

TITULO: Planificación óptima de la generación eléctrica a corto y medio plazo en entornos de mercados múltiples con restricciones de Riesgo y medioambientales

INVESTIGADOR PRINCIPAL: F. Javier Heredia

ORGANISMO: Ministerio de Ciencia e Innovación

CENTRO: Dept. de Estadística e Investigación Operativa.

DIRECCION: UPC, Campus Diagonal Nord, C5
C/ Jordi Girona 1-3, 08034 Barcelona

TELEFONO: 93-401-73-35

CORREO E.: f.javier.heredia@upc.edu

PRESUPUESTO: 157.300 Euros NUM. INVESTIGADORES (EDP): 9 (6)

WEB DEL PROYECTO: <http://gnom.upc.edu/projects/energy/dpi2008-02153>

PALABRAS CLAVE: modelización matemática, optimización, mercados eléctricos, programación estocástica

¿SOLICITA EL GRUPO NUEVO PROYECTO? SI PROGRAMA: DPI
TITULO: Integración óptima de las energías renovables en el sistema de producción de mercados múltiples de electricidad (OIREMEPS)

INTRODUCCION:

Las compañías de producción de energía eléctrica que operan en los mercados energéticos se enfrentan a complejos problemas de toma de decisión bajo incertidumbre, tanto a corto como a medio plazo, que requieren sofisticados procedimientos de optimización para ser resueltos. En el presente proyecto se han desarrollado modelos, algoritmos y códigos de optimización estocástica que ofrecen a las compañías de generación eléctrica nuevos procedimientos mejorados para gestionar de forma óptima su generación en el Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL) tanto en el corto plazo (horizonte de 24h) como en el medio plazo (horizonte de hasta un año)

OBJETIVOS PLANTEADOS Y OBJETIVOS ALCANZADOS

El principal objetivo de este proyecto planteado en la memoria técnica presentada en la convocatoria 2008 como el *estudio y desarrollo de modelos y algoritmos de optimización estocástica de ayuda a las compañías eléctricas en la optimización de las decisiones de transacción de energía eléctrica, tanto físicas como financieras, en un contexto de mercados múltiples, tomando en consideración la gestión del riesgo y los aspectos medioambientales*. Este objetivo genérico se concretaba en la memoria de la solicitud en los siguientes cinco objetivos o áreas de desarrollo. Las referencias que se mencionan pueden encontrarse al final de este informe (publicaciones JCR) o en el enlace de la producción científica completa del proyecto: <http://gnom.upc.edu/projects/energy/dpi2008-02153#publications3>

Modelización de mercados múltiples (80% conseguido): Se han desarrollado modelos de oferta óptima de generación a corto plazo para unidades térmicas, de ciclo combinado y plantas virtuales (VPPs) donde se integra el mercado diario con contratos bilaterales [**Heredia11**], contratos del mercado de Emisiones Primarias de Energía (EPE) [**Heredia10a**], contratos de futuros [**Corchero11a,b**] y, finalmente, con los mercados de reserva e intradiarios (SIMOB model) [**Corchero11c**]. En la modelización multimercado a medio plazo, a partir de datos del Pool ibérico se han desarrollado modelos de futuros que han servido para mitigar el riesgo en la optimización por programación estocástica usando escenarios de la planificación de la generación a medio plazo en un mercado liberalizado de Pool puro [**Tesser09, TesserTD**].

Modelización de los aspectos medioambientales (70% conseguido). En la optimización a corto plazo, se ha formulado modelos de oferta óptimo que integran contratos bilaterales, unidades de producción clásicas (térmicas) y de emisiones reducidas (ciclo combinado) [Heredia09a,11] así como contratos de futuros y sistemas de generación hidráulica [Vespucio09a]. En lo referente a la generación eólica y solar fotovoltaica, se han modelizado mediante su descomposición en pseudo-unidades térmicas, con diferentes probabilidades de fallo y capacidad [Tesser09, Mari10a,Nabona10].

