



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTRATEGIAS PARA EL MODELADO Y ANÁLISIS COMPUTACIONAL EN LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA BINIVEL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS DECISIONES REGULADOR-AGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

Autor: Miguel Martínez Velázquez

Co-Director: Francisco Alberto Campos Fernández

Co-Director: Salvador Doménech Martínez

Co-Director: José Villar Collado

Madrid

julio de 2019

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título Estrategias para el modelado y análisis computacional en la resolución de problemas de programación matemática binivel para la caracterización de las decisiones regulador-agente del sector eléctrico

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018/2019 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Miguel Martínez Velázquez Fecha: 15 / 07 / 19



Autorizada la entrega del proyecto

LOS DIRECTORES DEL PROYECTO

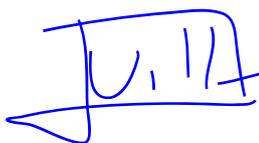
Fdo.: Francisco Alberto Campos Fernández Fecha: 15 / 07 / 19



Fdo.: Salvador Doménech Martínez Fecha: 15 / 07 / 19



Fdo.: José Villar Collado Fecha: 15 / 07 / 19



AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Miguel Martínez Velázquez DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Estrategias para el modelado y análisis computacional en la resolución de problemas de programación matemática binivel para la caracterización de las decisiones regulador-agente del sector eléctrico, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa

de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 15 de JULIO de 2019

ACEPTA



Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTRATEGIAS PARA EL MODELADO Y ANÁLISIS COMPUTACIONAL EN LA RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA BINIVEL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS DECISIONES REGULADOR-AGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

Autor: Miguel Martínez Velázquez

Co-Director: Francisco Alberto Campos Fernández

Co-Director: Salvador Doménech Martínez

Co-Director: José Villar Collado

Madrid

julio de 2019

ESTRATEGIAS PARA EL MODELADO Y ANÁLISIS COMPUTACIONAL EN PROBLEMAS DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA BINIVEL PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LAS DECISIONES REGULADOR-AGENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO

Autor: Miguel Martínez Velázquez

Co-Directores: Campos Fernández, Francisco Alberto. Doménech Martínez, Salvador. Villar Collado, José.

Entidades colaboradoras: ICAI – Universidad Pontificia Comillas. Instituto de Investigación Tecnológica, IIT.

RESUMEN DEL PROYECTO

En los últimos años, el desarrollo tecnológico ha motivado una reducción de los costes de inversión en generación distribuida (GD) dando lugar a un crecimiento en la instalación de este tipo de tecnologías de generación por parte de consumidores que comienzan a beneficiarse de un ahorro en su gestión de la energía. Esto supone un desafío en la integración de GD a pequeña escala y en la operación de la red, así como en la regulación de las tarifas de energía eléctrica. La instalación de GD por parte de los clientes podría suponer una reducción en los ingresos regulados y, llegado el caso, podrían no cubrirse los costes de las actividades reguladas, por ejemplo, el transporte y la distribución.

En Doménech et al. [1] se plantea un modelo de programación binivel (BLP) que pretende dar respuesta a esta cuestión. Sin embargo, debido a la complejidad de dicho modelo que considera detalladamente aspectos técnicos y económicos del sector eléctrico español, resulta conveniente estudiar previamente la eficacia de distintos enfoques de resolución de BLP disponibles en la literatura en su aplicación a un problema simplificado. Por tanto, el objetivo fundamental de este proyecto es el análisis de la eficiencia computacional de distintos algoritmos de resolución de BLP en un modelo sencillo del sector eléctrico, cuyos resultados ayuden en la selección del enfoque a emplear para casos reales.

Los problemas de optimización binivel (*bilevel programming*, BLP) están formados por dos problemas de optimización anidados relacionados jerárquicamente. Cada uno de los niveles, superior e inferior, buscan optimizar su función objetivo y tienen control sobre su conjunto de variables de decisión. Los problemas BLP guardan relación en los campos de teoría de juegos y economía con el equilibrio en competencia imperfecta de Stackelberg. En el equilibrio de Stackelberg se modela la toma secuencial de decisiones de dos agentes: líder y seguidor. El líder, anticipando la reacción del seguidor, elige su estrategia óptima (determina el valor de sus variables de decisión) y el seguidor reacciona en consecuencia.

El problema BLP expuesto en este proyecto modela en el nivel superior el marco regulatorio y en el nivel inferior la interacción de dos tipos de agentes en equilibrio: consumidores y generadores. El objetivo del regulador en el nivel superior es garantizar

la recaudación de suficientes ingresos, que provienen de los términos fijos y variables de las tarifas aplicadas a los clientes, para financiar los costes de las actividades reguladas durante el periodo considerado.

En el nivel inferior, se ha establecido como hipótesis que el precio marginalista del mercado de energía eléctrica es conocido de antemano, por lo que se modelará como un parámetro de entrada. Los agentes del nivel inferior se han definido como pequeños consumidores y generadores cuyas decisiones no tienen influencia sobre el mercado eléctrico. Además, por simplicidad, se ha representado de forma centralizada toda la generación de energía en una red de un solo nudo en la que únicamente existe un cliente que representa a todo el consumo agregado. El operador de generación tiene por objetivo minimizar los costes de inversión, ya que se han considerado exclusivamente tecnologías de generación renovable cuyos costes de explotación son despreciables frente a la inversión inicial. El cliente, aparte de minimizar la inversión en GD instalada aguas abajo del contador, trata de reducir los gastos en la factura correspondientes a su consumo de la red. Además de pagar la energía consumida a precio marginalista, la tarifa incluye un término fijo por potencia contratada y un término variable por energía consumida.

Todos los agentes están relacionados en el nivel superior por el balance económico del sector, mientras que ambas partes del nivel inferior deben cumplir con el balance de potencias. Aunque el cliente tiene capacidad de instalar GD, deberá consumir toda la energía que genere pues no podrá vender su excedente al no haber más clientes. Por tanto, podrá beneficiarse de la GD para reducir los costes asociados a su consumo de la red.

En cuanto al horizonte temporal, se considera cronología horaria para un conjunto de años caracterizados por un periodo sintético representativo compuesto por un número variable de horas según la metodología presentada en Doménech et al. [2]. Se han generado varios casos de estudio con diferentes horizontes temporales y perfiles horarios para analizar la escalabilidad de los métodos de resolución al aumentar el número de años o de horas considerados en el modelo.

En Hansen et al. [3], se afirma que los problemas BLP son intrínsecamente NP-duros y generalmente no convexos y no diferenciables, por lo que su resolución es de gran complejidad. Inicialmente, se ha utilizado la extensión Extended Mathematical Programming (EMP) presente en algunos lenguajes algebraicos de modelado como GAMS para solucionar directamente el BLP. La extensión EMP reformula algunos tipos de problemas como el BLP en una serie de clases de modelos establecidos para aplicar algoritmos clásicos de resolución, pero no se ha obtenido una solución factible debido a la poca madurez del EMP.

El método de resolución más extendido consiste en transformar el BLP en su MPEC (*mathematical programming with equilibrium constraints*, o problema de optimización con restricciones de equilibrio) equivalente reemplazando el problema del nivel inferior por sus condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) [4]. Las condiciones de complementariedad de holguras son las que caracterizan al problema como MPEC, los cuales son también NP-duros, y son fuente de no linealidades en el modelo. El modelo no lineal resultante se ha denominado *PNL* y se ha resuelto mediante NLPEC, el cual reformula el MPEC en un problema no lineal (NLP) y llama al algoritmo de resolución no lineal CONOPT.

A continuación, se han linealizado las condiciones de complementariedad a través del método de la M grande, el cual relaja una de las expresiones forzando a que la otra sea cero para que su producto sea nulo. La otra no linealidad presente en el modelo se encuentra en la restricción del nivel superior para asegurar ingresos suficientes para cubrir los costes regulados. Se han propuesto dos enfoques para eliminar esta no linealidad:

- i) En primer lugar, se ha aplicado la condición de dualidad fuerte al nivel inferior, la cual tiene lugar si el *duality gap* es nulo [5]. Por tanto, al ser iguales en el óptimo global el valor de la función objetivo del problema primal y del dual del nivel inferior, podemos igualar ambas y despejar una expresión lineal que sustituya a los términos no lineales. Estos términos no lineales que están presentes en la función objetivo del seguidor se hallan también en la restricción del primer nivel. Este modelo de programación lineal entera mixta (MILP) se ha denominado *PLIN* y se ha resuelto utilizando CPLEX.
- ii) Alternativamente, se ha realizado un cambio de variable en el nivel superior para transformar los productos de dos variables existentes en diferencia de cuadrados de las nuevas variables [6]. Se ha intentado resolver el problema de restricciones cuadráticas resultante mediante el algoritmo de CPLEX para MIQCP, pero no se ha conseguido una solución factible. Aparte de ser no convexa la nueva restricción del nivel superior, el algoritmo de resolución para para MIQCP no está tan desarrollado. Por tanto, se han aproximado por tramos lineales dichos términos cuadráticos dando lugar a un problema convexo y lineal que se ha designado como *PQL* y se ha resuelto también con CPLEX [7].

El cambio de variable posibilita reformular el nivel superior para asegurar la recuperación de los costes regulados cada año. Esto no sería posible haciendo uso de la condición de dualidad fuerte, ya que no coincidirían los términos no lineales de la función objetivo del nivel inferior con los de la restricción del nivel superior.

Los métodos expuestos para la linealización de la restricción del primer nivel pueden aplicarse a modelos de otros sectores en los que también se den productos de dos variables (por ejemplo, ingresos económicos). Asimismo, el cambio de variable para la transformación en un modelo cuadrático y su posterior aproximación lineal a tramos es de carácter general y por tanto no se limita en su aplicación a problemas BLP.

Se ha realizado una comparativa entre métodos de resolución para problemas BLP propuestos en este proyecto a partir de los resultados extraídos de la ejecución de distintos casos de estudio en función del número de horas y de años considerados. El enfoque que ha presentado mejores resultados computacionales ha sido resolver el problema lineal *PLIN* mediante el algoritmo de resolución *branch and bound* de CPLEX para MIP.

El tiempo de ejecución del modelo cuadrático linealizado *PQL* (utilizando también *branch and bound* de CPLEX para MIP) ha sido superior al de *PLIN* para todos los casos de estudio. Además, la solución obtenida por este método presenta un error de aproximación debido a la aproximación lineal a tramos en la que únicamente se han tomado 3 puntos. Por ello, para mejorar la solución sería conveniente hacer nuevas iteraciones con los resultados obtenidos, aumentar el número de puntos u optimizar los

puntos utilizados en dicha aproximación. Sin embargo, el modelo *PQL*, aunque más lento, ofrece la posibilidad de calcular las tarifas necesarias para recuperar año a año los costes de las actividades reguladas evitando la concentración de las tarifas en un periodo determinado.

En cuanto al problema *PNL*, se ha utilizado NLPEC que transforma el modelo MPEC en un NLP que puede ser resuelto mediante algoritmos de resolución para problemas no lineales como CONOPT. Estos algoritmos de resolución, en su mayoría derivados del método de Newton, buscan la solución en la dirección de mayor descenso del gradiente hasta llegar a un punto de gradiente nulo. En nuestro caso, al no ser un problema convexo, no se puede garantizar que esta solución sea el óptimo global y depende en gran medida del punto inicial escogido. La solución que se ha obtenido por este método no es similar al óptimo global del problema *PLIN*. Por tanto, para la aplicación de este enfoque a problemas de gran tamaño para los que se ha conseguido el menor tiempo de ejecución con este método, sería necesario estudiar diferentes puntos iniciales para tratar de obtener una solución similar al óptimo global.

En futuros estudios se plantearán extensiones al modelo como incrementar el número de consumidores permitiendo la venta del excedente de GD o ampliar las tecnologías de generación consideradas como el almacenamiento de energía en baterías. Otra posibilidad sería considerar el precio marginalista de la energía como una variable endógena para modelar el mercado mayorista de la electricidad. Adicionalmente, se podrían incluir otras características técnicas y económicas como los mercados de flexibilidad o de reserva secundaria.

Para mejorar la calidad de la solución se podrían introducir límites máximos y mínimos a los términos variables de las tarifas, evitándose así su concentración sobre una serie de horas. Finalmente, en este proyecto no se han podido analizar métodos heurísticos como alternativa a los algoritmos deterministas de resolución propuestos, por lo que su implementación queda pendiente para futuros estudios.

MODELING STRATEGIES AND COMPUTATIONAL ANALYSIS OF BILEVEL MATHEMATICAL PROGRAMING PROBLEMS FOR THE CHARACTERIZATION OF REGULATOR-AGENT DECISIONS IN THE ELECTRICITY SECTOR

Author: Miguel Martínez Velázquez

Co-Directors: Campos Fernández, Francisco Alberto. Doménech Martínez, Salvador. Villar Collado, José.

Collaborating entities: ICAI – Comillas Pontifical University. Institute for Research in Technology, IIT.

PROJECT SUMMARY

In the past few years, the development of distributed generation (DG) has brought a reduction to its investment costs leading to an expansion of this type of generation technologies by consumers who commence to profit from savings in their electricity consumption. This implies a challenge towards the integration of low-scale DG and for the network operation, as well as in the regulation of electricity tariffs. The installation of DG by clients may well result in a reduction of the regulated revenues, which eventually could not match the costs of the regulated activities of the sector such as transmission and distribution.

Doménech et al. [1] suggests a bilevel programming problem (BLP) that attempts to shed light on this question. However, given the complexity of the model which considers in detail the technical and economic aspects of the Spanish electricity sector, it is convenient to review the effectiveness of different resolution approaches to BLPs available in the literature applied to a simplified problem. Therefore, the main objective of this project is to analyze the computational efficiency of different solvers for BLP in its application to a simplified model of the electricity sector. The results of this analysis will be helpful to select the best approach for real applications.

Bilevel programming problems (BLP) are formed of two nested optimization problems which are hierarchically related. Both levels, upper and lower, seek to optimize their own objective function and are in control of their set of decision variables. BLPs are closely related in the fields of game theory and economics to Stackelberg game for imperfect competition. The leader, anticipating the reaction of the follower, selects its optimal strategy (determines the value of its decision variables), then the follower reacts.

The BLP problem covered in this project models at the upper level the regulatory framework and at the lower level the interaction of two types of agents in equilibrium: consumers and generators. The regulator's objective in the upper level is assuring enough revenues to finance the expenditures of the regulated activities for a given period through the fixed and variable terms of the clients' electricity bill.

In the lower level, the marginal energy price is considered as a fixed input parameter known in advance. Both agents of the lower level are defined as small consumers and generators whose decisions lack of influence over the wholesale

electricity market. In addition, for simplicity, all generation is centralized in a single node network to which only one client, representative of the aggregated consumption, is connected. The objective of the generation operator is to minimize the investment costs, since just renewable energy generation technologies, which have negligible operational costs compared to the initial investment, will be considered. Besides minimizing the investment on DG, the client attempts to reduce its expenses in the electricity bill. These include a fixed cost for the contracted power and a variable cost for the energy consumption, as well as the marginal cost of electricity in the wholesale market.

All agents are interconnected in the upper level by the economic balance of the sector. At the same time, both consumers and generator must satisfy the power balance. Although the client can install DG, they must consume all the energy they generate because there are no other clients to sell the excess. Therefore, the client may benefit from the installed DG to reduce their expenses related to energy consumption from the grid.

Regarding the planning horizon, hourly chronology is considered for several years characterized by a synthetic representative period that is composed of a variable number of hours according to the methodology presented at Doménech et al. [2]. Various case studies have been generated with different planning horizons and hourly profiles to analyze the scalability of the approaches when increasing the number of hours or years in the model.

At Hansen et al. [3] is stated that BLPs are intrinsically NP-hard and typically nonconvex and nondifferentiable, so their resolution is especially complex. At first, the extension Extended Mathematical Programming (EMP), available in several algebraic modeling languages such as GAMS, has been used to solve the BLP. The EMP extension reformulates the BLP into more established classes to apply classical solver algorithms. As a result of the low maturity of the EMP, no feasible solution has been found with this approach.

The most common approach to solve BLPs is the transformation of the BLP into its equivalent MPEC (mathematical programming with equilibrium constraints) by replacing the lower level problem with its Karush-Kuhn-Tucker conditions (KKT) [4]. The complementarity conditions characterize the subsequent problem as an MPEC, which are also NP-hard, and are a major source of nonlinearities in the model. This nonlinear model has been named *PNL* and has been solved using NLPEC that reformulates the original MPEC into a nonlinear programming model (NLP) and then calls the CONOPT solver for nonlinear problems.

The complementarity conditions are linearized by the big M method that relaxes one of the expressions and at the same time it imposes the other to take value zero so that their product is also zero. There is another nonlinearity present in the upper level constraint that assures enough revenues to finance the cost of regulated activities. Two approaches are proposed in this project to handle this nonlinearity:

- i) Firstly, the strong duality condition is applied to the lower level in which the duality gap is considered equal to zero [5]. As the objective function value of the primal and dual problems of the lower level are equal at the global optimum, both can be equated, and a linear expression is obtained to replace the nonlinear terms.

in the follower's objective function appear also in the constraint of the leader's problem. This mixed integer linear programming (MILP) model is labeled as *PLIN* and has been solved with CPLEX.

- ii) Alternatively, a change of variables is performed at the lower level to convert the product of two variables into a difference of squares of the newly introduced variables [6]. Nevertheless, no feasible solution has been reached for this problem with quadratic constraints by using the solver given in CPLEX for MIQCP (mixed integer quadratically constrained programming). The MIQCP solver is not a mature algorithm and the new quadratic constraint is nonconvex. Then, a piecewise linear approximation is applied to the quadratic terms to obtain a linear and convex problem identified as *PQL* which has also been solved with CPLEX.

This change of variables allows to reformulate the upper level to finance the regulated expenditures for each individual year. This would not be possible by applying strong duality because the nonlinear terms of the lower level objective function would no longer be equal to the ones in the upper level constraint.

The proposed methods for the linearization of the first level constraint may be applied to models in other sectors where products of two variables also appear (e.g. revenues). Moreover, the change of variables to transform the nonlinear model into a quadratic one and the subsequent piecewise linear approximation is not restricted to BLPs.

A comparative analysis has also been completed among the above-mentioned BLP solution approaches with the results obtained from the execution of several case studies for different amounts of hours and years considered in the model. The approach that has shown better computational results is solving the linear problem *PLIN* with CPLEX branch and bound solver algorithm for MIP.

The execution time of the linearized quadratic model *PQL* (using also as a solver CPLEX branch and bound for MIP) has been higher than *PLIN*'s execution time for all the case studies. In addition, the solution obtained with this method has an approximation error inherent to the piecewise linear approximation that has been performed with just 3 points. Thus, it would be convenient to execute additional iterations with historical data, increase the number of points or even optimize the points used for the linearization. Even though the *PQL* model is slower, it has the advantage of allowing a reformulation to compute the tariffs for financing every yearly the costs associated to the regulated activities avoiding the concentration of higher tariffs during a given period.

