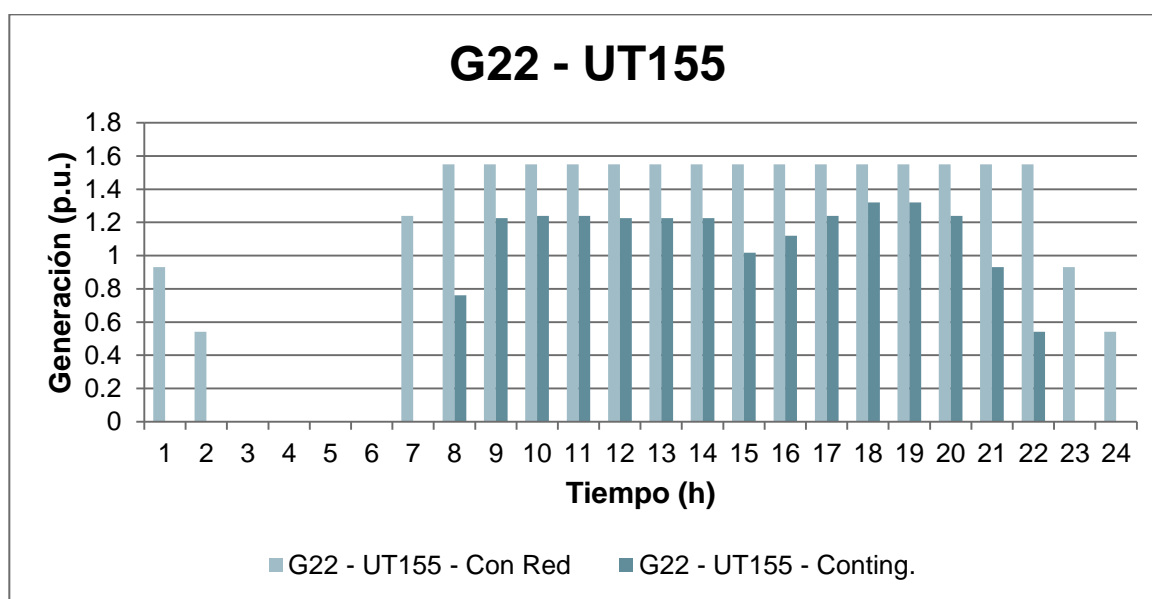
PERIODO	BLOQUES	UNIDADES DE GENERACIÓN														POT. TOTAL		
		G18	G19	G20	G21	G22	G23	G24	G25	G26	G27	G28	G29	G30	G31		G32	G33
12						1.24	1.23	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.31
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.30	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.96
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
13						1.24	1.23	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.31
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.30	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.96
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
14						1.24	1.23	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.31
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.30	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.96
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
15						1.24	1.02	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.10
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.09	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.75
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
16						1.24	1.12	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.20
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.19	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.86
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
17						1.53	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	26.29
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	7.80
	B3					0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4					0.29		0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.51
18						1.55	1.32	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	26.56
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	7.78
	B3					0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4					0.31	0.08	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.81
19						1.55	1.32	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	26.56
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	7.78
	B3					0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4					0.31	0.08	0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.81
20						1.34	1.24	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	24.42
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.31	0.31	1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.98
	B4					0.10		0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.21
21						1.11	0.93	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	23.89
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	9.00
	B2					0.39	0.39	1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	6.24
	B3					0.18		1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	5.54
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
22						0.84	0.54	4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	19.50
	B1					0.54	0.54	1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	6.18
	B2					0.30		1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.77
	B3							1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
23								4.00	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	17.65
	B1							1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	5.09
	B2							1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	5.01
	B3							1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4							0.80	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		3.11
24								3.25	4.00	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	1.24	1.55	2.80	16.45
	B1							1.00	1.00						0.54	0.54	1.40	5.09
	B2							1.00	1.00	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.39	0.39	0.88	4.55
	B3							1.20	1.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.31	0.31	0.53	4.45
	B4							0.05	0.80	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20		0.31		2.36
																	509.50	