Modelización de la estocasticidad (90% conseguido). En el corto plazo se han desarrollado una nueva modelización mediante TSFA (*Time Series Factor Analysis*) de los precios de mercado diario [Muñoz11] y la consiguiente generación y reducción de escenarios [Corchero10TD, 11b]. En el medio plazo se ha desarrollado un árbol de escenarios con distintos niveles de generación hidráulica y de eólica, y solar fotovoltaica para la cual se descomponen los subperíodos con sol y sin, y de precio de combustibles [Nabona10, Mari10b]. Por lo que respecta a la valoración del riesgo, a partir de datos del Pool ibérico se han desarrollado modelos de futuros que han servido para mitigar el riesgo en la optimización por programación estocástica usando escenarios de la planificación de la generación a medio plazo en un mercado liberalizado de pool puro. Se ha trabajado también sobre cómo tener en cuenta la elasticidad de la demanda a medio plazo modelizando la variación de la demanda de una monótona de cargas según el nivel de precio de mercado a través de una variante de la formulación de Bloom y Gallant del recubrimiento de la carga a medio plazo [TesserTD].

Algoritmos de optimización (80% conseguido). Los modelos de programación estocástica de la oferta de generación en el mercado diario dan lugar a problemas de optimización no lineal entera mixta (MINLP) de grandes dimensiones. Se han desarrollado tres aproximaciones algorítmicas para la resolución de estos problemas en tiempos razonables: una modificación del método estándar de branch&cut denominada *perspective cuts* [Mijangos10a,b;Corchero11b,c], el método *Branch&Fix Coordination* [Corchero11d] y, finalmente, el uso del método dual conocido como *proximal bundle method* [Aldasoro11TM], en fase de desarrollo. En lo referente a la resolución de los modelos a medio plazo, se ha extendido la heurística, y se ha comparado con la aproximación por bloques de potencia de la monótona, para distintos tipos de modelo de comportamiento del mercado [Mari10b]. El modelo de mercado mixto, con contratos bilaterales, ha sido desarrollado en paralelo. Este modelo conduce a una función objetivo no convexa de beneficios de explotación para comportamiento tipo cartel de las compañías generadoras. (Está en desarrollo la formulación con comportamiento en equilibrio utilizando el algoritmo NIRA de optimizaciones sucesivas) [Mari10b, Nabona10].

Análisis de las soluciones (70% conseguido). Todos los modelos y algoritmos descritos anteriormente se han verificado sobre problemas reales formulados a partir de los datos suministrados por el EPO del proyecto (Gas Natural Fenosa) y de los datos publicados en las páginas web de los operadores de mercado y red del MIBEL (<http://www.omel.es/> y <http://www.ree.es/> respectivamente). Los resultados de los trabajos mencionados se han discutido con Gas Natural en las visitas realizados a la sede de la empresa.

RESULTADOS PRINCIPALES

Como resumen del apartado anterior, donde se detallaban los objetivos cubiertos por el proyecto, podemos decir que los principales resultados de la optimización de la oferta en el corto plazo son:

- Un nuevo método de modelización estocástica de los precios de mercado diario basado en *times series factor model* que proporciona unas estimaciones equivalentes a los métodos clásicos pero con una mayor sencillez de aplicación.
- Un nuevo modelo de programación estocástica que permite por primera vez la integración del mercado de futuros, de contratos bilaterales y los mercados de secundaria e intradiarios en la optimización de la oferta al mercado diario, de acuerdo con la normativa del MIBEL.
- Una nueva modelización de las unidades de ciclo combinado y de las unidades de programación genéricas (VPP) que permite extender a esta tecnología los modelos integrados de oferta óptima desarrollados para las unidades térmicas.
- La obtención de la expresión analítica de la función de oferta óptima de unidades térmicas y de ciclo combinado para compañías generadoras con obligaciones de contratos de futuros y bilaterales.

- El desarrollo de algoritmos especializados de optimización MINLP que permiten resolver los problemas reales de optimización de la oferta en el mercado diario en tiempos razonables para su uso práctico.

En lo que resta de proyecto se prevé concluir el desarrollo de otros dos métodos alternativos de resolución de problemas MINLP, *proximal bundle methods* y *Branch & Fix Coordination*. Asimismo queda pendiente la incorporación explícita tanto de los límites de emisiones como del coste del mercado de CO₂ en los modelos de programación estocástica mencionados. Por lo que respecta a los principales resultados en medio plazo pueden sintetizarse en:

- La obtención de la función de precio endógena respecto a la generación hidráulica y respecto a otras tecnologías y el empleo del algoritmo NIRA para encontrar la solución de equilibrio.
- La planificación del riesgo de pérdida de beneficios usando restricciones CVaR, y la modelización de la elasticidad del precio en la demanda.
- El modelo de medio plazo para eólica y para solar consistente en dos pseu-dounidades de capacidad y probabilidad de servicio distintas.
- El modelo del mercado mixto (con contratos bilaterales) resultando en una función objetivo no convexa y sus posibles técnicas de solución
- La evidencia recogida de las diferencias entre usar la formulación de Bloom y Gallant (con la heurística GP modificada) y la aproximación por bloques de la monótona para comportamiento de mercado como cartel y como equilibrio.