Regarding the *PNL* model, the NLPEC solver transforms the MPEC model into an NLP that can be solved using algorithms for nonlinear programming such as CONOPT. These algorithms are commonly derived from Newton's method and search for a solution in the direction of greater gradient descent until reaching a zero-gradient point. This solution depends greatly on the chosen initial point and, in our model, it cannot be guaranteed to be a global optimum as it is not convex. The solution obtained for *PNL* is not similar to the global optimum of the linear problem *PLIN*. The analysis of different initial points to obtain solutions that are closer to the global optimum would be required

to apply this method as an alternative. However, with the nonlinear approach the fastest computation time has been achieved for the largest problem.

Future studies could cover extensions to the model such as increasing the number of consumers to allow trading of the DG excesses or extending the generation technologies covered, for instance energy storage in batteries. Moreover, the marginal price could be considered as an endogenous variable to model the wholesale electricity market. Furthermore, other technical and economical characteristics such as flexibility markets or ancillary services.

Upper and lower bounds for the variable terms of the tariffs could be considered to avoid their concentration on certain hours and improve the quality of the solution. Finally, in this project heuristic methods have not been compared to the proposed deterministic solver algorithms, so their implementation will be covered in future studies.

Índice de contenidos

<i>Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto</i>	<i>1</i>
1.1.- <i>Introducción</i>	<i>1</i>
1.2.- <i>Motivación</i>	<i>2</i>
1.3.- <i>Objetivos del proyecto</i>	<i>3</i>
1.4.- <i>Metodología</i>	<i>4</i>
1.5.- <i>Recursos a emplear</i>	<i>5</i>
<i>Capítulo 2.- Estado del arte</i>	<i>7</i>
<i>Capítulo 3.- Descripción del modelo desarrollado</i>	<i>13</i>
3.1.- <i>Formulación del problema binivel</i>	<i>13</i>
3.1.1.- <i>Nomenclatura</i>	<i>13</i>
3.1.2.- <i>Nivel superior</i>	<i>16</i>
3.1.3.- <i>Nivel inferior</i>	<i>16</i>
3.2.- <i>Transformación del problema binivel en MPEC</i>	<i>18</i>
3.3.- <i>Linealización</i>	<i>21</i>
3.3.1.- <i>Condiciones de complementariedad de holguras</i>	<i>21</i>
3.3.2.- <i>Restricción del nivel superior</i>	<i>22</i>
3.4.- <i>Cambio de variable</i>	<i>23</i>
3.4.1.- <i>Linealización de los términos cuadráticos</i>	<i>24</i>
<i>Capítulo 4.- Análisis de resultados</i>	<i>27</i>
4.1.- <i>Datos de entrada</i>	<i>27</i>
4.2.- <i>Casos de estudio</i>	<i>30</i>
4.3.- <i>Análisis computacional</i>	<i>32</i>
<i>Capítulo 5.- Conclusiones</i>	<i>35</i>
5.1.- <i>Conclusiones sobre la metodología</i>	<i>35</i>
5.2.- <i>Conclusiones sobre los resultados</i>	<i>36</i>
5.3.- <i>Recomendaciones para futuros estudios</i>	<i>37</i>
<i>Capítulo 6.- Bibliografía</i>	<i>39</i>
<i>Anexo A: Resultados para el caso base</i>	<i>43</i>

Índice de figuras

<i>Figura 1: Esquema básico de métodos metaheurísticos poblacionales para la resolución de BLP aplicados al nivel superior. Fuente: [22].</i>	11
<i>Figura 2: Esquema del modelo binivel. Fuente: Elaboración propia.</i>	18
<i>Figura 3: Resultado de la transformación del BLP (arriba) en su MPEC equivalente (abajo) mediante la aplicación de las KKT. Fuente: Elaboración propia.</i>	20
<i>Figura 4: Aproximación lineal a tramos de la función $f(x) = x^2$. Fuente: Elaboración propia.</i>	25
<i>Figura 5: Precio marginal de la energía eléctrica en España durante la semana 24 del año 2019. Fuentes: Elaboración propia, OMIE [24].</i>	27
<i>Figura 6: Evolución de los costes regulados incluidos en el precio de la electricidad en España. Fuentes: CNMC, [23].</i>	28
<i>Figura 7: Demanda de energía eléctrica durante la semana 24 del año 2019. Fuentes: Elaboración propia, REE [28].</i>	29
<i>Figura 8: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular [MW]. Fuente: REE [29].</i>	30
<i>Figura 9: Perfiles horarios de demanda. Fuente: Elaboración propia.</i>	31

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Índices. Fuente: Elaboración propia.</i>	13
<i>Tabla 2. Parámetros del nivel superior. Fuente: Elaboración propia.</i>	13
<i>Tabla 3. Parámetros del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.</i>	13
<i>Tabla 4. Variables del nivel superior. Fuente: Elaboración propia.</i>	14
<i>Tabla 5. Variables del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.</i>	14
<i>Tabla 6. Multiplicadores de Lagrange del Lagrangiano del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.</i>	14
<i>Tabla 7. Variables binarias. Fuente: Elaboración propia.</i>	14
<i>Tabla 8: Variables utilizadas para el cambio de variable. Fuente: Elaboración propia.</i>	15
<i>Tabla 9: Parámetros utilizados en la aproximación lineal de los términos cuadráticos. Fuente: Elaboración propia.</i>	15
<i>Tabla 10: Variables utilizadas en la aproximación lineal a tramos de los términos cuadráticos. Fuente: Elaboración propia.</i>	15
<i>Tabla 11: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PLIN utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.</i>	32
<i>Tabla 12: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de horas PLIN utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>Tabla 13: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PQL utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>Tabla 14: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PQL utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>Tabla 15: Comparativa entre los dos problemas PQL utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.</i>	33
<i>Tabla 16: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PNL utilizando NLPEC. Fuente: Elaboración propia.</i>	34
<i>Tabla 17: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de horas para PNL utilizando NLPEC. Fuente: Elaboración propia.</i>	34

Capítulo 1.- Introducción y planteamiento del proyecto

1.1.- Introducción

En este proyecto se pretende identificar estrategias de modelado y realizar un análisis computacional para la representación mediante programación matemática de problemas binivel del sector eléctrico cuya especificación es conocida.

En este modelo del sector, el nivel superior representa de manera sencilla el marco regulatorio del sistema eléctrico cuyo objetivo es la obtención de unos ingresos suficientes para cubrir los costes de las actividades reguladas, como por ejemplo los costes de transporte y distribución de la electricidad.

El nivel inferior consta de dos tipos de entidades en equilibrio: pequeños generadores y consumidores que no tienen capacidad de influir sobre el precio del mercado eléctrico con sus decisiones. Por simplicidad, la generación de energía eléctrica se representa de forma centralizada (lo que equivaldría a un mercado en competencia perfecta asumiendo que el precio de venta sería el coste marginal) en una red de nudo único, y en la que solo existe un consumidor, que representa a todo el consumo agregado, conectado a dicho nudo. El objetivo del único generador modelado es minimizar los costes de inversión, ya que los costes de explotación se han supuesto despreciables frente a los de inversión al considerarse únicamente tecnologías de generación renovable. El consumidor tiene como objetivo minimizar los gastos correspondientes a su consumo de electricidad. Estos proceden de: i) la compra de energía de la red a precio marginalista, ii) el pago de las tarifas eléctricas, y iii) los costes de inversión de la generación distribuida (GD) instalada aguas abajo del contador. Esta GD podrá ser usada para reducir su consumo de red, reduciendo así sus costes debidos a i) y ii).

Ambas partes del nivel inferior deben cumplir con la restricción del balance de potencia, de forma que toda la potencia generada de forma centralizada debe ser consumida por la demanda. Al incluirse en el modelo únicamente un cliente equivalente, éste ha de ser consumidor puro, pues no podría vender en ningún caso su exceso de producción a otros clientes, aunque instalase GD. El coste variable de las tecnologías a instalar por el consumidor también se supone nulo, lo cual es una hipótesis razonable en instalaciones de energía renovable como podrían ser paneles solares.

En el nivel superior, todos los agentes están conectados por el balance económico del sector de forma que los ingresos asociados a los términos de tarifa cubran los costes regulados de operación de las compañías transportistas y distribuidoras.

Finalmente, con relación al horizonte temporal, se considerará cronología horaria para un conjunto de años predefinidos. Cada uno de ellos se caracterizará por un periodo sintético representativo con un número de horas variable, según la metodología presentada en Doménech et al. [2]. Esto permitirá el análisis de los tiempos de ejecución en función de dicho número de horas.

1.2.- Motivación

En este momento, la mayor parte de la energía eléctrica generada se produce en grandes centrales térmicas, nucleares o hidroeléctricas. Debido a economías de escala, el menor coste de generar en estas centrales compensa el coste que supone transportar la electricidad a grandes distancias hasta los puntos de consumo. Esto se debe a que las centrales eléctricas se ubican tradicionalmente cerca de los recursos necesarios para la generación y su refrigeración. Sin embargo, en los últimos años la GD ha supuesto un desafío en la integración de tecnologías de generación de pequeña escala en la red y en la propia operación de la red.

La generación distribuida (GD) consiste en generar energía eléctrica con pequeños grupos generadores, de varios kilovatios de potencia instalada, que están habitualmente conectados a la red de distribución en puntos cercanos al consumo. En concreto, las fuentes de energía distribuida comprenden desde la cogeneración en plantas industriales hasta pequeñas instalaciones domésticas de energía solar fotovoltaica y eólica. Además, la creciente implantación de sistemas de almacenamiento de energía y de vehículos eléctricos, los cuales podrían permitir aplanar la demanda aumentando el consumo en horas valle y disponer de la energía almacenada en las puntas de consumo, está impulsando su desarrollo.

La instalación de GD presenta posibles beneficios entre los cuales se encontrarían la reducción de pérdidas en la red de transporte y distribución (si bien en la red de distribución podrían aumentar, véase Méndez et al. [8]), y la reducción de flujos de energía por la misma (aunque en casos extremos las instalaciones fotovoltaicas residenciales pueden causar sobretensiones, véase Palmintier et al. [9]). Asimismo, la GD contribuye a mejorar la fiabilidad de la red y la calidad de la potencia, reduciendo costes y emisiones, [10]. Actualmente, numerosos países tienen un importante compromiso con la reducción de emisiones dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU o el Horizonte 2020 en la UE. A pesar de que los beneficios de este tipo de generación dependen en gran medida del tipo de instalación, las pequeñas instalaciones domésticas de energía solar fotovoltaica y eólica contribuyen a incrementar la contribución de las energías renovables al mix energético. Además, la cogeneración permite aprovechar el calor residual mejorando la eficiencia energética de los grandes consumidores industriales.

Hoy en día los costes de inversión de las instalaciones de GD renovable son elevados para aplicaciones en entornos residenciales o comerciales y algunas tecnologías, como los sistemas de almacenamiento de energía, dependen en gran medida de subsidios para ser rentables. Sin embargo, el desarrollo tecnológico está produciendo una reducción de dichos costes de inversión (conocidos y estables) pudiendo llegar a producir rentabilidad a aquellos consumidores que se benefician de una mayor estabilidad en el coste de la electricidad a largo plazo, [10]. Además, tras la derogación en España en octubre de 2018 del Real Decreto 900/2015, también conocido como “impuesto al sol”, los consumidores con paneles solares empiezan a percibir un ahorro en su gestión de la energía. Por otro lado, la regulación de las tarifas de energía eléctrica es un asunto controvertido en los últimos años, puesto que la GD podría suponer una reducción en los

ingresos regulados, y llegado el caso podrían no cubrir los costes regulados, como los de transporte y distribución.

Un modelo de programación binivel (BLP) similar al propuesto en Doménech et al. [1] pretende dar respuesta a toda esta problemática. Sin embargo, dada la complejidad de este modelo en su aplicación a un caso de estudio real que considere todos los aspectos técnicos y económicos del sector eléctrico español, resulta conveniente analizar previamente la eficiencia computacional y los pros y contras de algunos enfoques de resolución de BLP en su aplicación a problemas simplificados pero similares a los propuestos en [1]. Esto ayudará en la selección del enfoque a emplear en problemas reales y requiere del análisis de eficiencia computacional cuando se plantean distintos escenarios variando el tamaño del problema a resolver. Ésta es precisamente la motivación principal de este proyecto.

1.3.- Objetivos del proyecto

En esta sección se presenta una descripción de los objetivos fijados que se desean alcanzar durante la realización del proyecto. El principal objetivo de este proyecto es estudiar la eficiencia computacional de distintos enfoques de resolución de problemas biniveles aplicados a un modelo sencillo de especificación conocida que representa la anticipación del regulador frente al mercado de generación y a la GD. Con objeto de determinar la mejor alternativa de resolución del problema binivel, se listan los siguientes objetivos:

1. Implementar un algoritmo de optimización utilizando las condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) para transformar el problema binivel en un problema de un único nivel. Como se comentará en el estado del arte, aunque esta estrategia garantiza la convergencia a una solución global del problema, su aplicación a modelos con un gran número de ecuaciones e incógnitas implica tiempos de computación elevados y poca flexibilidad para añadir nuevas ecuaciones al modelo debido al cálculo del lagrangiano. Sin embargo, se utilizará como punto de partida para analizar y comparar posteriormente otros modelos.
2. Implementar otros enfoques de resolución de problemas BLP. Idealmente se busca un algoritmo iterativo de optimización que no necesiten del cálculo del lagrangiano, con mayor flexibilidad y menor tiempo de computación que aplicando las condiciones KKT. Se estudian también distintas estrategias para la linealización y la resolución en un único nivel de los problemas biniveles.
3. Realizar un análisis comparativo analizando ventajas y desventajas (convergencia, tiempo de computación, escalabilidad, etc.) de cada tipo de estrategia de modelado y/o enfoque de resolución propuesto.

En futuros trabajos podría plantearse la incorporación al modelo descrito en la introducción de nuevos elementos que muestren la toma de decisiones estratégicas de más de un agente de generación. Otra posible extensión sería la incorporación de más de un consumidor al modelo para permitir la venta de excedentes de GD entre los consumidores.

A su vez también podría considerarse que el precio de la electricidad fuera una variable endógena del problema en lugar de un parámetro de entrada.

1.4.- Metodología

En esta sección se presenta el plan de trabajo y los procedimientos a seguir para alcanzar los objetivos fijados en la sección anterior. Inicialmente, se ha llevado a cabo una revisión del estado del arte para comprender los problemas binivel y estudiar los algoritmos que se aplican habitualmente para la resolución de los BLP. Esta primera fase del proyecto es de gran importancia debido a la complejidad de los BLP, ya que el estudio de sus relaciones con los MPEC (*mathematical programming with equilibrium constraints*, o problema de optimización con restricciones de equilibrio) y el equilibrio de competencia imperfecta de Stackelberg favorece la comprensión de las propiedades de los BLP aprovechadas a continuación en los métodos de resolución.

Posteriormente, se ha elaborado un modelo BLP simplificado similar al propuesto en Doménech et al. [1], puesto que debido a la complejidad de dicho modelo resulta de gran utilidad analizar la eficiencia computacional de diferentes algoritmos y métodos de resolución de BLP en un problema más sencillo. Para que los resultados obtenidos sean extrapolables en la elección del enfoque a utilizar, se han empleado perfiles horarios definidos para un periodo representativo de una semana. En esta fase del proyecto se han diseñado varios escenarios en función del número de horas y años considerados. Estos escenarios han servido para analizar la escalabilidad de los enfoques de resolución de BLP propuestos en función del tamaño del modelo.

Tras la formulación del modelo se ha procedido a obtener los datos de entrada. A pesar de que el objetivo de este proyecto no es el modelado de las características técnicas y económicas del sector eléctrico en España, se han buscado datos representativos que aseguren unos resultados similares y escalables a un modelo real completo. En paralelo, se ha ajustado el modelo y se ha procedido a la resolución de los casos de estudio.

En el enfoque de modelado y resolución se ha procedido en primer lugar a la transformación del problema binivel en un problema de un único nivel mediante la aplicación de las KKT del segundo nivel y se han linealizado los términos no lineales presentes en las restricciones. Se ha programado este método en GAMS y se ha tomado como punto de partida para la comparación con otros enfoques de modelado desarrollados y programados también en GAMS. Los distintos enfoques de modelado que se han propuesto como alternativa se han basado en las distintas reformulaciones de las restricciones no lineales en lineales o cuadráticas. Tras su implementación se ha procedido a la validación y ajuste de cada problema de programación matemática, lo cual ha supuesto nuevamente revisar la formulación y los datos de entrada del modelo.

Finalmente, se han recogido datos de experiencia de computación para su posterior análisis, en el cual se han comparado los resultados obtenidos para cada tipo de enfoque de modelado propuesto. Los resultados se presentan por medio de tablas para facilitar su comprensión y el estudio comparativo entre los distintos escenarios y enfoques de modelado.

1.5.- Recursos a emplear

A continuación, se especifican los recursos que se han empleado en la realización del proyecto. La revisión bibliográfica se ha realizado a partir de documentación hallada en la base de datos del servicio de biblioteca de la Universidad Pontificia de Comillas, la consulta de revistas científicas y páginas web de organismos nacionales e internacionales.

El desarrollo del modelo se ha realizado como ya se ha dicho mediante GAMS, empleando una licencia completa proporcionada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) para resolver problemas de programación lineal entera mixta. Dicho modelo se ha completado con una herramienta desarrollada en Excel y VBA que permite la introducción de datos y la extracción de resultados de GAMS. Además, se ha utilizado MATLAB con la licencia de estudiante como alumno de la Universidad Pontificia de Comillas para realizar gráficas y generar algunas de las tablas de Excel con datos de entrada al modelo.

Finalmente, se ha empleado el paquete de ofimática de Microsoft Office (Word, Excel y PowerPoint) para el análisis de los resultados de los algoritmos, la redacción de la memoria y la elaboración de la presentación del proyecto.

Capítulo 2.- Estado del arte

En este capítulo se presenta una revisión del estado del arte de los algoritmos utilizados en la resolución de problemas de optimización biniveles. En primer lugar, se muestra una visión general de los problemas de optimización binivel indicando su relación con los juegos de Stackelberg (líder-seguidor) y los problemas MPECs. Además, se incluye la formulación matemática general de ambos problemas definiéndose las variables, funciones objetivo y restricciones, además de conceptos básicos como la región inducida. Posteriormente, se expone una selección suficientemente representativa de los diferentes métodos de resolución de problemas biniveles encontrados en la literatura, que pueden clasificarse como algoritmos exactos de optimización o algoritmos metaheurísticos. Aunque en esta sección se ha realizado una revisión del estado del arte de los algoritmos metaheurísticos mencionados, en este proyecto las técnicas de resolución finalmente estudiadas se basan todas en el planteamiento de problemas de programación matemática en un único nivel, que pueden ser resueltos de manera exacta mediante programas de software comercial de resolución como GAMS-CPLEX. Este planteamiento permite la obtención de soluciones óptimas globales en lugar de locales o cuasióptimas como ocurre con la utilización de algoritmos metaheurísticos.

Los problemas de optimización binivel (*bilevel programming*, BLP) fueron introducidos por Bracken y McGill en los años setenta. El BLP se caracteriza por presentar dos problemas de optimización anidados y relacionados jerárquicamente, de forma que cada nivel tiene control sobre su conjunto de variables y busca optimizar su función objetivo. El BLP se puede expresar como:

$$\min_{x \in X} F(x, y) \quad (1)$$

$$\text{sujeto a } G(x, y) \leq 0 \quad (2)$$

$$y \in \underset{y \in Y}{\operatorname{argmin}} f(x, y) \quad (3)$$

$$\text{sujeto a } g(x, y) \leq 0 \quad (4)$$

Las variables x son las variables de decisión del problema de nivel superior y las variables y , las del problema de nivel inferior. Asimismo, las funciones F y f representan las funciones objetivo del nivel superior e inferior respectivamente, mientras que G y g son las restricciones del nivel superior e inferior respectivamente.