6.2.2. Conclusiones

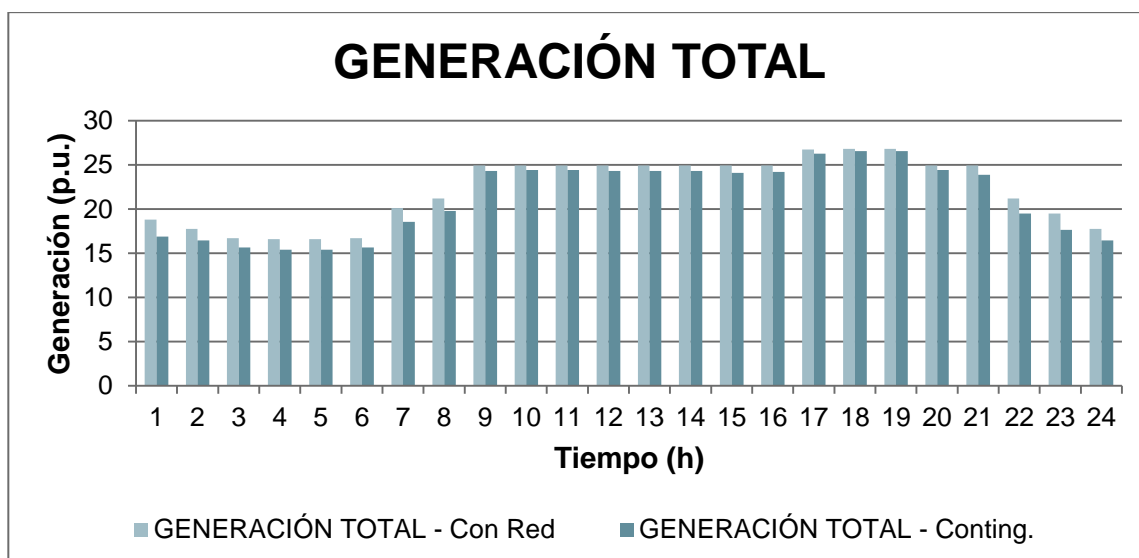
La aplicación de una congestión en una de las líneas del sistema disminuyendo drásticamente la capacidad de una línea, hace que el sistema sea aún más restrictivo.

Al ser más restrictiva, el número de combinaciones para satisfacer la demanda con el mejor beneficio posible, disminuye. Por este motivo podemos observar que ahora el número de unidades de generación que entra en funcionamiento es menor. Además, la energía total generada o la demanda cubierta es menor que en los anteriores casos. Estos datos se justifican en el hecho que el algoritmo busca la solución que optimiza el beneficio social.

Este hecho puede observarse especialmente en unidades de generación como la G22 que se ve directamente afectada por el cambio de capacidad de la línea L23.



Podemos ver además como la energía generada en este caso es ligeramente inferior al caso con restricciones de la red.



La simulación de una congestión de una línea o cualquier otra restricción de seguridad, modifica las condiciones de partida de la red y hace que el sistema sea más restrictivo. Este hecho tendrá una fuerte incidencia en el coste final de la energía producida. Este algoritmo garantiza que la energía y precio casado maximice el beneficio social del sistema.

Por otra parte, queda patente que el algoritmo es capaz de operar con restricciones del sistema. Esto hace de este algoritmo una herramienta flexible, además de ayudar a generar un proceso de casación más transparente y por tanto a establecer un mercado más competitivo.

Capítulo 7. Conclusiones

El objetivo de este trabajo se dividió en dos: por una parte el estudio de los mercados eléctricos y sus modelos de casación, y por otra la implementación y resolución de un modelo de casación con restricciones de red mediante el uso de un programa de modelización algebraica de software libre.

En este capítulo haremos una reflexión de los temas tratados con base en los objetivos inicialmente trazados.

7.1. Sobre mercados eléctricos.

La mayoría de mercados eléctricos de los países desarrollados han sufrido una reconversión de un modelo históricamente centralizado a modelos de libre mercado. La liberalización del sector y la introducción de la competitividad en los mercados originaron grandes cambios en la forma de realizar el despacho económico.