En lo que queda de proyecto se intentará determinar el número mínimo de escenarios de árbol reducido que permitan conservar las propiedades de aleatoriedad de los factores hidráulico, eólico, solar, y de precio de combustibles (y de derechos de emisiones) que afectan la planificación a medio plazo.

PROBLEMAS ENCONTRADOS Y SOLUCIONES APORTADAS

Respecto al estudio de la inclusión de un modelo de flujo de potencia óptimo reactivo en los problemas de optimización de mercado (tareas MMO_NET) se ha desestimado esta línea debido a los resultados negativos obtenidos durante el primer año, reorientándose hacia problemas de planificación y expansión de la red de transmisión en mercados eléctricos (ver reseña en [este enlace](#)). El hecho de no poder disponer de suficiente financiación para la contratación de los investigadores post-doc (PD1 y PD2 en la planificación original) ha afectado a la realización de las parte de las tareas en las que participaban (MMO_PRM, BCT, DEM, PMK). En medio plazo, la función de precio de mercado utilizada para determinar el beneficio de las compañías generadoras a maximizar es endógena (depende del nivel global de producción hidráulica) y puede ser no convexa para valores realistas de los parámetros. En la solución de equilibrio encontrada a través del algoritmo NIRA se observan para algunos casos de prueba los efectos adversos de la no convexidad al obtener resultados distintos para un mismo problema utilizando algoritmos de resolución distintos. Esto implicará trabajo adicional en mejora de métodos de solución para acercarnos al óptimo global en vez de quedarnos con una solución local. Se han encontrado problemas con la función endógena de precio de mercado mixto (con contratos bilaterales). La asesoría del EPO Gas Natural-FENOSA para redefinir la función ha sido clarificadora

CONTINUIDAD DE LA INVESTIGACIÓN

Mientras que la producción óptima de las unidades de generación clásicas no renovables ha sido estudiado extensamente en este proyecto, la integración y gestión óptima de energías renovables no programables, principalmente generación eólica y fotovoltaica (30% de la energía total consumida a lo largo del año 2010 en España), representa desafío para la investigación debido fundamentalmente a la naturaleza intrínsecamente no predecible de este tipo de generación. Además, las nuevas tecnologías de integración de renovables están planteando nuevos problemas de operación y planificación óptima que no ha sido todavía suficientemente estudiados. Tomando como punto de partida los modelos de corto y medio plazo para mercado eléctrico desarrollados en este proyecto, nuestra intención es encontrar nuevos modelos de programación estocástica que ayuden a las compañías de generación eléctrica a integrar de forma óptima las energías renovables no programables en el sistema de producción de energía de mercados múltiples teniendo en cuenta tanto las tecnologías existentes ya probadas (p.e. bombeo) como las nuevas tecnologías emergentes (p.e. pulmón de hidrógeno, micro-redes).

POSIBILIDADES DE TRANSFERENCIA DE RESULTADOS

Por lo que hace referencia al EPO del presente proyecto, Gas Natural Fenosa, se ha mantenido una comunicación fluida durante todo el proyecto, y reuniones periódicas de información y coordinación (la última en diciembre de 2010, [ver reseña](#)). La actividad del presente proyecto nos ha puesto en contacto con diferentes entidades no académicas relacionadas tanto con la integración de la producción de las energías renovables no controlables (generación eólica y fotovoltaica) como con la resolución de los problemas de optimización de gran dimensión que surgen de los modelos de mercado eléctrico. Estas entidades son [FERSA Energías Renovables](#) ([más información aquí](#)), [IESSL](#) (Establecimientos Industriales y Servicios, S.L.) y el [Instituto de Investigación en Energía de Catalunya](#) (IREC) ([más información aquí](#)). Estas instituciones han aceptado colaborar como EPOs, junto con Gas Natural-Fenosa en el proyecto de investigación *Integración óptima de las energías renovables en el sistema de producción de mercados múltiples de electricidad (OIREMEPS)* propuesto en la convocatoria de ayudas de proyectos de investigación fundamental no orientada de 2011.