La optimización binivel se encuentra estrechamente ligada en los campos de teoría de juegos y economía al equilibrio en competencia imperfecta de Stackelberg [11], en el cual interaccionan dos agentes de distinto nivel que toman sus decisiones secuencialmente. El líder elige su estrategia óptima anticipando la reacción del seguidor. La relación con los problemas biniveles se puede observar en que una vez que el líder (nivel superior) determina el valor de sus variables $x \in X$, el seguidor (nivel inferior) reacciona a la decisión del líder $y \in Y(x)$.

A continuación, se introducen una serie de conceptos básicos que ayudan a la comprensión de los problemas binivel. El problema relajado asociado, cuyo óptimo (del problema del nivel superior) sería una cota inferior del óptimo del BLP, se puede expresar según Colson et al. [4] como:

$$\min_{x \in X, y} F(x, y) \quad (5)$$

$$\text{sujeto a } G(x, y) \leq 0 \quad (6)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (7)$$

Para dicho problema, la región factible del líder, conocida como región inducida, se puede formular como el conjunto:

$$RI = \{(x, y): x \in X, G(x, y) \leq 0, y \in \operatorname{argmin}\{f(x, \hat{y}): \hat{y} \in Y, g(x, \hat{y}) \leq 0\}\} \quad (8)$$

La región inducida es típicamente un conjunto no convexo, incluso para problemas lineales. Si las restricciones del nivel superior dependen únicamente de sus propias variables $G(x) \leq 0$, la región inducida es además un conjunto conexo. Sin embargo, si las restricciones del nivel superior dependen conjuntamente de las variables de ambos niveles $G(x, y) \leq 0$, como sucede en nuestro modelo, la región inducida puede ser un conjunto inconexo como se indica en Colson et al. [4] y Fliege et al. [12]. Este hecho supone una complicación para ciertos algoritmos de optimización de BLP. Es por ello por lo que, en la literatura, algunos algoritmos suponen que las restricciones del nivel superior solo dependen de las variables de éste, véase por ejemplo Colson et al. [13].

En Shi et al. [14] y [15], se halla una solución Pareto-óptima para problemas BLP cuya región factible S , intersección de las restricciones de ambos niveles, es compacta (cerrada y acotada) y no vacía.

$$S = \{(x, y): G(x, y) \leq 0, g(x, y) \leq 0\} \quad (9)$$

En problemas lineales, la solución al BLP está siempre en un vértice del poliedro S .

En [14] y [15] se afirma que los métodos que proponen hallan una solución a problemas no resolubles por una deficiencia de los métodos utilizados hasta ese momento. Este supuesto se demuestra que no es una deficiencia, al ser equivalente a mover las restricciones del primer nivel que dependen de las variables del seguidor al nivel inferior, cambiando así la naturaleza del problema (mover las restricciones del nivel superior al inferior implica que el seguidor está obligado a respetar las restricciones del primer nivel que dependen de sus variables). En Audet et al. [16], se demuestra que el nuevo planteamiento propuesto por Shi et al. en [14] y [15] es una relajación del problema original. De hecho, la nueva “solución” no lo es del problema original, al omitirse implícitamente la naturaleza no cooperativa de los problemas binivel.

La complejidad de resolución de los problemas BLP se debe en gran medida a que son intrínsecamente NP-duros, como se muestra en Hansen et al. [3], generalmente no convexos y no diferenciables. No obstante, en Colson et al. [4] se enumeran una serie de propiedades que facilitan su resolución. La solución del problema del primer nivel con todas las restricciones es una cota inferior de la solución del problema binivel en términos

de valor de la función objetivo. Se prueba además que una gran parte de problemas combinatoriales pueden ser reducidos a problemas biniveles al existir relaciones de equivalencia entre ambos.

Gran parte de la bibliografía analiza únicamente casos sencillos del BLP, especialmente problemas lineales y en menor medida cuadráticos o convexos. Una síntesis sobre algoritmos de optimización, en su mayoría basados en las propiedades anteriores, se presenta en Colson et al. [4]. Por ejemplo, para la resolución de problemas biniveles lineales se proponen algoritmos de enumeración de vértices. El método más extendido de resolución del BLP consiste en reemplazar el nivel inferior por sus condiciones de Karush-Kuhn-Tucker (KKT):

$$\min_{x \in X, y} F(x, y) \quad (10)$$

$$\text{sujeto a } G(x, y) \leq 0 \quad (11)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (12)$$

$$\nabla_y \mathcal{L}(x, y, \lambda) = 0 \quad (13)$$

$$\lambda_i \cdot g_i(x, y) = 0 \quad (14)$$

$$\lambda_i \geq 0 \quad (15)$$

Esta reformulación transforma el problema binivel original en un problema de optimización MPEC de un único nivel. Los MPEC son problemas de optimización cuyas restricciones están definidas por desigualdades variacionales paramétricas o restricciones de complementariedad, [17].

$$\min_{x, y} F(x, y) \quad (16)$$

$$\text{sujeto a } (x, y) \in X \quad (17)$$

$$y \in S(x) \quad (18)$$

El conjunto $S(x)$ es la solución del siguiente conjunto de desigualdades variacionales paramétricas, [4]:

$$y \in S(x) \Leftrightarrow y \in C(x), \quad (v - y)^T \psi(x, y) \leq 0 \quad \forall v \in C(x) \quad (19)$$

Normalmente son utilizados para modelar fenómenos de equilibrio en ingeniería, economía, etc. En el caso de que existan varios agentes en el nivel superior se tratará de un problema EPEC (*equilibrium problem with equilibrium constraints*, o problema de equilibrio con restricciones de equilibrio). En estos problemas, se busca el punto de equilibrio resolviendo simultáneamente varios MPEC. Los problemas MPEC son equivalentes al BLP si la función $\psi(x, y)$ representa el gradiente de una función convexa continuamente diferenciable $g(x, y)$, de tal forma que el conjunto parametrizado $C(x)$ toma la siguiente forma, [4]:

$$C(x) = \{y : g(x, y) \leq 0\} \quad (20)$$

El hecho de que el problema binivel se transforme en un MPEC al sustituir el problema del seguidor por sus KKT, se debe a las restricciones de complementariedad (*complementarity constraints*) de las KKT. De igual forma, un problema MPEC se puede reformular como un BLP, reemplazando las desigualdades variacionales por un problema de optimización, si el vector y (solución del nivel inferior) minimiza la función convexa *gap function* de Fukushima [18].

La solución de un BLP cuyo nivel inferior se ha sustituido por sus KKT puede obtenerse por métodos tradicionales: ramificación y corte (*branch-and-bound* o *branch-and-cut*) en Hansen et al. [3], algoritmos de pivote (*complementary pivoting*), descenso del gradiente (*gradient descent*), métodos de penalización (*penalty function methods*) y métodos de región de confianza (*trust-region methods*) en Colson et al. [13]. Entre estos métodos, resulta interesante para nuestro caso el algoritmo iterativo de región de confianza propuesto por Colson et al. [13] para la resolución problemas biniveles no lineales. Combina la programación entera mixta (MIP) y la programación no lineal aproximando el problema binivel por un modelo lineal cuadrático mediante un enfoque optimista, en donde se asume que existe cierta cooperación entre líder y seguidor. El modelo se construye y optimiza en una región de confianza donde se supone que la aproximación es suficientemente precisa. El algoritmo comprueba si el nuevo punto supone una mejora del valor de la función objetivo y modifica el radio de la región de confianza aumentándola o reduciéndola según la precisión obtenida (si se ha reducido más o menos de lo predicho). El artículo presenta resultados de eficiencia computacional del algoritmo, pero no garantiza hallar una solución factible si las restricciones del nivel superior dependen de las variables del nivel inferior.

Los algoritmos descritos hasta ahora son algoritmos exactos que asumen una formulación explícita del problema y sustituyen el problema del seguidor por las condiciones de KKT, basándose en propiedades de la región inducida. Sin embargo, los tiempos de computación de estos métodos son muy elevados debido a que, al sustituir el problema del seguidor por sus KKT que habitualmente son no lineales, el problema se transforma en un MPEC o un EPEC que también son problemas np-duros. Además, el cálculo del gradiente del lagrangiano ha de repetirse en caso de modificar o añadir nuevas restricciones o variables al modelo, lo cual resta flexibilidad a dichos algoritmos.

Alternativamente, algunos autores como A. R. Conn y L. N. Vicente [19] han desarrollado algoritmos de optimización sin derivadas (*derivative-free optimization*, DFO) para la resolución de problemas binivel. Este tipo de métodos son útiles cuando no se tienen derivadas de las funciones objetivo del nivel superior e inferior o si evaluar la función objetivo conlleva un gran esfuerzo computacional. En [19], se propone un método de región de confianza aplicable a modelos con varias decenas de variables para los cuales la convergencia rápida no es una prioridad.

Para mejorar la eficiencia computacional, surgen en la ciencia computacional los métodos metaheurísticos de resolución que no garantizan hallar la solución óptima, pero ofrecen una buena aproximación a la misma. Estos algoritmos son útiles en problemas no convexos, no diferenciables o que tengan un gran número de variables y/o restricciones, como ocurre en ocasiones con los problemas BLP. También, en casos en los que $y \in R(x)$

no tiene un valor único y no se garantiza que la decisión del seguidor dé lugar a la solución óptima para el líder.

Una característica del BLP es que una solución que no es óptima para el seguidor no es una solución factible. Por tanto, teóricamente el nivel inferior no puede ser resuelto por algoritmos que no garanticen la solución óptima de éste. No obstante, en la práctica se aceptan soluciones aproximadas como se muestra en Deb et al. [20]. Por otro lado, en la revisión de la literatura sobre algoritmos metaheurísticos para la resolución del BLP de Angelo et al. [21], se presentan dos propuestas: aplicar sendos algoritmos metaheurísticos (algoritmos genéticos, evolución diferencial, etc.) a ambos niveles asumiendo la hipótesis de [20] o resolver el nivel inferior con un algoritmo de optimización (pivote, descenso del gradiente, etc.) y ejecutar el algoritmo metaheurístico en el nivel superior. La resolución del problema del seguidor en nuestro modelo del sector eléctrico es relativamente sencilla al ser un problema lineal una vez fijada la decisión del nivel superior.

En Talbi [22], se presenta un análisis de la taxonomía de los métodos metaheurísticos de resolución aplicados al nivel superior. Estos métodos se clasifican en metaheurísticos poblacionales que parte de una población inicial de soluciones y aquellos que parten de una solución o punto inicial. En la Figura 1 se muestra la estructura de un algoritmo metaheurístico poblacional genérico aplicado al nivel superior. La evaluación para determinar las variables del nivel inferior se realiza por medio de algoritmos deterministas de programación lineal.

Algorithm 2: High-level template of P-metaheuristics.

```
 $P = P_0$  ; /* Generation of the initial population */  
 $t = 0$  ;  
repeat  
  Generate( $P'_t$ ) ; /* Generation a new population */  
   $P_{t+1} = \text{Select-Population}(P_t \cup P'_t)$  ; /* Select new population */  
   $t = t+1$  ;  
until Stopping criteria satisfied  
Output: Best solution(s) found.
```

Figura 1: Esquema básico de métodos metaheurísticos poblacionales para la resolución de BLP aplicados al nivel superior. Fuente: [22].

Finalmente, se describe brevemente el algoritmo de evolución diferencial para problemas biniveles (BIDE) propuesto por Angelo et al. [21], puesto que ilustra cómo se produce la toma de decisiones secuencial entre el líder y el seguidor. El método consta de un algoritmo de evolución diferencial ED1 que genera y “evoluciona” las variables del primer nivel y otro ED2 que genera y “evoluciona” las variables del segundo nivel para cada variable fijada en el nivel superior (evolucionada con ED1). Las variables del nivel superior se inicializan aleatoriamente y las del nivel inferior se obtienen del ED2. Los individuos del primer nivel mutan y se recombinan según ED1, asegurándose de que cada uno de ellos es óptimo para el nivel inferior. Se evalúa a los individuos del primer nivel según la función objetivo y las restricciones del nivel superior. Para cada variable fijada del primer nivel, se ejecuta el ED2 y se evalúa a sus individuos según la función objetivo y las restricciones del nivel inferior, retornando éste el vector y óptimo para el seguidor.

Capítulo 3.- Descripción del modelo desarrollado

3.1.- Formulación del problema binivel

3.1.1.- Nomenclatura

En esta sección se presenta una descripción de la nomenclatura adoptada para la formulación del modelo y de las ecuaciones (función objetivo y restricciones) que componen los niveles superior e inferior del problema que se ha resuelto en este proyecto. Éste consiste en la determinación de las tarifas anuales que permiten recuperar los costes regulados a lo largo de un horizonte multianual (primer nivel), teniendo en cuenta el efecto que ellas tienen sobre el comportamiento del mercado y de la GD (segundo y último nivel).

Se ha adoptado como criterio representar los índices y las variables en minúscula y los parámetros de entrada en mayúscula, para facilitar su distinción y el testeo de la linealidad de todos los términos del modelo. Los multiplicadores de Lagrange que resultan de la formulación de las KKT se han representado con letras griegas.

<i>Índices</i>	<i>Significado</i>
a	Años
s	Agentes (consumidores c y generadores g)
t	Tecnologías de generación
h	Horas
i	Puntos para la aproximación lineal de los términos cuadráticos

Tabla 1. Índices. Fuente: Elaboración propia.

El índice s incluye tanto a consumidores como a generadores, por lo que se define como $s = c \cup g$.

<i>Parámetros PSUP</i>	<i>Significado</i>
CR_a	Costes regulados anuales del sistema eléctrico [€]

Tabla 2. Parámetros del nivel superior. Fuente: Elaboración propia.

<i>Parámetros PINF</i>	<i>Significado</i>
P_{ah}	Precio marginal horario de la energía eléctrica [€/kWh]
CI_{ta}^s	Coste de inversión a nivel cliente/generador [€/kW]
D_{ah}^s	Demanda del cliente/que no proviene del cliente [kWh]
POT_t^s	Potencia instalada de cada tecnología al inicio del horizonte temporal a nivel cliente/generador [kW]

Tabla 3. Parámetros del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.

Variables PSUP	Significado
tf_a	Término fijo (potencia) de la tarifa [€/kW]
tv_{ah}	Término variable (energía) de la tarifa [€/kWh]
d	Defecto de los ingresos regulados

Tabla 4. Variables del nivel superior. Fuente: Elaboración propia.

Variables PINF	Significado
cp_a^c	Potencia contratada cliente [kW]
dq_{ah}^c	Consumo de los clientes desde red [kWh]
pt_{ta}^s	Potencia total instalada a nivel cliente/generador [kW]
pt_a^s	Potencia nueva instalada en un año a nivel cliente/generador [kW]
q_{tah}^s	Producción de energía eléctrica a nivel cliente/generador [kWh]

Tabla 5. Variables del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.

Variables	Significado: Multiplicadores de Lagrange
θ_{ah}	Variable dual del balance del generador. Coste total de la energía generada
μ_{ah}	Variable dual del balance del consumidor. Coste total de la energía consumida de red (precio de mercado + término variable de la tarifa)
ρ_{ta}^s	Variable dual de la actualización de potencia instalada
δ_{tah}^s	Variable dual del límite superior de potencia generada
α_{tah}^s	Variable dual del límite inferior de potencia generada
δ_{ah}^c	Variable dual del límite superior del consumo de red
α_{ah}^c	Variable dual del límite inferior del consumo de red
σ_{ta}^s	Variable dual del límite inferior de potencia nueva instalada

Tabla 6. Multiplicadores de Lagrange del Lagrangiano del nivel inferior. Fuente: Elaboración propia.

Como se sabe por la teoría de Lagrange, los multiplicadores de Lagrange (Tabla 6), tienen el signo opuesto a las variables del problema dual del nivel inferior.

En la Tabla 7 se presentan las variables binarias utilizadas posteriormente en la sección 3.3.1 en aplicación del método de la M mayúscula para la linealización de las condiciones de complementariedad de holguras. El parámetro M representa un número suficientemente grande que permite relajar cada una de dichas condiciones.

Variables binarias	Significado
δM_{tah}^s	Variable binaria para la condición de complementariedad (37)
αM_{tah}^s	Variable binaria para la condición de complementariedad (38)
δM_{ah}^c	Variable binaria para la condición de complementariedad (39)
αM_{ah}^c	Variable binaria para la condición de complementariedad (40)
σM_{ta}^s	Variable binaria para la condición de complementariedad (41)

Tabla 7. Variables binarias. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se exponen las variables resultantes del cambio de variable aplicado en la sección 3.4 para la reformulación de los términos no lineales de la restricción del problema del líder en términos de segundo orden. También se presentan los parámetros y variables auxiliares necesarias para la linealización de los términos cuadráticos resultantes del cambio de variable.

Variables	Significado
$z1_a^c$	Cambio de variable para ingresos regulados fijos
$z2_a^c$	Cambio de variable para ingresos regulados fijos
$y1_{ah}^c$	Cambio de variable para ingresos regulados variables
$y2_{ah}^c$	Cambio de variable para ingresos regulados variables

Tabla 8: Variables utilizadas para el cambio de variable. Fuente: Elaboración propia.

Para la aproximación lineal a tramos de los términos cuadráticos resultantes del cambio de variable se han definido una serie de puntos (indexados mediante el índice i) para los cuales se ha calculado su cuadrado.

Parámetros	Significado
$PZ1_{ai}^c$	Puntos para la aproximación lineal a tramos de $z1_a^c$
$PZ2_{ai}^c$	Puntos para la aproximación lineal a tramos de $z2_a^c$
$PY1_{ahi}^c$	Puntos para la aproximación lineal a tramos de $y1_{ah}^c$
$PY2_{ahi}^c$	Puntos para la aproximación lineal a tramos de $y2_{ah}^c$
$SQZ1_{ai}^c$	Cuadrado de $PZ1_{ai}^c$
$SQZ2_{ai}^c$	Cuadrado de $PZ2_{ai}^c$
$SQY1_{ahi}^c$	Cuadrado de $PY1_{ahi}^c$
$SQY2_{ahi}^c$	Cuadrado de $PY2_{ahi}^c$

Tabla 9: Parámetros utilizados en la aproximación lineal de los términos cuadráticos. Fuente: Elaboración propia.

Las variables $sos2$ son un tipo de variables positivas de GAMS tales que, dado un conjunto de variables, únicamente dos de ellas pueden tomar valores no nulos y ambas variables no nulas deben ser adyacentes. Este tipo de variables resultan de gran utilidad para aproximar funciones a tramos como se verá posteriormente en la sección 3.4.1, pues permiten definir combinaciones lineales entre dos puntos.