Sin embargo, a pesar que los objetivos del cambio convergían hacia esas dos ideas: liberalización y mercados competitivos, los caminos seguidos por cada país o mercado ha sido completamente diferente.

Para entender mejor el mercado, realizaremos un breve análisis de mercado según el modelo clásico de las 5 Fuerzas de Porter :

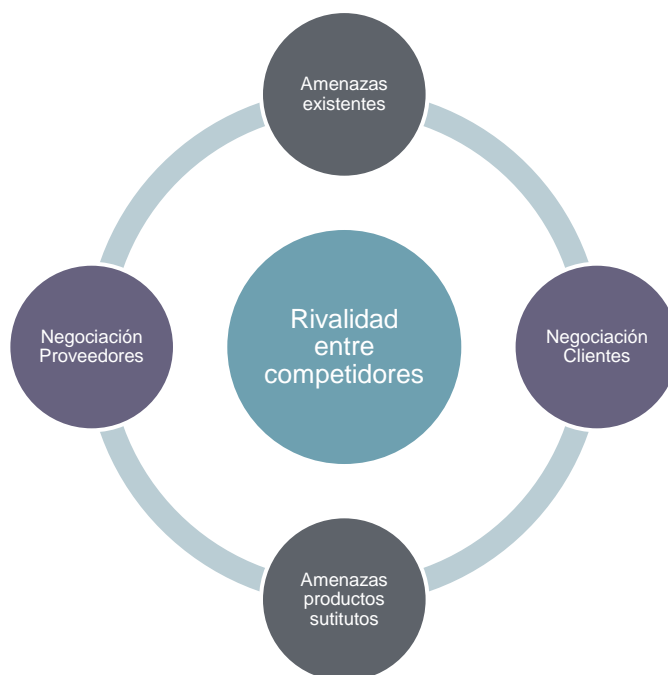


Fig. 20 – Diagrama de las 5 Fuerzas de Porter

Donde las fuerzas se definen como [46]:

Poder de negociación de los Compradores o Clientes: Si en un sector de la economía entran nuevas empresas, la competencia aumentará y provocará una ayuda al consumidor logrando que los precios de los productos de la misma clase disminuyan.

Poder de negociación de los Proveedores o Vendedores: El “poder de negociación” se refiere a una amenaza impuesta sobre la industria por parte de los proveedores.

Amenaza de nuevos entrantes: Se entiende como facilidad con la que de nuevos competidores puedan entrar en el mercado. Uno de los factores más importantes son las barreras de entrada; mientras que es muy sencillo montar un pequeño negocio, la cantidad de recursos necesarios para organizar una industria aeroespacial es altísima. En dicho mercado, por ejemplo, operan muy pocos competidores, y es poco probable la entrada de nuevos actores.

Amenaza de productos sustitutos: Los productos sustitutos ponen un límite superior al precio que se puede cobrar por un producto, limitando su rentabilidad. Por ejemplo, las patentes farmacéuticas o tecnologías muy difíciles de copiar, permiten fijar los precios en solitario y suponen normalmente una muy alta rentabilidad. Por otro lado, mercados en los que existen muchos productos iguales o similares, suponen por lo general baja rentabilidad.

Rivalidad entre los competidores: Más que una fuerza, la rivalidad entre los competidores viene a ser el resultado de las cuatro anteriores. La rivalidad entre los

competidores define la rentabilidad de un sector: cuanto menos competido se encuentre un sector, normalmente será más rentable y viceversa.

Si hacemos este análisis para el mercado eléctrico, desde el punto de vista de los generadores y desde el punto de vista de los consumidores, podemos decir:

1. Poder de negociación de negociación de los Compradores: Tanto para la generación como para el consumidor, esta fuerza dependerá del número de participantes en el mercado. Sin embargo, si tenemos en cuenta que la mayor parte de la negociación se realiza mediante una subaste donde se fija el precio a pagar, parece que el poder de negociación de los compradores resultará bastante limitado.
2. Poder de negociación de los Proveedores: Esta fuerza dependerá de la “influencia” que los proveedores puedan tener sobre los generadores. Si tenemos en cuenta la dependencia de la generación eléctrica a las fuentes energéticas de origen fósil, podemos predecir que las fluctuaciones en los precios de estos productos afectarán fuertemente a los precios de la generación. Estos proveedores se engloban en sectores con un alto poder de negociación con los clientes (empresas de generación).
3. Amenaza de nuevos entrantes: No parece sencillo montar una nueva planta de generación eléctrica; requiere, por ejemplo, de una fuerte inversión inicial. Este sector tiene unas fuertes barreras de entrada.
4. Amenaza de productos sustitutos: El consumo eléctrico a nivel mundial sigue en ascenso. No parece que vayan a aparecer productos que sustituyan a la energía eléctrica, sino al contrario, se prevé que su uso se extienda aún más.
5. Rivalidad entre competidores: Sin amenazas de productos sustitutos ni nuevos entrantes y si además el poder de negociación de los compradores es bajo, parece que la rivalidad entre los generadores debe ser bastante baja.

Si nuestro objetivo cómo planificador fuese establecer las bases para un mercado competitivo, a la vista de este análisis, deberíamos plantear algunos cambios que mejoraran la competitividad del mercado.

Dado que el poder de negociación con proveedores con las empresas generadoras depende de factores externos, no parece que se pueda establecer alguna medida (no intervencionista) que pueda mejorar esta fuerza.

Por otra parte, las amenazas de productos sustitutos podrían mejorarse con iniciativas hacia el uso de otras fuentes de energía con mejor eficiencia y menor coste. Sin embargo, parece que este debate quedaría lejos de nuestra intervención.

Sin embargo, tanto el poder de negociación de los compradores como la amenaza de nuevos entrantes si son fuerzas susceptibles de ser modificadas por nuestras decisiones. De forma que, el propio proceso de venta de energía o de subasta marcan diferencias en esta fuerza. De igual modo, aumentar el número de competidores en el mercado mejora la competitividad de este.

Si ahora vemos la evolución de los mercados estudiados en este trabajo, observaremos que:

- Los procesos de venta de energía, ya sea a través de contratos bilaterales, casación por precios zonales o casación con precios nodales, buscan mejorar el poder de negociación de los compradores. Además, la inclusión de mercados financieros puede ayudar a fijar los precios de la energía y reducir su volatilidad (en teoría).
- La expansión de los mercados a otros territorios y, por tanto, la inclusión de nuevos participantes, es otro factor que se repite en los casos estudiados.

PCR – Price Coupling of Regions:

Esta reflexión parece estar en línea con el modelo de integración de mercados energéticos de la Unión Europea (Price Coupling of Regions) [43] [44] [45], en el que aumenta la importancia de las conexiones internacionales de los diferentes mercados energéticos y sus agrupaciones territoriales.

Se trata de una iniciativa de siete mercados energéticos europeos para armonizar los mercados eléctricos de Europa.

El objetivo es desarrollar un único algoritmo para establecer los precios de la energía eléctrica en toda Europa, y de esta forma asignar las capacidades de transporte de las conexiones transfronterizas.