FORMACIÓN EN EL MARCO DEL PROYECTO: TESIS DOC. LEÍDAS O EN MARCHA

Cristina Corchero, [Short Term Bidding Strategies for a Generation Company in the Iberian Electricity Market](#). F.-Javier Heredia, director. Dept. of Statistics and Operations Research, UPC, Febrero 2011.

M. Tesser *Risk and forward contracting in medium-term electricity generation planning*,. Narcís Nabona, director. Dept Estadística i Investigació Operativa, UPC, December 2009.

Laura Marí, *Medium-term power planning (in electricity markets) with renewable generation sources. Risk and solution procedures*. Director, Narcís Nabona, Dept. of Statistics and Operations Research, UPC. Segundo año

Simona Scripante, *Optimal bid strategies to the intraday electricity market for a wind generation company*. Director F.-Javier Heredia. Dept. of Statistics and Operations Research, UPC. Iniciada.

COLABORACIONES CON OTROS GRUPOS NACIONALES E INTERNACIONALES

Se ha avanzado en la aplicación de los modelos de optimización conjunta de la oferta al mercado diario y contratos de futuros desarrollados para el MIBEL al mercado eléctrico Italiano, en colaboración con profesores de la Universidad de Bergamo ([[Vespucci09a](#)] y otros trabajos [reseñados en la web del proyecto](#)). En lo que respecta al nuevo proyecto OIREMEPS, está prevista la colaboración con el Dr. Sven Leyffer, miembro del [Argonne National Laboratory](#) (ANL, Departamento de Energía EEUU), que participará como EPO en el nuevo proyecto OIREMEPS. El Dr. Leyffer participará en el proyecto OIREMEPS en la resolución numérica de los problemas MINLP derivados de los modelos de producción energética. Asimismo se ha establecido una colaboración con el grupo de los profs. W. Römisch y H. Heitsch de la Humboldt Univ. zu Berlin (Alemania) para temas de reducción de escenarios y riesgo. El profesor W. Römisch es miembro del proyecto OIREMEPS y colabora en la actualidad con el prof. Nabona y la Sr. L. Marí en la generación de escenarios a medio plazo.

PUBLICACIONES Y PATENTES

[[Heredia10a](#)] F. J. Heredia, M. J. Rider, C. Corchero, [Optimal Bidding Strategies for Thermal and Generic Programming Units in the Day-ahead Electricity Market](#), *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, no. 3, 1504-1518, Aug. 2010. DOI: [10.1109/TPWRS.2009.2038269](#)

[[Heredia11](#)] F. J. Heredia, M. J. Rider, C. Corchero, [A stochastic programming model for the optimal electricity market bid problem with bilateral contracts for thermal and combined cycle units](#), *Annals of Operations Research (in press)*. DOI: [10.1007/s10479-011-0847-x](#). 2011.

[[Corchero11a](#)] Corchero, F. J. Heredia, [A Stochastic Programming Model for the Thermal Optimal Day-Ahead Bid Problem with Physical Futures Contracts](#), *Computers & Operations Research* vol. 38, issue 11, pp. 2011-22. 2011 DOI: [10.1016/j.cor.2011.01.008](#).

[[Corchero11c](#)] Corchero, C., E. Mijangos, F.-J. Heredia, A new optimal electricity market bid model solved through perspective cuts, *TOP*. Submitted. 2011.

[[Muñoz11](#)] M. P. Muñoz, C. Corchero, F. J. Heredia, [Improving electricity market price scenarios by means of forecasting factor models](#). *Invited paper to International Statistical Review (to appear)*. 2011.

[[Tesser09](#)] M. Tesser, A. Pagès and N. Nabona 2009. "An oligopoly model for medium term power planning in a liberalized electricity market". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 24, No. 1, pp 67-77.

Además de 4 artículos completos en proceedings, 13 presentaciones en congresos internacionales, dos tesis doctorales y 4 tesis de grado i/o máster (puede consultarse la producción completa en <http://gnom.upc.edu/projects/energy/dpi2008-02153#publications3>).