Variables $sos2$	Significado
$\beta z1_{ai}^c$	Variable $sos2$ para combinación lineal $PZ1_{ai}^c$
$\beta z2_{ai}^c$	Variable $sos2$ para combinación lineal $PZ2_{ai}^c$
$\beta y1_{ahi}^c$	Variable $sos2$ para combinación lineal $PY1_{ahi}^c$
$\beta y2_{ahi}^c$	Variable $sos2$ para combinación lineal $PY2_{ahi}^c$

Tabla 10: Variables $sos2$ utilizadas en la aproximación lineal a tramos de los términos cuadráticos. Fuente: Elaboración propia.

La función indicatriz se ha utilizado para ofrecer una formulación más compacta del problema y se define como:

$$I_S(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in S \\ 0 & \text{si } x \notin S \end{cases}$$

3.1.2.- Nivel superior

En el nivel superior se ha modelado el marco regulatorio del sistema eléctrico, el cual tiene como objetivo cubrir los costes regulados de operación de las compañías transportistas y distribuidoras a través de los ingresos asociados a los términos fijos (potencia) y variables (energía) de las tarifas de los consumidores. Por tanto, el nivel superior representa el balance económico del sector eléctrico.

$$\min_{tf_a, tv_{ah}} d \quad (21)$$

s.a.

$$\sum_a tf_a \cdot cp_a^c + \sum_{a,h} tv_{ah} \cdot dq_{ah}^c + d \geq \sum_a CR_a \quad (22)$$

$$(cp_a^c, dq_{ah}^c) \in \arg PINF \quad (23)$$

$$d, tf_a, tv_{ah} \geq 0 \quad (24)$$

Nótese que se ha incluido como restricción que las variables de decisión del nivel inferior han de ser solución óptima del problema del nivel inferior, ya que ambos niveles están relacionados entre sí jerárquicamente.

La restricción (22) se ha planteado para cubrir los costes de las actividades reguladas a lo largo de un intervalo de años, pero no asegura la recuperación de los costes año a año. Este problema se analizará más adelante en la sección 3.4.

3.1.3.- Nivel inferior

En el nivel inferior interaccionan dos clases de entidades en equilibrio, las cuales se han supuesto como pequeños generadores y consumidores cuyas decisiones no tienen influencia sobre el precio marginal del mercado eléctrico. Por tanto, se ha considerado como hipótesis que el precio de la energía es conocido de antemano y se ha modelado como un parámetro de entrada. Las compañías de generación tienen como objetivo minimizar los costes de inversión en nueva potencia instalada para hacer frente al incremento de la demanda.

Por otra parte, el objetivo de los consumidores es minimizar los gastos correspondientes a su consumo de electricidad que proceden de: i) la compra de energía de la red a precio marginalista, ii) el pago de los términos fijos (potencia) y variables (energía) de las tarifas contratadas, y iii) los costes de inversión en nueva potencia instalada de GD. La posibilidad de instalar GD permite al cliente rebajar su consumo de

la red y la potencia contratada, disminuyendo así los costes debidos a i) y ii). Los costes variables de operación de las tecnologías de generación se suponen nulos, lo cual es una hipótesis razonable en tecnologías renovables como la solar fotovoltaica. A continuación, se presenta la función objetivo del nivel inferior:

$$PINF = \min \sum_a t f_a \cdot c p_a^c + \sum_{a,h} (t v_{ah} + P_{ah}) \cdot d q_{ah}^c + \sum_{s,t,a} C I_{ta}^s \cdot p_{ta}^s \quad (25)$$

Ambas entidades del nivel inferior deben cumplir en todo momento con el balance de potencias. Las variables duales de las restricciones de igualdad del balance de potencias representan el coste total de la energía para el generador y el consumidor respectivamente. El balance de potencias se ha modelado en dos restricciones:

- i) Toda la potencia generada de forma centralizada debe ser consumida por los consumidores y por el resto de la demanda que no proviene de los consumidores, como por ejemplo las pérdidas por el transporte de la energía eléctrica o los intercambios internacionales:

$$\sum_t q_{tah}^g = d q_{ah}^c + D_{ah}^g \quad (26)$$

- ii) Al considerarse en el modelo únicamente un cliente equivalente, éste ha de ser consumidor puro. Aunque decidiese instalar GD no podría tener en ningún momento un exceso de producción que pudiera vender a otros clientes, por tanto, solamente podrá instalar GD para reducir su consumo desde la red:

$$\sum_t q_{tah}^c + d q_{ah}^c = D_{ah}^c \quad (27)$$

La potencia total instalada de cada tipo de tecnología se actualiza para cada año añadiendo a la potencia actual la nueva potencia instalada en la siguiente restricción:

$$p t_{ta}^s = p t_{t,a-1}^s \cdot I_{a>1} + P O T_t^s \cdot I_{a=1} + p_{ta}^s \quad (28)$$

La energía eléctrica generada con cada tecnología debe ser inferior en todo instante a la potencia total instalada:

$$0 \leq q_{tah}^s \leq p t_{ta}^s \quad (29)$$

La nueva potencia instalada deberá ser positiva, puesto que no se considerará el desmantelamiento de generación ya existente:

$$0 \leq p_{ta}^s \quad (30)$$

La energía eléctrica consumida de la red no puede superar la potencia contratada por el cliente. Además, ésta no ha de ser negativa ya que, como se ha comentado anteriormente, el cliente ha de ser consumidor puro y no puede vender su exceso de generación a la red:

$$0 \leq d q_{ah}^c \leq c p_a^c \quad (31)$$

En la Figura 2, se presenta un resumen del modelo desarrollado en esta sección detallando las funciones objetivo, restricciones y variables de decisión tanto para el problema del líder como para el problema del seguidor.

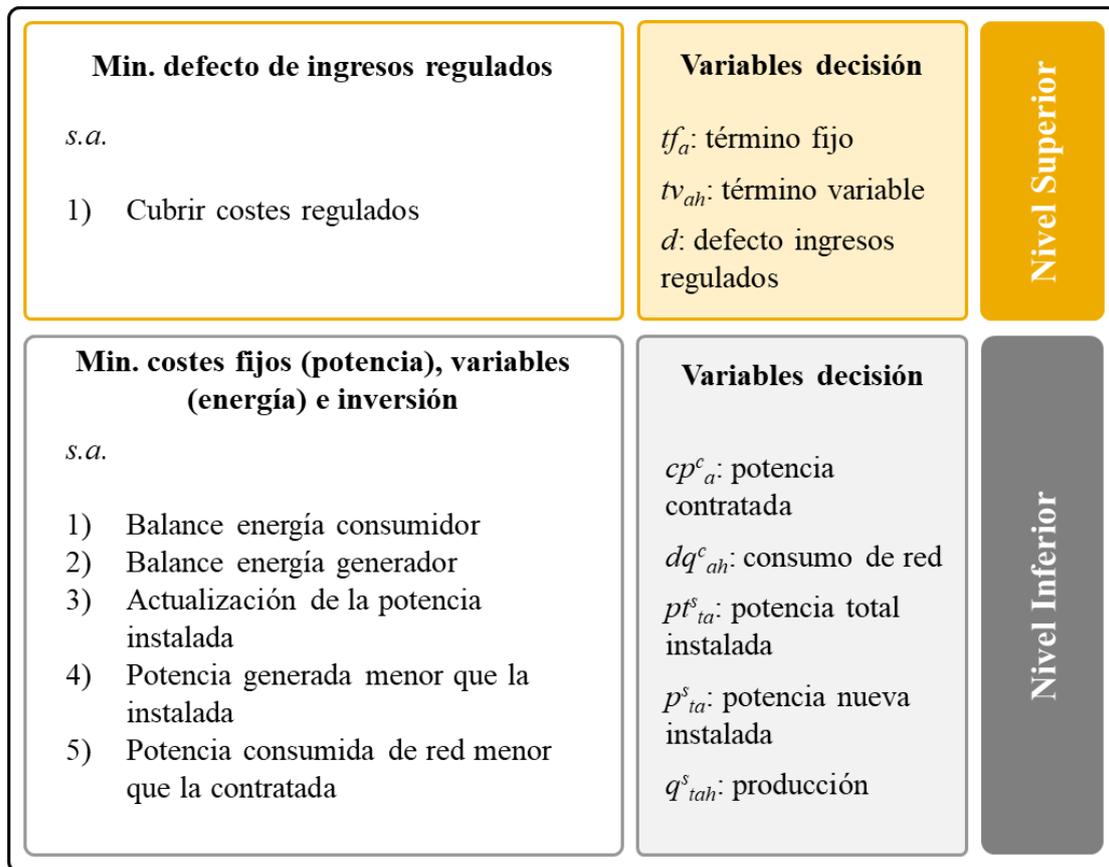


Figura 2: Esquema del modelo binivel. Fuente: Elaboración propia.

3.2.- Transformación del problema binivel en MPEC

Se ha tratado de resolver el problema binivel utilizando la extensión de GAMS Extended Mathematical Programming (EMP) que permite reformular modelos complejos como problemas binivel para resolverlos mediante algoritmos de resolución clásicos. Por tanto, la extensión EMP tiene la ventaja de poder introducir el BLP directamente sin necesidad de realizar ninguna transformación. Sin embargo, la poca madurez de la tecnología EMP no ha permitido obtener una solución factible mediante este método, por lo que se ha procedido a transformar el BLP en un MPEC equivalente que pueda ser resuelto con algoritmos de CPLEX más maduros para problemas de optimización en un único nivel.

La transformación del BLP en un problema de optimización MPEC de un solo nivel se ha realizado según el procedimiento descrito en el capítulo 2. El problema del nivel inferior se ha remplazado por sus condiciones KKT.

A continuación, se presentan las KKT del problema del seguidor:

i) Restricciones del nivel inferior, la cuales ya se han presentado en la sección 3.1.2 (ecuaciones (26) – (31)).

ii) Gradiente nulo del Lagrangiano:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial cp_a^c} = tf_a - \sum_h \delta_{ah}^c = 0 \quad (32)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial dq_{ah}^c} = tv_{ah} + P_{ah} - \theta_{ah} + \mu_{ah} + \delta_{ah}^c - \alpha_{ah}^c = 0 \quad (33)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial pt_{ta}^s} = \rho_{ta}^s - \rho_{t,a+1}^s \cdot I_{a < A} - \sum_h \delta_{tah}^s = 0 \quad (34)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial p_{ta}^s} = CI_{ta}^s - \rho_{ta}^s - \sigma_{ta}^s = 0 \quad (35)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial q_{tah}^s} = \theta_{ah} \cdot I_{s=g} + \mu_{ah} \cdot I_{s=c} + \delta_{tah}^s - \alpha_{tah}^s = 0 \quad (36)$$

iii) Condiciones de complementariedad de holguras:

$$\delta_{tah}^s \cdot (q_{tah}^s - pt_{ta}^s) = 0 \quad (37)$$

$$\alpha_{tah}^s \cdot (-q_{tah}^s) = 0 \quad (38)$$

$$\delta_{ah}^c \cdot (dq_{ah}^c - cp_a^c) = 0 \quad (39)$$

$$\alpha_{ah}^c \cdot (-dq_{ah}^c) = 0 \quad (40)$$

$$\sigma_{ta}^s \cdot (-p_{ta}^s) = 0 \quad (41)$$

iv) Signos de los multiplicadores de Lagrange, los cuales toman el signo contrario de las variables duales. Se ha realizado la formulación de las KKT con restricciones de desigualdad ≤ 0 de forma que todos los multiplicadores de Lagrange correspondientes a dichas restricciones son variables positivas. Los multiplicadores de Lagrange correspondientes a restricciones de igualdad son variables libres.

$$\delta_{tah}^s, \alpha_{tah}^s, \delta_{ah}^c, \alpha_{ah}^c, \sigma_{ta}^s \geq 0 \quad (42)$$

El MPEC resultante de aplicar las KKT al nivel inferior es un problema no lineal y se ha denominado *PNL*. En la siguiente figura se muestra de forma esquemática la reformulación del BLP en un MPEC equivalente de un único nivel mediante la aplicación de las KKT:

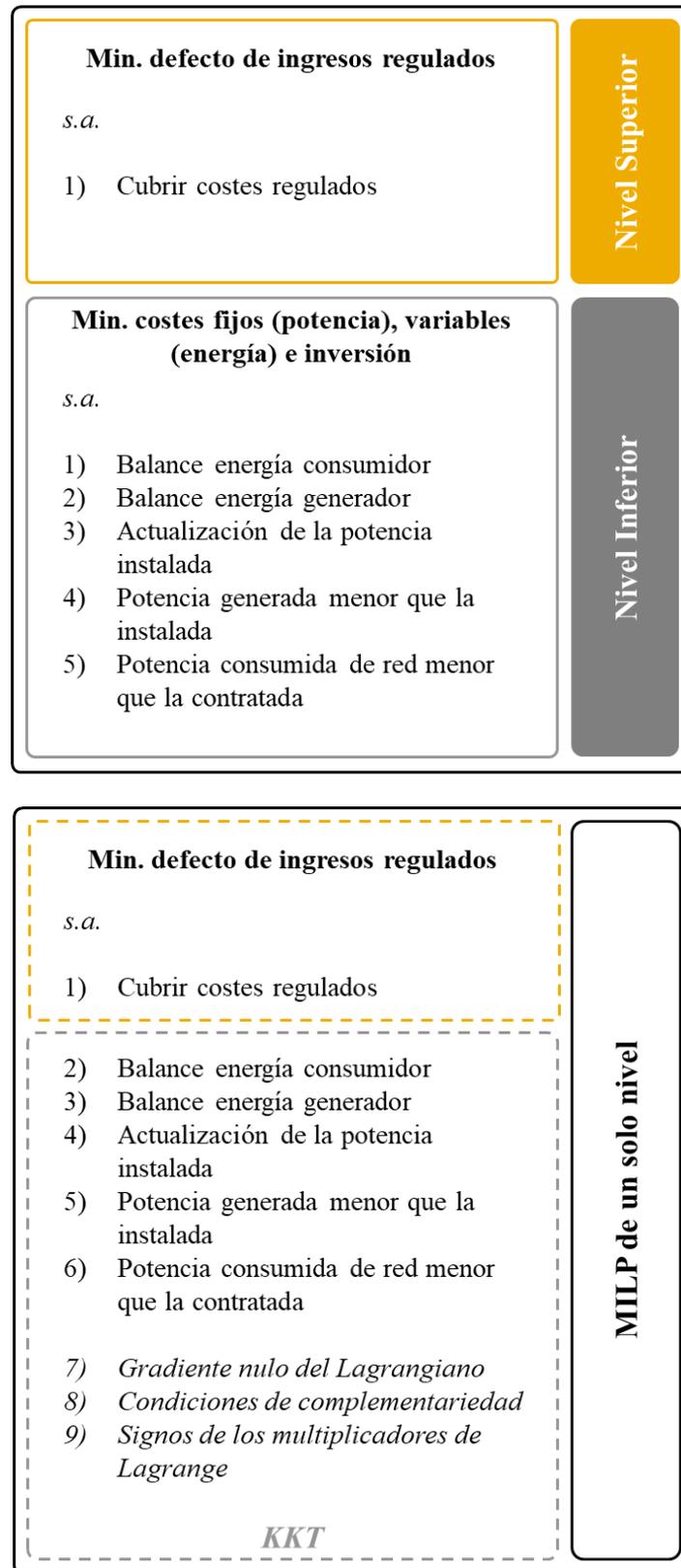


Figura 3: Resultado de la transformación del BLP (arriba) en su MPEC equivalente (abajo) mediante la aplicación de las KKT. Fuente: Elaboración propia.

3.3.- Linealización

Aunque en GAMS es posible resolver problemas no lineales con desigualdades como los MPEC mediante NLPEC, estos métodos no son tan fiables como los algoritmos clásicos de programación lineal y las soluciones halladas son óptimos locales dependientes de las condiciones iniciales. Otra opción es aplicar métodos heurísticos que tampoco aseguran hallar el óptimo global ni una solución factible.

Por tanto, en esta sección se presenta la linealización del MPEC obtenido en la sección anterior. Para poder resolver el problema mediante programación lineal entera mixta (MILP) utilizando algoritmos de resolución de CPLEX potentes hay que linealizar los términos no lineales presentes en las condiciones de complementariedad y la restricción del problema del líder. Una vez obtenido el MILP, éste puede resolverse mediante un algoritmo como el *branch and bound* o el de punto interior de CPLEX que garanticen la convergencia al óptimo global.

3.3.1.- Condiciones de complementariedad de holguras

Para la linealización de restricciones de complementariedad se ha aplicado el método de la M mayúscula. Este método permite transformar una restricción no lineal, el producto nulo de dos variables, en dos restricciones lineales que fuerzan a que una de las dos variables tome valor cero y por tanto su producto sea nulo. El problema que presenta este método desde el punto de vista computacional es que añade una variable binaria por cada restricción. El parámetro M se ha de elegir suficientemente grande para relajar las restricciones sin afectar a la solución, es decir, M ha de ser un número mayor que el límite superior de ambas variables.

$$\begin{array}{ccc}
 & & x \leq (1 - \gamma) \cdot M \\
 x \cdot y = 0 & \longrightarrow & y \leq \gamma \cdot M \\
 & & \gamma \in \{0,1\}
 \end{array}$$

De la aplicación del método de la M mayúscula a las condiciones de complementariedad en el problema concreto de este proyecto, resultan las siguientes restricciones:

$$\delta_{tah}^s \leq (1 - \delta M_{tah}^s) \cdot M \quad (43)$$

$$pt_{ta}^s - q_{tah}^s \leq \delta M_{tah}^s \cdot M \quad (44)$$

$$\alpha_{tah}^s \leq (1 - \alpha M_{tah}^s) \cdot M \quad (45)$$

$$q_{tah}^s \leq \alpha M_{tah}^s \cdot M \quad (46)$$

$$\delta_{ah}^c \leq (1 - \delta M_{ah}^c) \cdot M \quad (47)$$

$$cp_a^c - dq_{ah}^c \leq \delta M_{ah}^c \cdot M \quad (48)$$

$$\alpha_{ah}^c \leq (1 - \alpha M_{ah}^c) \cdot M \quad (49)$$

$$dq_{ah}^c \leq \alpha M_{ah}^c \cdot M \quad (50)$$

$$\sigma_{ta}^s \leq (1 - \sigma M_{ta}^s) \cdot M \quad (51)$$

$$p_{ta}^s \leq \sigma M_{ta}^s \cdot M \quad (52)$$

$$\delta M_{tah}^s, \alpha M_{tah}^s, \delta M_{ah}^c, \alpha M_{ah}^c, \sigma M_{ta}^s \in \{0,1\} \quad (53)$$

Nótese que se ha usado por comodidad una notación para las variables binarias introducidas muy similar a la variable dual que se acota, pero incluyendo la letra M proveniente del propio método aplicado.