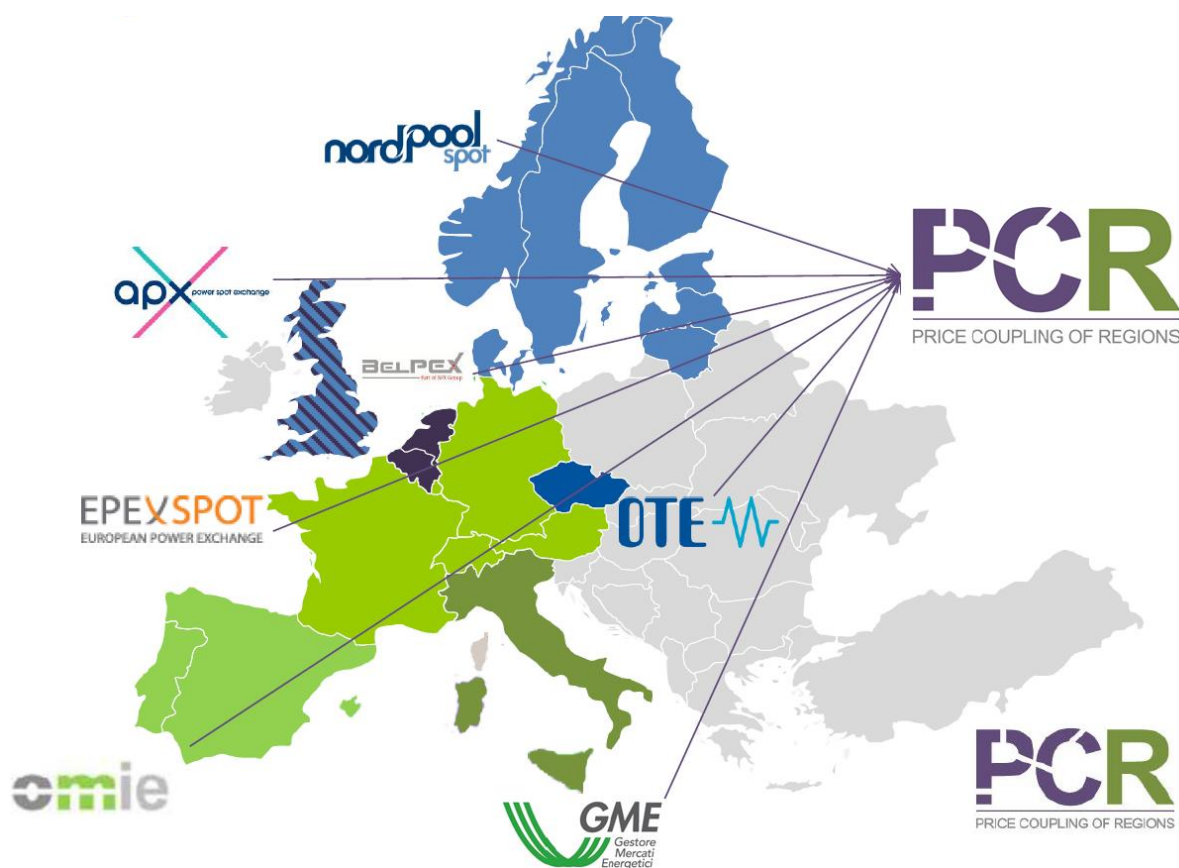


Fig. 21 – Integración de Operadores de Mercado a nivel Europeo

Importancia de la transparencia en el proceso de casación:

Si los procesos de casación no tienen en cuenta las restricciones de la red, serán necesarias sucesivas casaciones para asegurar que la generación pueda cubrir toda la demanda en condiciones de seguridad de la red.

Parece lógico pensar que incluir en la primera casación las restricciones de la red, de forma que las ofertas aceptadas cumplirán las condiciones de seguridad de la red, hará que los sucesivos mercados de ajuste sean menores.

A pesar de que este tipo de subasta fue desarrollada con el objetivo de buscar la transparencia, permitir sucesivos ajustes posteriores puede ser utilizado como estrategia en beneficio de algunos generadores. Más aún, si tenemos en cuenta que la demanda horaria de energía es un dato fácilmente estimable, los productores de energía serían capaces de realizar una previsión de la generación necesaria así como del perfil de la generación que se casará (exceptuando quizá la generación de energía eólica).

Por tanto, a pesar de que suele decirse que la inclusión de las restricciones de la red en el proceso de casación puede hacer que este carezca de transparencia, la no inclusión de las restricciones provoca escenarios susceptibles de manipulación de los precios de mercado.

Por último indicar la importancia que los mercados financieros están adquiriendo en los mercados eléctricos. Dado que el objeto de este trabajo no incluía el estudio de este tipo de

mercado, no profundizaremos en este punto. Sin embargo, cabe señalar cómo todos los modelos de mercado estudiados hacen referencia a instrumentos financieros relacionados con la energía eléctrica por su importancia en la estabilización de precios y reducir su volatilidad.

7.2. Sobre PYOMO

Cómo se indicó en la introducción, el número de variables y restricciones que el modelo de optimización de una red eléctrica real es bastante alto por lo que es necesario disponer de un buen software de optimización.