3.3.2.- Restricción del nivel superior

La linealización de la restricción para cubrir los costes de las actividades reguladas del nivel superior se ha realizado utilizando el teorema de dualidad fuerte. Para ello, se ha seguido el procedimiento utilizado en Yazdani-Damavandi et al. [5]. La condición de dualidad fuerte es cierta si la diferencia entre el valor de la función objetivo para la solución óptima del problema primal y del dual (*duality gap*) es nula. La siguiente ecuación detalla la aplicación de la condición de dualidad fuerte a al problema del nivel inferior:

$$\begin{aligned} & \sum_a tf_a \cdot cp_a^c + \sum_{a,h} (tv_{ah} + P_{ah}) \cdot dq_{ah}^c + \sum_{s,t,a} CI_{ta}^s \cdot p_{ta}^s \\ & = - \sum_{a,h} D_{ah}^g \cdot \theta_{ah} - \sum_{a,h} D_{ah}^c \cdot \mu_{ah} - \sum_{s,t,a=1} POT_t^s \cdot \rho_{ta}^s \end{aligned} \quad (54)$$

Despejando de la ecuación anterior los ingresos correspondientes a los términos fijos y variables de la tarifa del cliente, se obtiene una expresión lineal:

$$\begin{aligned} & \sum_a tf_a \cdot cp_a^c + \sum_{a,h} tv_{ah} \cdot dq_{ah}^c = - \sum_{a,h} D_{ah}^g \cdot \theta_{ah} - \sum_{a,h} D_{ah}^c \cdot \mu_{ah} \\ & - \sum_{s,t,a=1} POT_t^s \cdot \rho_{ta}^s - \sum_{a,h} P_{ah} \cdot dq_{ah}^c - \sum_{s,t,a} CI_{ta}^s \cdot p_{ta}^s \end{aligned} \quad (55)$$

Si sustituimos la expresión obtenida en la restricción para cubrir los costes regulados (ecuación (22)), ésta se transforma en una desigualdad lineal:

$$\begin{aligned} & - \sum_{a,h} D_{ah}^g \cdot \theta_{ah} - \sum_{a,h} D_{ah}^c \cdot \mu_{ah} - \sum_{s,t,a=1} POT_t^s \cdot \rho_{ta}^s - \sum_{a,h} P_{ah} \cdot dq_{ah}^c \\ & - \sum_{s,t,a} CI_{ta}^s \cdot p_{ta}^s + d \geq \sum_a CR_a \end{aligned} \quad (56)$$

El problema resultante de aplicar la linealización al MPEC equivalente se ha denominado *PLIN*.

3.4.- Cambio de variable

Como alternativa al método planteado en la sección 3.3.2, en esta sección se propone la reformulación de la restricción del problema del líder mediante un cambio de variable similar al propuesto en la sección 7.7 de la “AIMMS Modeling Guide” [6], el cual transforma dicha restricción no lineal en una de segundo orden. En consecuencia, resulta un problema de programación entera mixta con restricciones cuadráticas (*mixed integer quadratically constrained programming*, MIQCP).

El cambio de variable se basa en la propiedad algebraica de que suma por diferencia es igual a diferencia de cuadrados:

$$x^2 - y^2 = (x + y) \cdot (x - y) \quad (57)$$

Si se definen las variables x e y como:

$$x = \frac{1}{2}(a + b) \quad (58)$$

$$y = \frac{1}{2}(a - b) \quad (59)$$

Y sustituimos x e y por sus expresiones en la ecuación (57):

$$(x + y) \cdot (x - y) = \left[\frac{(a + b)}{2} + \frac{(a - b)}{2} \right] \cdot \left[\frac{(a + b)}{2} - \frac{(a - b)}{2} \right] = a \cdot b \quad (60)$$

Es decir, se ha obtenido con carácter general una expresión cuadrática equivalente al producto de dos variables mediante un cambio de variable:

$$a \cdot b = x^2 - y^2 \quad (61)$$

Aplicando este cambio de variable a los términos no lineales de los ingresos asociados a los términos fijos y variables de la tarifa del cliente (ecuación (22)), se obtiene una restricción cuadrática para el nivel superior:

$$\sum_a \left[z1_a^{c^2} - z2_a^{c^2} + \sum_h (y1_{ah}^{c^2} - y2_{ah}^{c^2}) \right] + d \geq \sum_a CR_a \quad (62)$$

$$z1_a^c = \frac{1}{2} (tf_a + cp_a^c) \quad (63)$$

$$z2_a^c = \frac{1}{2} (tf_a - cp_a^c) \quad (64)$$

$$y1_{ah}^c = \frac{1}{2} (tv_{ah} + dq_{ah}^c) \quad (65)$$

$$y2_{ah}^c = \frac{1}{2} (tv_{ah} - dq_{ah}^c) \quad (66)$$

A pesar de que CPLEX dispone de un algoritmo de resolución específico para MIQCP, no se ha conseguido convergencia a una solución factible mediante este método. Nótese que la restricción cuadrática resultante no es convexa, ya que el hessiano tiene autovalores positivos y negativos (2 y -2).

La ventaja de este enfoque respecto al anterior es que permite resolver un problema distinto, más ajustado a la realidad, en el cual los costes regulados del sistema eléctrico se cubren anualmente en lugar de a lo largo de un periodo. Por tanto, este nuevo modelo permite calcular exactamente las tarifas necesarias para cubrir los costes regulados anuales además de comprobar si el sistema es sostenible a lo largo de un número de años determinado. Aunque es una diferencia sutil, esta reformulación evita que se puedan concentrar las tarifas en ciertos años en los que el coste de la energía consumida de red por los clientes sea muy elevado. Se puede reformular la restricción del nivel superior (ecuación (22)) para cada año:

$$\min_{tf_a, tv_{ah}} \sum_a d_a \quad (67)$$

s.a.

$$tf_a \cdot cp_a^c + \sum_h tv_{ah} \cdot dq_{ah}^c + d_a \geq CR_a \quad (68)$$

y mediante el cambio de variable expuesto en esta sección transformarla en una restricción cuadrática:

$$z1_a^{c^2} - z2_a^{c^2} + \sum_h (y1_{ah}^{c^2} - y2_{ah}^{c^2}) + d_a \geq CR_a \quad (69)$$

Este nuevo problema no se puede resolver mediante el método de resolución propuesto en la sección 3.3.2, ya que el sumatorio de los términos de la tarifa de la función objetivo del nivel inferior y en la restricción del nivel superior dejarían de ser iguales.

3.4.1.- Linealización de los términos cuadráticos

Al no haber conseguido resolver el problema mediante el algoritmo de MIQCP en GAMS, se ha procedido a linealizar los términos cuadráticos de la restricción del nivel superior. Para ello, se ha seguido un método similar al utilizado en [7] para la aproximación lineal a tramos de funciones no lineales.

Este método consiste en dividir el dominio de la variable x en tramos delimitados por una serie de puntos P_i . La variable x se redefine como la combinación lineal convexa de los puntos P_i , cuya suma toma el mismo valor que la variable x .

$$x = \sum_i \lambda_i \cdot P_i \quad (70)$$

$$\sum_i \lambda_i = 1 \quad (71)$$

Donde λ_i representa un conjunto de variables positivas cuya suma vale la unidad (ecuación (71)) y de las cuales únicamente dos variables consecutivas pueden tomar un valor no nulo, lo cual se puede implementar en GAMS definiendo λ_i como variable del tipo sos2. De esta forma la variable x resulta una combinación lineal de norma uno entre dos puntos P_i y P_{i+1} .

Una vez definidos los tramos y sus variables auxiliares, los términos cuadráticos se pueden aproximar como la combinación lineal de las imágenes de los puntos $f(P_i)$.

$$f(x) = x^2 \approx \sum_i \lambda_i \cdot (P_i)^2 \quad (72)$$

En la Figura 4, se han representado gráficamente las rectas que aproximan cada tramo de la función $f(x) = x^2$. En la gráfica se puede observar que el error de aproximación cometido es menor cuanto más cerca se encuentre la variable x de uno de los puntos P_i .

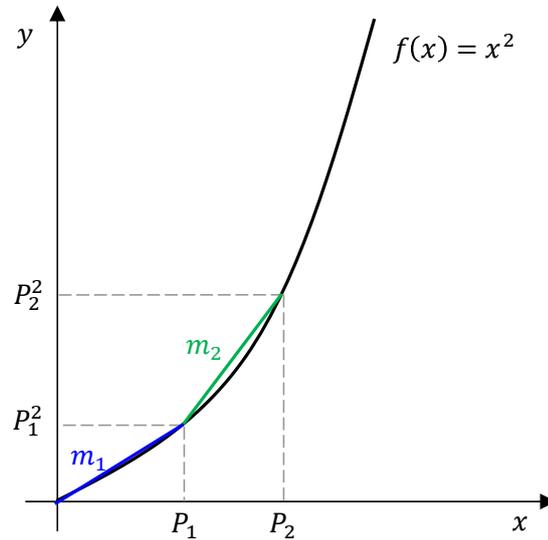


Figura 4: Aproximación lineal a tramos de la función $f(x) = x^2$. Fuente: Elaboración propia.

Donde m_i es el parámetro que representa la pendiente del tramo y se define para $f(x) = x^2$ como:

$$m_i = \frac{P_i^2 - P_{i-1}^2}{P_i - P_{i-1}} \quad (73)$$

Seguidamente, se presentan los resultados de aplicar la aproximación lineal a tramos a la restricción cuadrática del nivel superior:

$$\sum_{a,h,i} (\beta z1_{ai}^c \cdot SQZ1_{ai}^c - \beta z2_{ai}^c \cdot SQZ2_{ai}^c + \beta y1_{ahi}^c \cdot SQY1_{ahi}^c - \beta y2_{ahi}^c \cdot SQY2_{ahi}^c) \quad (74)$$

$$+ d \geq \sum_a CR_a$$

$$\sum_i \beta z 1_{ai}^c \cdot PZ 1_{ai}^c = \frac{1}{2} (t f_a + c p_a^c) \quad (75)$$

$$\sum_i \beta z 2_{ai}^c \cdot PZ 2_{ai}^c = \frac{1}{2} (t f_a - c p_a^c) \quad (76)$$

$$\sum_i \beta y 1_{ahi}^c \cdot PY 1_{ahi}^c = \frac{1}{2} (t v_{ah} + d q_{ah}^c) \quad (77)$$

$$\sum_i \beta y 2_{ahi}^c \cdot PY 2_{ahi}^c = \frac{1}{2} (t v_{ah} - d q_{ah}^c) \quad (78)$$

$$\sum_i \beta z 1_{ai}^c = 1 \quad (79)$$

$$\sum_i \beta z 2_{ai}^c = 1 \quad (80)$$

$$\sum_i \beta y 1_{ahi}^c = 1 \quad (81)$$

$$\sum_i \beta y 2_{ahi}^c = 1 \quad (82)$$

El problema resultante de aplicar la linealización a los términos cuadráticos resultantes del cambio de variable presentado en esta sección se ha denominado *PQL*.

Capítulo 4.- Análisis de resultados

4.1.- Datos de entrada

En esta sección se detallan las fuentes a las que se ha recurrido para la obtención de los datos de entrada al modelo empleados para generar los distintos escenarios. Como se explicó en la introducción, el objetivo principal de este proyecto es llevar a cabo un análisis comparativo de la eficiencia computacional de diferentes algoritmos de resolución para el modelo simplificado propuesto en la sección anterior. Por tanto, aunque no es tan crítico modelar de forma precisa el sector eléctrico, se han utilizado datos representativos del sector eléctrico español como entrada al modelo.

El precio final de la electricidad que paga el cliente en su tarifa contratada consta fundamentalmente de tres términos [23]: i) el coste de la energía, ii) los costes regulados y iii) los impuestos, los cuales no se van a considerar en nuestro modelo.

El coste de la energía eléctrica se corresponde con los términos variables de la factura del cliente y se fija en el mercado mayorista mediante la casación de las ofertas de generación de las compañías de generación. A partir de los datos del mercado diario de la electricidad en España disponibles en la página web del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) [24] se ha tomado como referencia la semana 24 del año 2019 (10-16 de junio). Para años sucesivos se ha supuesto un incremento interanual del 1%.

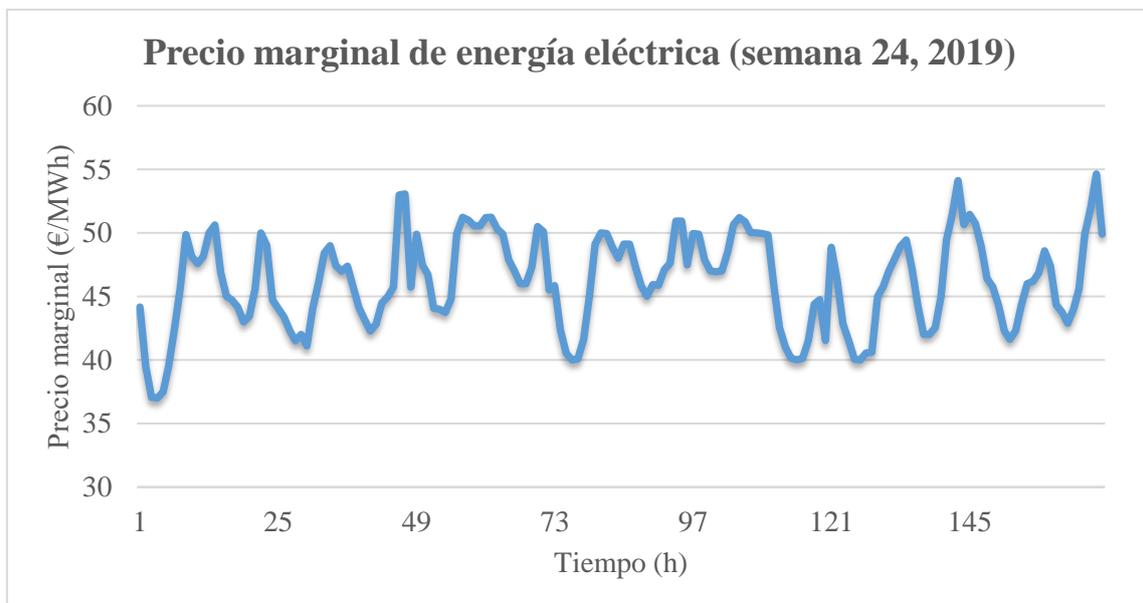


Figura 5: Precio marginal de la energía eléctrica en España durante la semana 24 del año 2019.
Fuentes: Elaboración propia, OMIE [24].

En cuanto a los costes regulados, del informe “El sector eléctrico en España” [23] se ha tomado el valor más reciente de los costes regulados incluidos en el precio de la electricidad en España. Dicha cantidad ascendió aproximadamente a 17 500 M€ en el año 2017. Este valor se ha tomado como referencia para estimar el parámetro CR_a que representa los costes regulados anuales y se han incrementado los costes regulados para años sucesivos en un 1%. La evolución de los costes regulados incluidos en el precio de la electricidad en España durante el periodo 1998-2017 se muestra en la siguiente gráfica:

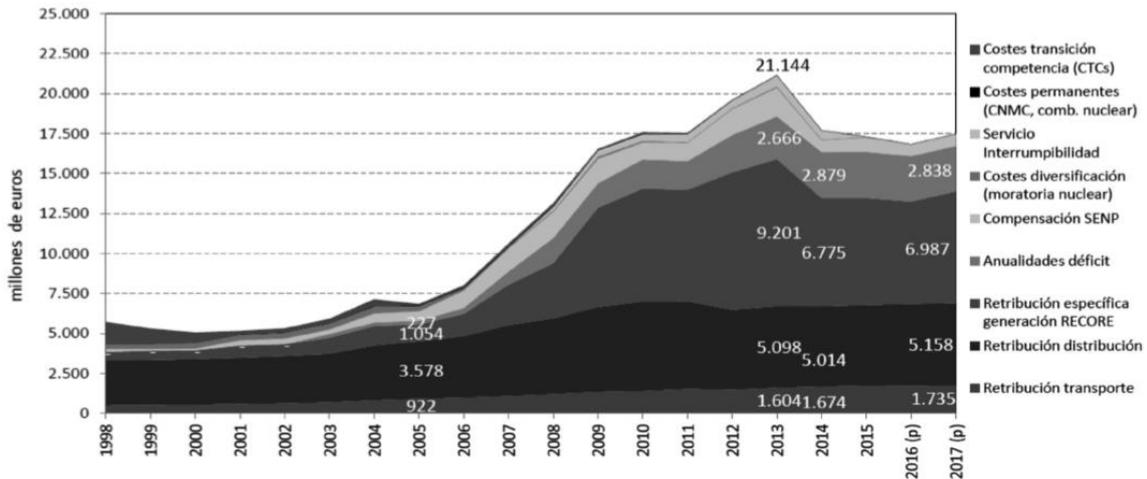


Figura 6: Evolución de los costes regulados incluidos en el precio de la electricidad en España. Fuentes: CNMC, [23].

Además, Red Eléctrica de España (REE) proporciona información sobre los términos variables de la tarifa incluidos en el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) [25]. Se puede observar que el término variable de la tarifa por defecto para el día 10 de junio de 2019 fue similar al precio del mercado diario e intradiario, situándose ambos aproximadamente en 0,05 €/kWh. En la página web de REE, también se pueden encontrar datos relativos a la demanda.

Los costes de inversión para cada tecnología considerada se han estimado a partir de los datos aportados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en el “2018 Annual Technology Baseline Cost and Performance Summary” [26] y por la U.S. Energy Information Administration (EIA) en el “Annual Energy Outlook 2019” [27]. Como costes de inversión se han tenido en cuenta por simplicidad únicamente las inversiones en bienes de capital (CAPEX) ejecutadas al instalar nueva potencia.

Si se quisiera obtener un modelo más representativo de cara a la toma de decisiones para realizar una inversión en nueva generación, sería necesario tener en cuenta los costes operativos (OPEX). Los OPEX comprenden tanto los costes fijos anuales de operación y mantenimiento (O&M) como los variables de O&M por MWh generado, incluyendo éstos el coste del combustible. Por tanto, habría que introducir en el modelo términos de costes fijos y variables para la generación, lo cual puede ser una posible línea de continuación. No obstante, en el caso de las energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, los costes variables son despreciables frente a la inversión inicial, por lo que la hipótesis de considerar únicamente los CAPEX resulta razonable.

Alternativamente, se podría aplicar el coste normalizado de generación de electricidad (*Levelized Cost of Electricity*, LCOE), el cual representa el valor actual neto del precio fijo unitario necesario para recuperar la inversión realizada en un periodo determinado. Para el cálculo del LCOE se tienen en cuenta los CAPEX, los O&M, el coste del combustible y el coste del desmantelamiento de la central al final de su vida útil. No se han aplicado los LCOE para las distintas tecnologías, ya que sería necesario incluir una relación, por ejemplo, mediante la aplicación del factor de carga, para comparar la energía generada durante el año con la potencia instalada.

En las fuentes utilizadas, los CAPEX vienen expresados en [\$/kW], por lo que se ha aplicado un factor de conversión de divisa de dólares americanos (USD) a euros (EUR) razonable de 0.89 EUR/USD. Los costes de inversión para cada año se han proyectado por interpolación lineal entre los datos aportados por el NREL y la EIA para los años 2016, 2030 y 2050. A nivel generador, se han considerado dos tecnologías renovables representativas:

- Parques eólicos en tierra (*no offshore*).
- Centrales solares fotovoltaicas a nivel *utility*.

A nivel cliente, se ha considerado que únicamente se pueden instalar paneles solares fotovoltaicos a nivel residencial. Se ha supuesto un coste para el resto de las tecnologías un CAPEX muy alto de 10000 €/kW de forma que no compense al cliente instalar GD que no sea solar fotovoltaica.

A partir de los datos de seguimiento de la demanda peninsular disponibles en la página web de REE [28] se ha representado en la Figura 7 como referencia la semana 24 del año 2019 (10-16 de junio).

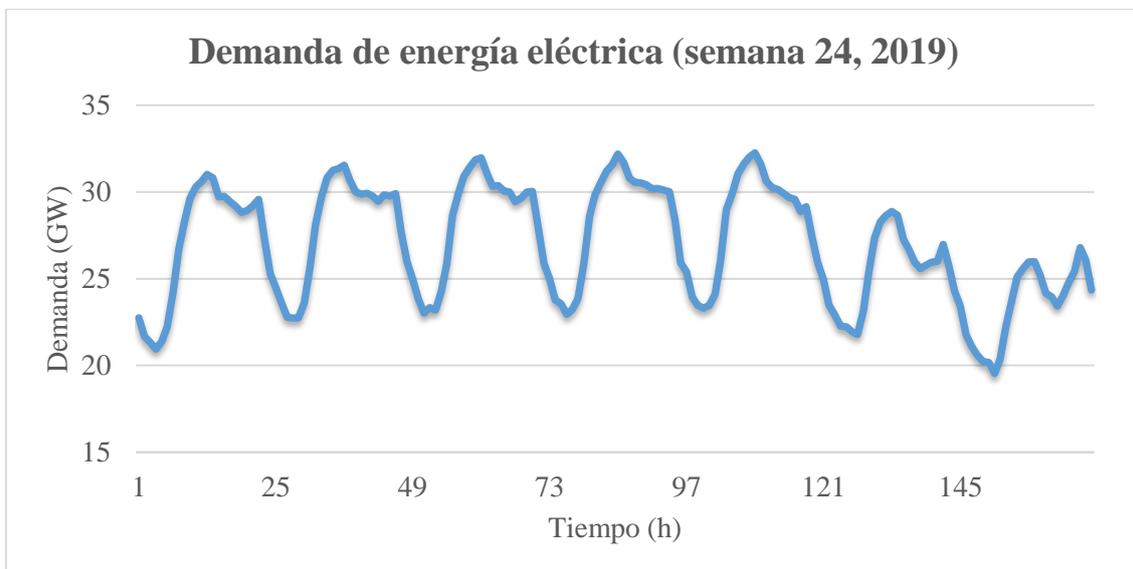
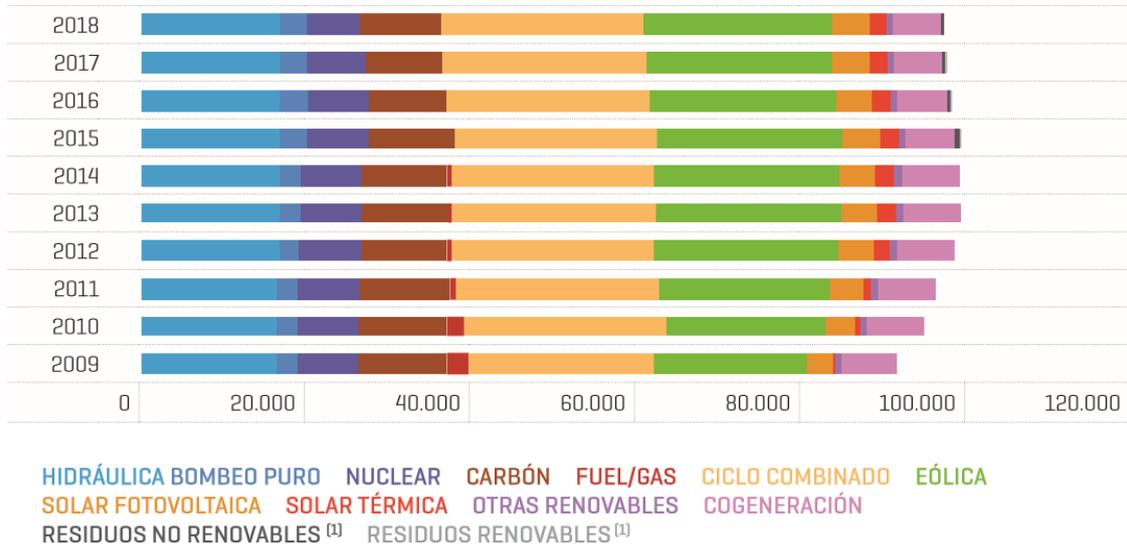


Figura 7: Demanda de energía eléctrica durante la semana 24 del año 2019. Fuentes: Elaboración propia, REE [28].

La potencia instalada de generación al inicio del horizonte temporal no proveniente del cliente se podría obtener a partir de las estadísticas publicadas por REE en el informe “El sistema eléctrico español 2018” [29].

Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular [MW]



[1] Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente: Datos Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [CNMC] hasta el 2014 en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Figura 8: Evolución de la estructura de potencia eléctrica instalada peninsular [MW]. Fuente: REE [29].

4.2.- Casos de estudio

En esta sección se definen los casos de estudio que se utilizarán para analizar la eficiencia computacional de los algoritmos propuestos para la resolución del modelo binivel presentado en el capítulo 3. En cada caso de estudio se analizarán diferentes horizontes temporales, aumentando el número de años, y diferentes perfiles horarios, considerando un mayor número de horas. Para la elaboración de los casos de estudio se partirá de un caso base con un horizonte temporal de 5 años y una semana representativa (186 horas) para la que se ha generado un perfil horario de precios y de consumo tomando como referencia la semana 24 del año 2019 (10-16 junio).

Como se ha comentado en la introducción, en los casos de estudio se ha supuesto por simplicidad que la generación de energía eléctrica se encuentra centralizada en una red de nudo único y que solo existe un consumidor y un único generador conectado a este nudo. A pesar de considerarse un único generador y consumidor, la formulación se ha realizado de forma general por lo que podrían resolverse casos con múltiples clientes y generadores.

El perfil horario del precio marginalista del mercado eléctrico se ha presentado anteriormente en la Figura 5. Al considerarse el precio de la energía como un parámetro de entrada, los clientes y generadores deben ser pequeños para no tener influencia sobre el mismo. Por tanto, se ha generado un perfil horario de demanda para el cliente y la demanda no proveniente del cliente (Figura 9). Como cliente se ha considerado el consumo agregado de una comunidad formada por viviendas residenciales con un consumo máximo de aproximadamente 20 kWh. Se han definido dos perfiles distintos para los días de diario y los fines de semana. En cuanto a la demanda no proveniente del cliente, se ha considerado que proviene de una instalación comercial en la que durante los días de diario hay un consumo mayor debido a la actividad comercial que en los fines de semana, que permanece cerrado. Si se compara la demanda agregada del caso base de la Figura 9 con la demanda real de todo el sistema representada en la Figura 7, ambas demandas tienen un perfil similar, pero la demanda del caso de estudio es seis ordenes de magnitud inferior a la total del sistema peninsular. Por tanto, se puede considerar que las decisiones tomadas por los agentes de los casos de estudio no afectan al precio marginal de la energía.

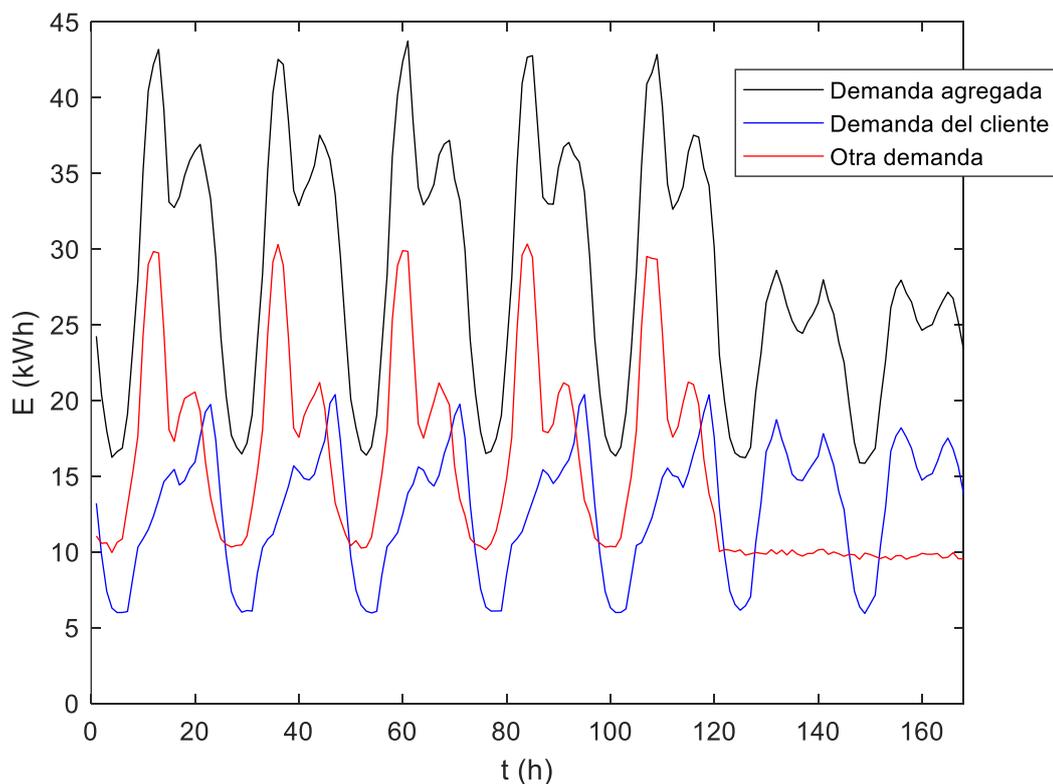


Figura 9: Perfiles horarios de demanda. Fuente: Elaboración propia.

Para la potencia instalada al inicio del horizonte temporal se ha determinado que el cliente tiene ya instalados paneles solares fotovoltaicos de 1kW. Además, la demanda del sistema se alimenta a partir de un pequeño parque eólico de 1MW y de una granja solar de 100kW. Obviamente este sistema teórico considerado en los casos de estudio no sería viable en la realidad, ya que la continuidad de suministro en un sistema 100% renovable sin almacenamiento no está garantizada.

El estudio de escenarios con diferentes horizontes temporales permite conocer la escalabilidad del modelo al aumentar el número de años considerado. Se plantean los siguientes casos de estudio en función del número de años:

- A. Periodo de 5 años comprendido entre 2020 y 2024
- B. Periodo de 10 años comprendido entre 2020 y 2029
- C. Periodo de 20 años comprendido entre 2020 y 2039

Los perfiles horarios de precio marginal de la demanda de energía eléctrica para períodos superiores a una semana se han construido considerando que todas las semanas de un mismo año tienen perfiles horarios idénticos al de la semana de referencia. Se plantean los siguientes casos de estudio en función del número de horas:

- D. 1 semana = 168 horas
- E. 4 semanas = 672 horas
- F. 12 semanas = 2016 horas
- G. 24 semanas = 4032 horas
- H. 52 semanas (aprox. 1 año) = 8736 horas

Nótese que los casos de estudio A y D son idénticos y se corresponden con el caso base. No obstante, se han definido dos veces para separar el análisis en función del número de años y de horas.

La variable correspondiente al defecto de los ingresos regulados se ha supuesto igual para todos los años en los casos de estudio.

4.3.- Análisis computacional

En esta sección se presentan los resultados de la ejecución del modelo para cada uno de los casos de estudio descritos en la sección anterior y para cada enfoque de resolución, así como una comparativa entre los diferentes algoritmos de resolución utilizados. Todos los casos de estudio se han ejecutado en el mismo equipo que lleva un procesador Intel(R) Core(TM) i7-7700HQ a 2.80GHz de 4 núcleos con 12 GB RAM.

En primer lugar, se ha implementado el enfoque de resolución *PLIN* presentado en la sección 3.3.2, el cual consiste en aplicar las KKT al problema del nivel inferior y linealizar la restricción del nivel superior considerando nula la diferencia entre el valor de la función objetivo para la solución óptima del problema primal y del dual (dualidad fuerte). A continuación, se presentan los resultados de la ejecución de los diferentes casos de estudio en GAMS utilizando el algoritmo *branch and bound* de CPLEX como algoritmo de resolución para MIP.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo (s)	d
<i>CASO A</i>	5	168	23631	16926	993	1.578	0
<i>CASO B</i>	10	168	47261	33851	1807	3.927	0
<i>CASO C</i>	20	168	94521	67701	17886	10.993	0

Tabla 11: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PLIN utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo	<i>d</i>
CASO D	5	168	23631	16926	993	1.578 s	0
CASO E	5	672	94191	67326	20934	19.451 s	0
CASO F	5	2016	282351	201726	70719	00:02:15	0
CASO G	5	4032	564591	403326	110420	00:19:54	0
CASO H	5	8736	1223151	873726	10394682	24:12:24	0

Tabla 12: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de horas PLIN utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar la importancia de ajustar lo máximo posible el valor del parámetro *M* para cada una de las condiciones de complementariedad de holguras linealizadas, ya que el tiempo de ejecución puede aumentar significativamente. Además, valores muy elevados de *M* pueden dar lugar a que GAMS interprete que el valor de la expresión es despreciable frente a *M* y que considere como nulos términos que no lo son dando lugar a soluciones que en realidad no son factibles.

El modelo cuadrático linealizado *PQL*, se ha implementado utilizando 3 puntos para definir los tramos lineales. A continuación, se presentan los resultados para el problema *PQL* utilizando también el algoritmo *branch & bound* de CPLEX como algoritmo de resolución para MIP.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo	<i>d</i>
CASO A	5	168	28701	20306	490393	0:01:46.601	0
CASO B	10	168	57401	40611	441891	0:13:56.929	0
CASO C	20	168	114801	81221	1987509	3:15:17.061	0

Tabla 13: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para *PQL* utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo	<i>d</i>
CASO D	5	168	28701	20306	490393	0:01:46.601	0
CASO E	5	672	114381	80786	2022625	0:14:03.576	0
CASO F	5	2016	342861	242066	490507	0:30:12.263	0
CASO G	5	4032	685581	483986			-
CASO H	5	8736	1485261	1048466	23046930	53:44:49.8	-

Tabla 14: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para *PQL* utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.

Para que exista cierta coherencia entre los puntos seleccionados para los distintos problemas, estos se han definido de forma que se incluyan el cero, el máximo y el mínimo. Para la definición de estos puntos se ha supuesto que no se dispone de datos históricos o soluciones aproximadas anteriores. Para obtener una mejor solución y reducir el tiempo de ejecución se recomienda hacer uso de éstos y realizar nuevas iteraciones tomando puntos próximos a los resultados obtenidos reduciendo así el error debido a la aproximación lineal. Para los casos de estudio *G* y *H* no se ha conseguido una solución.

Como se ha comentado anteriormente, el cambio de variable y la aproximación lineal a tramos expuestos en la sección 3.4 tienen la ventaja de poder reformular el problema *PQL* para asegurar suficientes ingresos para cubrir los costes regulados año a año. Por tanto, se ha comparado el caso base (*A*) con el nuevo problema (*Aa*).

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo (s)	<i>d</i>
CASO A	5	168	28701	20306	490393	0:01:46.601	0
CASO Aa	5	168	28705	20310	762224	0:02:40.018	0

Tabla 15: Comparativa entre los dos problemas *PQL* utilizando CPLEX. Fuente: Elaboración propia.

Como alternativa a los modelos lineales anteriores, se ha procedido a la resolución del problema *PNL* mediante un algoritmo de resolución para problemas no lineales. En GAMS se ha elegido NLPEC como opción para problemas MPEC. NLPEC reformula el problema MPEC en un problema de programación no lineal (NLP) y llama al algoritmo de resolución CONOPT, el cual está basado en métodos de descenso del gradiente como el método de Newton. Estos métodos buscan la solución en la dirección de mayor descenso del gradiente hasta llegar a una solución con gradiente nulo, la cual en nuestro caso al no ser un problema convexo no se puede garantizar que sea el óptimo global pues pueden existir múltiples mínimos locales.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo (s)	<i>d</i>
CASO A	5	168	15211	11866	42	4.610	540.986
CASO B	10	168	30421	23731	57	15.304	1169.436
CASO C	20	168	60841	47461	79	61.178	2607.967

Tabla 16: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de años para PNL utilizando NLPEC. Fuente: Elaboración propia.

	Nº años	Nº horas	Nº vari.	Nº restr.	Nº iter.	Tiempo	<i>d</i>
CASO D	5	168	15211	11866	42	0:00:04.610	540.986
CASO E	5	672	60571	47146	74	0:01:03.275	2172.453
CASO F	5	2016	181531	141226	121	0:09:46.132	6655.301
CASO G	5	4032	362971	282346	164	0:44:44.109	19505.846
CASO H	5	8736	786331	611626	232	3:16:11.135	13167.670

Tabla 17: Resultados de la ejecución de los casos estudio en función del número de horas para PNL utilizando NLPEC. Fuente: Elaboración propia.

Aunque en otros trabajos, como Wogrin [17], la resolución del MPEC equivalente mediante NLPEC converge rápidamente a una solución localmente óptima que coincide con el óptimo global obtenido al resolver el problema lineal, en nuestro caso se puede observar que la solución obtenida mediante NLPEC es distinta del óptimo global. En el caso base la decisión del cliente pasa por instalar toda la GD necesaria el primer año para prescindir del consumo de red. Por tanto, el defecto de los ingresos regulados coincide con los costes regulados del sistema para el periodo considerado.

En Wogrin [17] la resolución mediante NLPEC conlleva un tiempo de ejecución significativamente inferior al modelo lineal. Esto únicamente sucede para nuestro modelo en el caso de mayor tamaño (*H*). Por tanto, la resolución del modelo mediante algoritmos no lineales podría tener sentido para la resolución de problemas de gran tamaño, ya que para otro punto inicial es posible que se obtuviera una solución similar al óptimo global.

Adicionalmente, se ha implementado el BLP utilizando la extensión de GAMS EMP que permite introducirlo directamente sin necesidad de realizar ninguna transformación, pero no se ha obtenido una solución factible. También, se ha resuelto el modelo cuadrático presentado en la sección 3.4 en GAMS mediante MIQCP, pero tampoco se ha obtenido convergencia a una solución factible. Probablemente, esto se deba a la no convexidad de la ecuación (62) y a que los algoritmos implementados en CPLEX para este tipo de problemas requieren aun de importantes mejoras para conseguir convergencia.

Capítulo 5.- Conclusiones

5.1.- Conclusiones sobre la metodología

En este proyecto se han propuesto diferentes métodos de resolución para problemas BLP y se ha realizado un análisis comparativo de su eficiencia computacional para una representación simplificada del sector eléctrico, en el cual el nivel superior representa el marco regulatorio cuyo objetivo es garantizar ingresos suficientes para cubrir los costes de las actividades reguladas y el nivel inferior la satisfacción de la demanda eléctrica mediante la minimización de los costes de inversión en tecnologías renovables.

Las hipótesis para la simplificación del modelo se han realizado de forma que sean representativas de un problema que considere en mayor profundidad las características técnicas y económicas del sistema eléctrico, manteniendo los términos que introducen complicaciones como las no linealidades y evaluando casos de estudio con un tamaño suficiente para analizar la eficiencia computacional del algoritmo de resolución en función del número de variables y restricciones, tales que permitan valorar la carga computacional cuando se resuelven problemas con un tamaño suficientemente realista. A pesar de considerar en los casos de estudio un modelo con un único nudo al que están conectados un cliente y generador agregados, la formulación del modelo se ha realizado de forma genérica para la posible inclusión de múltiples agentes en el nivel inferior de forma que se pueda representar más fielmente un sistema eléctrico.