Uno de los objetivos de este trabajo fue buscar alternativas basadas en software libre de los lenguajes algebraicos que habitualmente son usados en estos casos. De las referencias que se encontraron, se dio más importancia a aquellos que trabajaban en plataformas conocidas. Por este motivo se eligió OpenSolver y PYOMO.

OpenSolver tiene la ventaja de trabajar como un add-in de Microsoft Excel. Debido a que el uso de este software está ampliamente extendido y dado la facilidad de manipular datos y visualizar las estructuras de datos de las restricciones, esta opción fue la primera alternativa elegida como lenguaje de modelización.

Sin embargo una de las limitaciones de este lenguaje, que fue determinante a la hora de descartar esta opción como herramienta final del trabajo, es la imposibilidad de usar modelos abstractos. El uso de modelos concretos para problemas de optimización de gran tamaño es una limitación que hizo impracticable el uso de OpenSolver como herramienta.

No obstante, resulta una herramienta muy sencilla e intuitiva, por lo que su uso resulta recomendable en otros casos.

PYOMO por su parte está basado en el lenguaje de programación Python. Esto hace de PYOMO una alternativa muy interesante. Hay que señalar que en todo momento se programa sobre Python, sólo que se hace uso de las librerías de Coopr, siguiendo las clases y métodos definidos.

Resulta por tanto compatible modelar las restricciones del problema haciendo uso, no solo de las librerías de Coopr (PYOMO), sino también de otras librerías que puedan importarse. Por otra parte, Python es un lenguaje de programación muy extendido, sustentado en una red de usuarios muy colaborativos y que dispone de una amplia variedad de librerías públicas. Todo esto hace de PYOMO un lenguaje de modelización muy versátil.

Por otra parte, además de la elección del software de modelización algebraica, también fue necesario elegir un *solver* adecuado. El *solver* comúnmente usado por sus buenas prestaciones es CPLEX. Sin embargo dado que el objetivo es buscar una herramienta de software libre, fue necesario buscar otro módulo *solver* para este trabajo. Entre la documentación de referencia encontrada [38], el módulo CBC resultaba ser uno de los

mejores, sino el mejor, como sustituto del módulo CPLEX. Los resultados obtenidos en este trabajo así lo demuestran.

Bibliografía

- [1] C. Corchero. Short-Term Bidding Strategies for a Generation Company in the Iberian Electricity Market. Tesis Doctoral. November 2010.
- [2] A.J.Conejo. The Electricity Market of Mainland Spain: A Brief Critical Review. Univ. Castilla La Mancha 2008.
- [3] J.Martínez Campos. Resolución de restricciones técnicas en la programación diaria de la generación mediante descomposición de Benders. Tesis Doctoral. Junio 2004.
- [4] J.C. Fernández. Análisis y evaluación de mercados eléctricos liberalizados a escala internacional. Tesis de Master. Septiembre 2002.
- [5] F.Milano. Análisis de Sistemas de Potencia en ambiente de mercados eléctricos. Univ. Castilla La Mancha. Julio 2005.
- [6] C. Vazquez, M. Rivier, I. Pérez. Modelos de subastas para mercados eléctricos. Anales de mecánica y electricidad.pp 34-44. Octubre 2010.
- [7] A. Dammert, R. García, F. Molineli. Regulación y supervisión del sector eléctrico. Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, 2008
- [8] R. Millán. Los mercados de futuros de electricidad. Endesa distribución eléctrica. Diciembre 1996.
- [9] A. Carbajo. Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. EI.
- [10] BOE. Reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica. BOE Num, 190 - Agosto/2013. www.omei.es
- [11] CNE. Informe 9/2012 de la CNE sobre la propuesta de modificación de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica para su adaptación a lo dispuesto en la DA2ª del RD 1623/2011. Abril 2012
- [12] Red Eléctrica de España (REE). Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico. www.ree.es.
- [13] T. Alvey, D. Goodwin, X. Ma, and D. Strelffert, "A security-constrained bid-clearing system for the New Zealand wholesale electricity market,"IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, pp. 340–346, May 1998
- [14] J.M. Arroyo, A.J. Conejo. Multiperiod auction for a Pool-Based Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 17, NO. 4, November 2002.

- [15] A. L. Motto, F. D. Galiana, A. J. Conejo, J. M. Arroyo. Network-Constrained Multiperiod Auction for a Pool-Based Electricity Market. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 17, NO. 3, AUGUST 2002
- [16] N. Amjady, J. Aghaei, H. Ali Shayanfar. Stochastic Multiobjective Market Clearing of Joint Energy and Reserves Auctions Ensuring Power System Security. IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 24, NO. 4, NOVEMBER 2009
- [17] J. M. Arroyo and F. D. Galiana, "Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets," IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 634–643, May 2005.
- [18] A. Martin, J.C.Muller, S. Pokutta. On clearing coupled day-ahead electricity markets. Elsevier November 2010.
- [19] A. Martin, J.C.Muller, S. Pokutta. Linear Clearing Prices in Non-Convex European Day-Ahead Electricity Markets. Math.OC. Rev : 450 / Tech. Report: TR-2011-02. March 2012..
- [20] A.J. Conejo – Market Clearing procedures. Univ. Castilla La Mancha. July 2007.
- [21] F. Bouffard, J. M. Arroyo and F. D. Galiana. Market-Clearing With Stochastic Security. IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 4, November 2005.
- [22] J.M. Arroyo. Modelos y algoritmos para la explotación óptima de la generación en Sistemas eléctricos centralizados y competitivos mediante algoritmos genéticos y programación lineal entera-mixta. Tesis Doctoral. Septiembre 2000.
- [23] J. Contreras, A. J. Conejo, S. de la Torre, M. G. Muñoz. Power Engineering Lab: Electricity Market Simulator. IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, no. 2, May 2002.
- [24] OMEL. <http://www.omelholding.es/omel-holding/>
- [25] MIBEL. <http://www.mibel.com>
- [26] Z. Fan, T. Horger, J. Bastian. Current and Emerging Challenges in PJM Energy Market. IEEE 2010.
- [27] B. Saunders. Market Integration: England, Wales and Scotland. ELEXON.
- [28] Nord Pool. Spot. Europe's leading power markets. www.nordpool.com
- [29] PJM. <http://pjm.com>
- [30] BETTA. <https://www.ofgem.gov.uk>
- [31] E. Onaiwu. How does bilateral trading differ from electricity pooling? University of Dundee.
- [32] NationalGrid. Market Overview. <http://www2.nationalgrid.com/uk/>
- [33] NordPoolSpot. The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market.www.nordpool.com
- [34] K. M. Perry. The Call Center Scheduling Problem using Spreadsheet Optimization and VBA. Master Thesis. April 2012.

- [35] B. Aeschbacher. Solving a Large Scale Integer Program with Open-Source-Software. Master Thesis. August 2012.
- [36] OpenSolver. www.opensolver.org
- [37] W.E.Hart, J-P Watson, D.L. Woodruff. Coopr User Manual: Getting Started with the Pyomo Modeling Language. November 2009.
- [38] J.T.Linderoth, T.K. Ralphs. Non-commercial software for Mixed-Integer Linear Programming. December 2004.
- [39] W.E.Hart, J-P Watson, D.L. Woodruff. Pyomo: Modeling and Solving Mathematical Programs in Python. December 2009.
- [40] COOPR-PYOMO. Coopr Installation Guide 3.2. <https://software.sandia.gov/trac/coopr>
- [41] C. Li, R. B. Johnson, and A. J. Svoboda, "A new unit commitment method," IEEE Trans. Power Syst., vol. 12, pp. 113–119, Feb. 1997.
- [42] "The IEEE Reliability Test System-1996," IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, pp. 1010–1020, Aug. 1999.
- [43] PCR Project: Main features. PCR Price Coupling of Regions.
- [44] EUPHEMIA Public Description, PCR Market Coupling Algorithm. Octubre 2013.
- [45] Europex. Price Coupling of Regions – PCR Presentation to 5th SG meeting South-West Electricity REM, Lisbon.
- [46] Wikipedia. Análisis Porter de las cinco fuerzas. s.wikipedia.org/wiki/Análisis_Porter_de_las_cinco_fuerzas