A continuación, se resumen los diferentes enfoques de resolución que se han aplicado al BLP presentado en este proyecto:

- En primer lugar, se ha intentado resolver directamente el BLP mediante la extensión EMP de GAMS, la cual reformula el BLP para obtener una solución utilizando algoritmos de resolución clásicos. No obstante, no se ha conseguido obtener una solución factible con este enfoque debido a la poca madurez del EMP.
- Por tanto, se ha transformado el BLP en un problema de un solo nivel sustituyendo el problema del segundo nivel por sus condiciones KKT. El MPEC equivalente resultante es un problema no lineal que se ha nombrado *PNL*. Este problema se ha resuelto en GAMS mediante algoritmos no lineales que no garantizan hallar la solución óptima global.
- Para obtener información sobre la optimalidad global de la solución, se ha procedido a linealizar el modelo anterior. Las no linealidades presentes en el *PNL* tienen dos orígenes distintos: i) las condiciones de complementariedad de holguras de las KKT del segundo nivel y ii) el producto de variables en los ingresos regulados de la restricción del primer nivel. Para linealizar las condiciones de complementariedad se ha utilizado el método de la *M* mayúscula, el cual sustituye la restricción de igualdad

no lineal por dos restricciones lineales e impone que una de ellas tome valor cero para que su producto sea nulo. La aplicación de este método implica la adición de una variable binaria por cada restricción. Además, para linealizar la restricción del nivel superior se ha hecho uso de la condición de dualidad fuerte en el problema del seguidor, [5]. En el óptimo global, el valor de la función objetivo del primal y del dual son iguales. Por ello, se han igualado ambas expresiones y se ha obtenido una expresión lineal equivalente a los términos no lineales presentes en la función objetivo del nivel inferior y en la restricción del nivel superior. Este problema lineal se ha designado como *PLIN* y se ha resuelto en GAMS utilizando CPLEX.

- Como alternativa a la linealización de la restricción del nivel superior, se ha propuesto realizar el cambio de variable descrito en [6] para la transformación de los productos de dos variables en diferencia de cuadrados. Este problema de restricciones cuadráticas se ha tratado de resolver sin éxito en GAMS mediante el algoritmo de CPLEX para MIQCP. La falta de convexidad de la nueva restricción o la falta de desarrollo del algoritmo para MIQCP son causas probables de que no se haya conseguido convergencia a una solución factible. Sin embargo, la ventaja de este cambio de variable es que permite asegurar la recuperación de los costes año a año, lo cual no es posible haciendo uso de la condición de dualidad fuerte pues ya no coincidirían los términos de la función objetivo del nivel inferior y de la restricción del nivel superior.
- Finalmente, se ha realizado una aproximación lineal a tramos de la restricción cuadrática anterior como combinación lineal de dos puntos [7]. Este problema convexo y lineal se ha denominado *PQL* y también se ha resuelto por medio de CPLEX. Este método también puede resultar de interés en otros sectores en los cuales se encuentren productos de dos variables como pueden ser los ingresos económicos. Asimismo, el cambio de variable para la transformación en un modelo cuadrático y su posterior aproximación lineal a tramos es de carácter general y por tanto su aplicación no se limita a los BLP.

5.2.- Conclusiones sobre los resultados

Se han generado múltiples casos de estudio para realizar el análisis computacional y la comparativa entre los distintos métodos de resolución para problemas binivel propuestos en este proyecto.

Resolver el problema lineal *PLIN* mediante el algoritmo de resolución *branch and bound* de CPLEX para MIP ha sido el enfoque que ha presentado mejores resultados computacionales con menor tiempo de ejecución y valor del defecto de los ingresos regulados.

El tiempo de ejecución para *PQL* utilizando también *branch and bound* de CPLEX ha resultado superior al de *PLIN* en todos los casos estudio. Además, la solución obtenida por este método conlleva un error debido a la aproximación lineal a tramos en la que

únicamente se han utilizado 3 puntos para realizar la combinación lineal. Por ello, sería conveniente hacer nuevas iteraciones tomando puntos próximos a los resultados anteriores y utilizar datos históricos del modelo. Además, se podría aumentar el número de puntos e incluso optimizar los puntos utilizados en la aproximación.

Sin embargo, el modelo *PQL* permite reformular el problema y calcular las tarifas necesarias para financiar anualmente los costes de las actividades reguladas evitando la concentración de las tarifas en un año. Por tanto, el modelo *PQL*, aunque es más lento, tiene la ventaja de poder aplicarse a problemas más generales al basarse en cambios de variables y aproximaciones.

Para la resolución del *PNL*, se ha empleado *NLPEC* para reformular el MPEC en un problema NLP al cual se pueden aplicar algoritmos de resolución para problemas no lineales. Estos algoritmos como CONOPT, se derivan habitualmente del método de Newton y buscan la solución en la dirección de mayor descenso del gradiente hasta alcanzar un punto de gradiente cero. Al no ser el modelo *PNL* un problema convexo, no es posible afirmar si la solución obtenida es el óptimo global y ésta depende del punto inicial. La resolución del modelo *PNL* mediante algoritmos no lineales podría aplicarse para la resolución de problemas de gran tamaño con perfiles horarios anuales. En caso de que se hallara un punto inicial del cual se obtenga una solución similar al óptimo global, el tiempo de ejecución se reduce considerablemente al no incluirse las variables binarias para la linealización de las condiciones de complementariedad de holguras.

5.3.- Recomendaciones para futuros estudios

Futuros estudios se orientarán a la escalabilidad de los resultados obtenidos en este proyecto a un caso de estudio real en el que se evalúen aspectos técnicos y económicos del mercado eléctrico en mayor profundidad similar al propuesto en Doménech et al. [1]. Los enfoques de resolución expuestos en este proyecto pueden servir para la elección del método de resolución a aplicar en modelos más complejos.

Además, en futuros estudios podría plantearse incorporar al modelo un mayor número de agentes de forma que los clientes dejaran de ser consumidores puros y pudieran vender su excedente de GD a otros consumidores. A su vez, se podría incluir un mayor número de tecnologías de generación, dentro de las cuales serían de especial interés tecnologías de almacenamiento de energía como baterías.

En este proyecto, se ha considerado el precio marginalista de la energía eléctrica como un parámetro de entrada fijo al modelo. Sin embargo, resultaría interesante modelar el mercado mayorista de la electricidad considerando el precio marginalista como una variable endógena del modelo. Adicionalmente, se podrían considerar otros mercados como los de flexibilidad o reserva secundaria.

Se ha observado que la solución óptima del BLP supone aplicar tarifas muy elevadas en ciertas horas y tarifas nulas para el resto de las horas. Por tanto, sería conveniente incluir límites máximos y mínimos a los términos de las tarifas asociados a la energía consumida de la red para que se asemejen más a la realidad. Incluso imponer sendas máximas de crecimiento a la evolución interanual de las tarifas obtenidas.

Finalmente, en este proyecto no se ha podido realizar una comparativa de los algoritmos deterministas de resolución propuestos con métodos heurísticos como los descritos en el estado del arte. Por tanto, sería interesante la implementación de este tipo de algoritmos heurísticos para este modelo, ya que podrían constituir una buena alternativa de resolución especialmente para los casos de estudio con mayor número de variables y restricciones.

Capítulo 6.- Bibliografía

- [1] S. Doménech, F. A. Campos, J. Villar y M. Rivier, «Joint energy and capacity equilibrium for centralized and distributed generation,» *IIT-18-053A*.
- [2] S. Doménech, F. A. Campos and J. Villar, "Synthetizing Representative Periods for Chronological Hourly Electricity Generation Expansion Models," in *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, Poland, 2018.
- [3] P. Hansen, B. Jaumard and G. Savard, "New branch-and-bound rules for linear bilevel programming," *SIAM Journal on Scientific and Statistical Computing*, vol. 13, no. 5, pp. 1194-1217, 1992.
- [4] B. Colson, P. Marcotte and G. Savard, "An overview of bilevel optimization," *Annals of Operations Research*, vol. 153, p. 235–256, 2007.
- [5] M. Yazdani-Damavandi, N. Neyestani, M. Shafie-khah, J. Contreras y J. P. S. Catalao, «Strategic Behavior of Multi-Energy Players in Electricity Markets as Aggregators of Demand Side Resources using a Bi-level Approach,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 397 - 411, 2018.
- [6] AIMMS, "Modeling Guide," [Online]. Available: https://documentation.aimms.com/aimms_modeling.html. [Accessed 09 07 2019].
- [7] GAMS, "How do I linearize a non-linear function?," [Online]. Available: https://support.gams.com/gams:linearize_a_non-linear_function. [Accessed 05 07 2019].
- [8] V. H. Méndez Quezada, J. M. Rivier Abbad y T. Gómez San Román, «Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,» *IEEE Transactions on Power Systems* , vol. 21, pp. 533 - 540 , 2006.
- [9] B. Palmintier, R. Broderick, B. Mather, M. Coddington, K. Baker, F. Ding, M. Reno, M. Lave and A. Bharatkumar, "On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System," National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2016.
- [10] MIT Energy Initiative, "The Future of the Electric Grid," Massachusetts Institute of Technology, 2011.
- [11] H. von Stackelberg, *The Theory of the Martket Economy*, Oxford University Press, 1952.

- [12] J. Fliege and L. N. Vicente, “A Multicriteria Approach to Bilevel Optimization,” *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 131, p. 209–225, 2006.
- [13] B. Colson, P. Marcotte and G. Savard, “A Trust-Region Method for Nonlinear Bilevel Programming: Algorithm and Computational Experience,” *Computational Optimization and Applications*, vol. 30, p. 211–227, 2005.
- [14] C. Shi, J. Lu and G. Zhang, “An extended Kth-best approach for linear bilevel programming,” *Applied Mathematics and Computation*, vol. 164, p. 843–855, 2005.
- [15] C. Shi, J. Lu and G. Zhang, “An extended Kuhn–Tucker approach for linear bilevel programming,” *Applied Mathematics and Computation*, vol. 162, pp. 51-63, 2005.
- [16] C. Audet, J. Haddad and G. Savard, “A note on the definition of a linear bilevel programming solution,” *Applied Mathematics and Computation*, vol. 181, pp. 351-355, 2006.
- [17] S. Wogrin, *Generation Expansion Planning in Electricity Markets with Bilevel Mathematical Programming Techniques*, Madrid: Universidad Pontificia de Comillas, 2013.
- [18] M. Fukushima, «Equivalent differentiable optimization problems and descent methods for asymmetric variational inequality problems,» *Mathematical Programming*, vol. 53, pp. 99-110, 1992.
- [19] A. R. Conn and L. N. Vicente, "Bilevel Derivative-Free Optimization and its Application to Robust Optimization," *Optimization Methods and Software* , vol. 27, no. 3, pp. 561-577, 2011.
- [20] K. Deb and A. Sinha, “Solving bilevel multi-objective optimization using evolutionary algorithms,” in *International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization* , 2009.
- [21] J. S. Angelo, E. Krempser and H. Barbosa, “Differential Evolution for Bilevel Programming,” in *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, Cancún, México, 2013.
- [22] E.-G. Talbi, "A Taxonomy of Metaheuristics for Bi-level Optimization," in *Metaheuristics for Bi-level Optimization*, Springer, Berlin, Heidelberg, 2013, pp. 1-39.
- [23] Consejo Económico y Social de España, «El sector eléctrico en España,» Consejo Económico y Social de España Departamento de Publicaciones, Madrid, España, 2018.
- [24] OMIE, [En línea]. Available: www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf. [Último acceso: 29 junio 2019].

- [25] Red Eléctrica de España (REE), «Término de facturación de energía activa del PVPC,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=10-06-2019>. [Último acceso: 2019 06 23].
- [26] National Renewable Energy Laboratory (NREL), "2018 ATB Cost and Performance Summary," [Online]. Available: <https://atb.nrel.gov/electricity/2018/summary.html>. [Accessed 20 06 2019].
- [27] U.S. Energy Information Administration (EIA), "Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2019," U.S. Department of Energy, Washington D.C., 2019.
- [28] Red Eléctrica de España (REE), «Península - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica,» [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demanda/total/2019-06-10>. [Último acceso: 21 06 2019].
- [29] Red Eléctrica de España (REE) , «El sistema eléctrico español 2018,» Red Eléctrica de España (REE) , Alcobendas, 2019.
- [30] J. F. Bard, Practical Bilevel Optimization Algorithms and Applications, Dordrecht, Netherlands: Springer Science+ Business Media, 1998.
- [31] J. Lu, J. Han, Y. Hu and G. Zhang, "Multilevel decision-making: A survey," *Information Sciences*, Vols. 346-347, p. 463–487, 2016.

Anexo A: Resultados para el caso base

En este anexo se presentan los resultados numéricos de las variables de decisión de ambos niveles para el caso base (caso A) del problema lineal *PLIN* resuelto mediante CPLEX. La siguiente tabla muestra la potencia contratada y el término fijo de la tarifa para cada año. Al ser cero el término fijo de la tarifa la potencia contratada toma valores superiores al mínimo de potencia necesario.

Año	cp_a^c [kW]	tf_a^c [€/kW]
2020	104,891	0
2021	104,95	0
2022	105,01	0
2023	105,07	0
2024	105,131	0

En la siguiente tabla se detalla la potencia total instalada y la potencia nueva instalada del generador y del consumidor por tecnología para cada año. Se puede observar que no se instala nueva potencia y por tanto la potencia total se mantiene igual a la existente al inicio del horizonte temporal.

Agente	Tecn.	Año	p_{ia}^s [kW]	pt_{ia}^s [kW]
Consum.	WIND	2020	0	0
		2021	0	0
		2022	0	0
		2023	0	0
		2024	0	0
	PV	2020	0	1
		2021	0	1
		2022	0	1
		2023	0	1
		2024	0	1
Gener.	WIND	2020	0	1000
		2021	0	1000
		2022	0	1000
		2023	0	1000
		2024	0	1000
	PV	2020	0	10
		2021	0	10
		2022	0	10
		2023	0	10
		2024	0	10

En la siguiente tabla se muestran la energía consumida de red por el cliente y el término variable de la tarifa aplicado para cada hora:

h\a	tv_{ah}^c [€/kW]					h\a	dq_{ah}^c [kW]				
	2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024
h1	0	0	0	0	0	h1	12,08	12,21	12,35	12,48	12,61
h2	0	0	0	0	0	h2	8,76	8,86	8,96	9,06	9,16
h3	0	0	0	0	0	h3	6,28	6,36	6,43	6,50	6,58
h4	0	0	0	0	0	h4	5,47	5,54	5,60	5,67	5,74
h5	0	0	0	0	2194	h5	4,96	5,02	5,08	5,14	5,20
h6	0	0	0	0	0	h6	5,10	5,16	5,23	5,29	5,35
h7	0	0	0	0	0	h7	5,27	5,34	5,40	5,46	5,53
h8	0	0	0	0	0	h8	7,43	7,51	7,60	7,69	7,77
h9	0	0	0	0	0	h9	9,23	9,33	9,44	9,54	9,65
h10	0	0	0	0	0	h10	9,84	9,95	10,06	10,17	10,28
h11	0	0	0	0	0	h11	10,27	10,38	10,49	10,61	10,72
h12	0	0	0	0	0	h12	11,46	11,58	11,71	11,84	11,97
h13	0	0	0	0	0	h13	12,41	12,55	12,68	12,82	12,96
h14	0	0	0	0	0	h14	13,51	13,65	13,80	13,95	14,10
h15	0	0	0	0	0	h15	14,08	14,23	14,39	14,54	14,70
h16	0	0	0	0	0	h16	14,31	14,46	14,61	14,77	14,93
h17	0	0	0	0	0	h17	13,37	13,51	13,66	13,80	13,95
h18	0	0	0	0	0	h18	13,27	13,41	13,56	13,70	13,85
h19	0	0	0	0	0	h19	14,57	14,73	14,89	15,04	15,20
h20	0	0	0	0	0	h20	15,08	15,24	15,40	15,56	15,73
h21	0	0	0	0	0	h21	16,54	16,72	16,89	17,07	17,25
h22	0	0	0	0	0	h22	18,29	18,48	18,68	18,87	19,07
h23	0	0	0	0	0	h23	19,13	19,33	19,53	19,74	19,95
h24	0	0	0	0	0	h24	15,79	15,96	16,13	16,30	16,47
h25	0	0	0	0	0	h25	12,68	12,81	12,95	13,09	13,23
h26	0	0	0	0	0	h26	8,95	9,05	9,15	9,25	9,35
h27	0	0	0	0	0	h27	6,49	6,57	6,64	6,72	6,80
h28	0	0	0	0	0	h28	5,50	5,57	5,63	5,70	5,76
h29	0	0	0	0	0	h29	4,97	5,03	5,09	5,15	5,21
h30	0	0	0	0	0	h30	5,04	5,10	5,16	5,22	5,28
h31	0	0	0	0	0	h31	5,22	5,29	5,35	5,41	5,48
h32	0	0	0	0	0	h32	7,41	7,50	7,58	7,67	7,75
h33	0	0	0	0	0	h33	9,28	9,39	9,49	9,60	9,70
h34	0	0	0	0	0	h34	9,47	9,57	9,68	9,78	9,89
h35	0	0	0	0	0	h35	10,37	10,49	10,60	10,72	10,83
h36	0	0	0	0	0	h36	11,03	11,15	11,28	11,40	11,52
h37	0	0	0	0	0	h37	12,81	12,95	13,09	13,23	13,37
h38	0	0	0	0	0	h38	13,96	14,10	14,26	14,41	14,56
h39	0	0	0	0	0	h39	14,04	14,19	14,34	14,49	14,65
h40	0	0	0	0	0	h40	14,23	14,38	14,53	14,69	14,85
h41	0	0	0	0	0	h41	13,30	13,44	13,59	13,73	13,88
h42	0	0	0	0	0	h42	13,82	13,97	14,12	14,27	14,42
h43	0	0	0	0	0	h43	14,78	14,93	15,09	15,26	15,42
h44	0	0	0	0	0	h44	14,85	15,01	15,17	15,33	15,49
h45	0	0	0	0	0	h45	16,78	16,96	17,14	17,32	17,50
h46	0	0	0	0	0	h46	17,93	18,12	18,31	18,51	18,70
h47	0	0	0	0	0	h47	19,18	19,39	19,59	19,80	20,00
h48	0	0	0	0	0	h48	16,44	16,62	16,80	16,97	17,15
h49	0	0	0	0	0	h49	12,42	12,56	12,69	12,83	12,97
h50	0	0	0	0	0	h50	8,99	9,09	9,19	9,29	9,39
h51	0	0	0	0	0	h51	6,55	6,62	6,70	6,78	6,85
h52	0	0	0	0	0	h52	5,44	5,51	5,57	5,64	5,70
h53	0	0	0	0	0	h53	4,89	4,95	5,01	5,07	5,13
h54	0	0	0	0	0	h54	4,92	4,97	5,03	5,10	5,16
h55	0	0	0	0	0	h55	5,10	5,16	5,22	5,29	5,35
h56	0	0	0	0	0	h56	7,21	7,29	7,37	7,46	7,54

h\ a	tv_{ah}^c [€/kW]					h\ a	dq_{ah}^c [kW]				
	2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024
h57	0	0	0	0	0	h57	9,20	9,30	9,40	9,51	9,61
h58	0	0	0	0	0	h58	9,66	9,77	9,88	9,99	10,10
h59	0	0	0	0	0	h59	10,65	10,77	10,89	11,00	11,12
h60	0	0	0	0	0	h60	11,11	11,23	11,36	11,48	11,60
h61	0	0	0	0	0	h61	12,54	12,68	12,81	12,95	13,09
h62	0	0	0	0	0	h62	13,95	14,10	14,25	14,41	14,56
h63	0	0	0	0	0	h63	14,74	14,90	15,06	15,22	15,38
h64	0	0	0	0	0	h64	14,33	14,49	14,64	14,80	14,96
h65	0	0	0	0	0	h65	13,96	14,11	14,26	14,41	14,56
h66	0	0	0	0	0	h66	13,80	13,94	14,09	14,24	14,40
h67	0	0	0	0	0	h67	14,27	14,43	14,58	14,74	14,89
h68	0	0	0	0	0	h68	15,33	15,50	15,66	15,83	16,00
h69	0	0	0	0	0	h69	16,18	16,35	16,52	16,70	16,88
h70	0	0	0	0	0	h70	18,20	18,39	18,59	18,78	18,98
h71	0	0	0	0	0	h71	19,18	19,38	19,59	19,79	20,00
h72	0	0	0	0	0	h72	16,22	16,40	16,57	16,75	16,92
h73	0	0	0	0	0	h73	12,34	12,47	12,61	12,75	12,88
h74	0	0	0	0	0	h74	8,85	8,95	9,05	9,15	9,25
h75	0	0	0	0	0	h75	6,49	6,57	6,64	6,72	6,80
h76	0	0	0	0	0	h76	5,43	5,49	5,56	5,62	5,69
h77	0	0	0	0	0	h77	5,02	5,08	5,14	5,20	5,26
h78	0	0	0	0	0	h78	5,03	5,09	5,15	5,21	5,27
h79	0	0	0	0	0	h79	5,20	5,27	5,33	5,39	5,46
h80	0	0	0	0	0	h80	7,23	7,31	7,39	7,47	7,56
h81	0	0	0	0	0	h81	9,51	9,62	9,73	9,83	9,94
h82	0	0	0	0	0	h82	9,86	9,97	10,08	10,19	10,30
h83	0	0	0	0	0	h83	10,32	10,43	10,55	10,66	10,78
h84	0	0	0	0	0	h84	11,49	11,61	11,74	11,87	12,00
h85	0	0	0	0	0	h85	12,50	12,63	12,77	12,91	13,04
h86	0	0	0	0	0	h86	13,88	14,03	14,18	14,33	14,49
h87	0	0	0	0	0	h87	14,37	14,52	14,67	14,83	14,99
h88	0	0	0	0	0	h88	14,13	14,29	14,44	14,59	14,75
h89	0	0	0	0	0	h89	13,39	13,54	13,68	13,83	13,98
h90	0	0	275	0	0	h90	13,33	13,47	13,62	13,76	13,91
h91	0	0	0	0	0	h91	14,25	14,41	14,56	14,72	14,87
h92	0	0	0	0	0	h92	15,38	15,55	15,71	15,88	16,05
h93	0	0	0	0	0	h93	16,65	16,82	17,00	17,18	17,36
h94	0	0	0	0	0	h94	18,59	18,78	18,98	19,18	19,38
h95	0	0	0	0	0	h95	18,51	18,71	18,90	19,10	19,30
h96	0	0	0	0	0	h96	16,50	16,67	16,85	17,03	17,21
h97	0	0	0	0	0	h97	12,68	12,82	12,96	13,10	13,24
h98	0	0	0	0	0	h98	8,93	9,03	9,13	9,23	9,34
h99	0	0	0	0	0	h99	6,23	6,30	6,38	6,45	6,52
h100	0	0	0	0	0	h100	5,36	5,43	5,49	5,55	5,62
h101	0	0	0	0	0	h101	5,06	5,12	5,18	5,25	5,31
h102	0	0	0	0	0	h102	5,07	5,13	5,19	5,25	5,32
h103	0	0	0	0	0	h103	5,12	5,18	5,24	5,30	5,36
h104	0	0	0	0	0	h104	7,30	7,39	7,47	7,56	7,64
h105	0	0	0	0	0	h105	9,49	9,60	9,70	9,81	9,92
h106	0	0	0	0	0	h106	9,59	9,69	9,80	9,91	10,02
h107	0	0	0	0	0	h107	10,47	10,59	10,70	10,82	10,94
h108	0	0	0	0	0	h108	11,04	11,16	11,28	11,40	11,53
h109	0	0	0	0	0	h109	12,38	12,51	12,65	12,79	12,92
h110	0	0	0	0	0	h110	13,84	13,99	14,14	14,29	14,44
h111	0	0	0	0	0	h111	14,61	14,76	14,92	15,08	15,24
h112	0	0	0	0	0	h112	14,53	14,69	14,84	15,00	15,16

h\a	tv_{ah}^c [€/kW]					h\a	dq_{ah}^c [kW]				
	2020	2021	2022	2023	2024		2020	2021	2022	2023	2024
h113	0	0	0	0	0	h113	13,31	13,46	13,60	13,75	13,90
h114	0	0	0	0	0	h114	13,37	13,51	13,66	13,80	13,95
h115	0	0	0	0	0	h115	14,09	14,24	14,40	14,55	14,70
h116	0	0	0	0	0	h116	15,19	15,35	15,52	15,68	15,85
h117	0	0	0	0	0	h117	16,13	16,30	16,48	16,65	16,83
h118	0	0	0	0	0	h118	18,78	18,98	19,18	19,38	19,59
h119	0	0	0	0	0	h119	18,60	18,80	18,99	19,19	19,40
h120	0	0	0	0	0	h120	15,81	15,98	16,15	16,32	16,49
h121	0	0	0	0	0	h121	11,84	11,97	12,10	12,23	12,36
h122	0	0	0	0	0	h122	8,93	9,03	9,13	9,24	9,34
h123	138	0	0	0	0	h123	6,33	6,40	6,48	6,55	6,63
h124	0	0	0	0	0	h124	5,30	5,36	5,42	5,49	5,55
h125	0	138	0	0	0	h125	4,95	5,01	5,07	5,13	5,19
h126	0	0	0	0	0	h126	5,31	5,37	5,43	5,50	5,56
h127	0	0	0	0	0	h127	6,00	6,07	6,14	6,22	6,29
h128	0	0	0	0	0	h128	9,61	9,72	9,83	9,93	10,04
h129	0	0	0	0	0	h129	12,08	12,22	12,35	12,48	12,62
h130	0	0	0	0	0	h130	15,27	15,43	15,60	15,76	15,93
h131	0	0	0	0	0	h131	16,31	16,48	16,65	16,83	17,01
h132	0	0	0	0	0	h132	17,19	17,37	17,55	17,74	17,92
h133	0	0	0	0	0	h133	16,60	16,78	16,96	17,13	17,32
h134	0	0	0	0	0	h134	15,54	15,71	15,88	16,05	16,22
h135	0	0	0	0	0	h135	14,78	14,94	15,10	15,26	15,42
h136	0	0	0	0	0	h136	13,83	13,98	14,13	14,28	14,43
h137	0	0	0	0	0	h137	13,79	13,94	14,09	14,24	14,39
h138	0	0	0	0	0	h138	14,50	14,66	14,81	14,97	15,13
h139	0	0	0	0	0	h139	14,91	15,07	15,23	15,39	15,55
h140	0	0	0	0	0	h140	15,51	15,67	15,84	16,01	16,18
h141	0	0	0	0	0	h141	16,77	16,95	17,13	17,31	17,49
h142	0	0	0	0	0	h142	15,95	16,12	16,29	16,46	16,64
h143	0	0	0	0	0	h143	14,56	14,72	14,88	15,04	15,20
h144	0	0	0	0	0	h144	12,88	13,02	13,16	13,30	13,45
h145	0	0	0	0	0	h145	11,70	11,83	11,96	12,09	12,22
h146	0	0	0	0	0	h146	9,01	9,11	9,22	9,32	9,42
h147	0	0	0	0	0	h147	6,26	6,33	6,41	6,48	6,56
h148	0	0	0	0	0	h148	5,47	5,54	5,60	5,67	5,74
h149	0	0	0	0	0	h149	5,04	5,10	5,17	5,23	5,29
h150	0	0	0	0	0	h150	5,51	5,57	5,64	5,70	5,77
h151	0	0	0	0	0	h151	5,96	6,03	6,10	6,18	6,25
h152	0	0	0	0	0	h152	9,53	9,64	9,74	9,85	9,96
h153	0	0	0	0	0	h153	12,22	12,35	12,48	12,62	12,76
h154	0	0	0	0	0	h154	15,45	15,62	15,78	15,95	16,12
h155	0	0	0	0	0	h155	16,45	16,62	16,80	16,97	17,15
h156	0	0	0	0	0	h156	18,05	18,24	18,43	18,62	18,82
h157	0	0	0	0	0	h157	16,64	16,82	17,00	17,18	17,36
h158	0	0	0	0	0	h158	15,46	15,62	15,79	15,96	16,13
h159	0	0	0	0	0	h159	14,49	14,65	14,80	14,96	15,12
h160	0	0	0	0	0	h160	13,50	13,64	13,79	13,94	14,09
h161	0	0	0	0	0	h161	13,99	14,14	14,29	14,44	14,60
h162	0	0	0	0	0	h162	14,14	14,29	14,44	14,59	14,75
h163	0	0	0	0	0	h163	15,19	15,36	15,52	15,68	15,85
h164	0	0	0	0	0	h164	15,76	15,93	16,10	16,27	16,44
h165	0	0	0	0	0	h165	16,81	16,99	17,17	17,35	17,53
h166	0	0	0	0	0	h166	15,46	15,62	15,79	15,96	16,13
h167	0	0	0	0	0	h167	14,66	14,82	14,98	15,14	15,30
h168	0	0	0	0	0	h168	12,97	13,11	13,25	13,39	13,53

A continuación, se presentan los datos de potencia generada por el generador. La potencia generada por el consumidor con energía eólica es siempre nula ya que no instala GD eólica y la generada con solar fotovoltaica es siempre 1kW que es la potencia que tiene instalada al inicio del horizonte temporal.

		q_{tah}^g [€/kW]										
t		WIND					PV					
h\ a		2020	2021	2022	2023	2024	h\ a	2020	2021	2022	2023	2024
<i>h1</i>		13,43	13,68	13,93	14,17	14,43	<i>h1</i>	10	10	10	10	10
<i>h2</i>		9,02	9,22	9,42	9,62	9,83	<i>h2</i>	10	10	10	10	10
<i>h3</i>		6,71	6,89	7,06	7,25	7,43	<i>h3</i>	10	10	10	10	10
<i>h4</i>		5,76	5,92	6,09	6,26	6,44	<i>h4</i>	10	10	10	10	10
<i>h5</i>		5,35	5,51	5,68	5,84	6,01	<i>h5</i>	10	10	10	10	10
<i>h6</i>		6,05	6,22	6,40	6,57	6,75	<i>h6</i>	10	10	10	10	10
<i>h7</i>		8,61	8,81	9,01	9,21	9,41	<i>h7</i>	10	10	10	10	10
<i>h8</i>		12,52	12,76	13,00	13,24	13,48	<i>h8</i>	10	10	10	10	10
<i>h9</i>		17,01	17,29	17,58	17,86	18,15	<i>h9</i>	10	10	10	10	10
<i>h10</i>		24,94	25,30	25,66	26,03	26,40	<i>h10</i>	10	10	10	10	10
<i>h11</i>		29,00	29,40	29,81	30,21	30,63	<i>h11</i>	10	10	10	10	10
<i>h12</i>		31,23	31,66	32,08	32,51	32,95	<i>h12</i>	10	10	10	10	10
<i>h13</i>		31,74	32,17	32,60	33,04	33,48	<i>h13</i>	10	10	10	10	10
<i>h14</i>		27,49	27,88	28,27	28,66	29,06	<i>h14</i>	10	10	10	10	10
<i>h15</i>		22,58	22,92	23,26	23,60	23,94	<i>h15</i>	10	10	10	10	10
<i>h16</i>		22,32	22,66	22,99	23,33	23,68	<i>h16</i>	10	10	10	10	10
<i>h17</i>		21,76	22,09	22,42	22,76	23,09	<i>h17</i>	10	10	10	10	10
<i>h18</i>		23,60	23,95	24,30	24,65	25,01	<i>h18</i>	10	10	10	10	10
<i>h19</i>		24,90	25,26	25,62	25,99	26,35	<i>h19</i>	10	10	10	10	10
<i>h20</i>		26,13	26,50	26,87	27,25	27,63	<i>h20</i>	10	10	10	10	10
<i>h21</i>		25,69	26,05	26,43	26,80	27,18	<i>h21</i>	10	10	10	10	10
<i>h22</i>		24,26	24,61	24,97	25,33	25,69	<i>h22</i>	10	10	10	10	10
<i>h23</i>		22,54	22,87	23,21	23,55	23,90	<i>h23</i>	10	10	10	10	10
<i>h24</i>		18,28	18,57	18,87	19,16	19,47	<i>h24</i>	10	10	10	10	10
<i>h25</i>		13,78	14,03	14,28	14,53	14,78	<i>h25</i>	10	10	10	10	10
<i>h26</i>		9,44	9,65	9,85	10,06	10,27	<i>h26</i>	10	10	10	10	10
<i>h27</i>		7,19	7,37	7,56	7,74	7,93	<i>h27</i>	10	10	10	10	10
<i>h28</i>		5,63	5,79	5,96	6,13	6,30	<i>h28</i>	10	10	10	10	10
<i>h29</i>		5,44	5,60	5,77	5,94	6,11	<i>h29</i>	10	10	10	10	10
<i>h30</i>		6,39	6,57	6,74	6,92	7,10	<i>h30</i>	10	10	10	10	10
<i>h31</i>		8,12	8,31	8,51	8,70	8,90	<i>h31</i>	10	10	10	10	10
<i>h32</i>		12,77	13,01	13,25	13,49	13,73	<i>h32</i>	10	10	10	10	10
<i>h33</i>		16,71	16,99	17,27	17,55	17,83	<i>h33</i>	10	10	10	10	10
<i>h34</i>		24,58	24,93	25,29	25,65	26,02	<i>h34</i>	10	10	10	10	10
<i>h35</i>		29,90	30,31	30,72	31,14	31,56	<i>h35</i>	10	10	10	10	10
<i>h36</i>		31,30	31,72	32,15	32,58	33,01	<i>h36</i>	10	10	10	10	10
<i>h37</i>		32,00	32,43	32,87	33,31	33,75	<i>h37</i>	10	10	10	10	10
<i>h38</i>		28,40	28,80	29,19	29,60	30,00	<i>h38</i>	10	10	10	10	10
<i>h39</i>		22,62	22,96	23,30	23,64	23,99	<i>h39</i>	10	10	10	10	10
<i>h40</i>		21,50	21,83	22,16	22,49	22,82	<i>h40</i>	10	10	10	10	10
<i>h41</i>		21,51	21,84	22,17	22,50	22,83	<i>h41</i>	10	10	10	10	10
<i>h42</i>		24,40	24,75	25,11	25,47	25,84	<i>h42</i>	10	10	10	10	10
<i>h43</i>		25,63	26,00	26,37	26,74	27,12	<i>h43</i>	10	10	10	10	10
<i>h44</i>		25,27	25,63	26,00	26,37	26,74	<i>h44</i>	10	10	10	10	10
<i>h45</i>		26,19	26,56	26,94	27,32	27,70	<i>h45</i>	10	10	10	10	10
<i>h46</i>		23,53	23,88	24,23	24,58	24,93	<i>h46</i>	10	10	10	10	10
<i>h47</i>		22,53	22,86	23,20	23,54	23,89	<i>h47</i>	10	10	10	10	10
<i>h48</i>		18,60	18,89	19,19	19,49	19,80	<i>h48</i>	10	10	10	10	10

		q_{tah}^g [€/kW]										
t		WIND						PV				
h\ a	2020	2021	2022	2023	2024	h\ a	2020	2021	2022	2023	2024	
h49	13,43	13,67	13,92	14,17	14,42	h49	10	10	10	10	10	
h50	9,31	9,51	9,72	9,92	10,13	h50	10	10	10	10	10	
h51	6,97	7,15	7,33	7,51	7,70	h51	10	10	10	10	10	
h52	5,45	5,61	5,78	5,95	6,12	h52	10	10	10	10	10	
h53	5,59	5,76	5,93	6,10	6,27	h53	10	10	10	10	10	
h54	5,79	5,96	6,13	6,30	6,47	h54	10	10	10	10	10	
h55	8,59	8,78	8,98	9,18	9,38	h55	10	10	10	10	10	
h56	12,13	12,36	12,60	12,83	13,07	h56	10	10	10	10	10	
h57	16,50	16,77	17,05	17,33	17,61	h57	10	10	10	10	10	
h58	24,37	24,72	25,08	25,44	25,80	h58	10	10	10	10	10	
h59	30,40	30,81	31,23	31,65	32,08	h59	10	10	10	10	10	
h60	31,55	31,98	32,41	32,84	33,28	h60	10	10	10	10	10	
h61	32,01	32,44	32,87	33,31	33,75	h61	10	10	10	10	10	
h62	28,48	28,88	29,27	29,68	30,08	h62	10	10	10	10	10	
h63	23,40	23,75	24,10	24,45	24,80	h63	10	10	10	10	10	
h64	21,64	21,97	22,30	22,63	22,97	h64	10	10	10	10	10	
h65	22,37	22,71	23,05	23,39	23,73	h65	10	10	10	10	10	
h66	23,44	23,78	24,13	24,48	24,84	h66	10	10	10	10	10	
h67	24,66	25,02	25,38	25,74	26,11	h67	10	10	10	10	10	
h68	26,26	26,63	27,01	27,39	27,77	h68	10	10	10	10	10	
h69	25,89	26,26	26,64	27,01	27,39	h69	10	10	10	10	10	
h70	24,40	24,76	25,11	25,47	25,84	h70	10	10	10	10	10	
h71	22,74	23,07	23,41	23,76	24,11	h71	10	10	10	10	10	
h72	18,26	18,55	18,85	19,15	19,45	h72	10	10	10	10	10	
h73	13,68	13,92	14,17	14,42	14,68	h73	10	10	10	10	10	
h74	9,51	9,71	9,92	10,13	10,34	h74	10	10	10	10	10	
h75	6,88	7,06	7,24	7,42	7,61	h75	10	10	10	10	10	
h76	5,65	5,82	5,98	6,15	6,33	h76	10	10	10	10	10	
h77	5,77	5,94	6,11	6,28	6,45	h77	10	10	10	10	10	
h78	6,25	6,42	6,59	6,77	6,95	h78	10	10	10	10	10	
h79	8,63	8,82	9,02	9,22	9,43	h79	10	10	10	10	10	
h80	12,18	12,41	12,64	12,88	13,12	h80	10	10	10	10	10	
h81	17,19	17,47	17,76	18,04	18,33	h81	10	10	10	10	10	
h82	24,84	25,20	25,56	25,92	26,29	h82	10	10	10	10	10	
h83	29,38	29,78	30,19	30,60	31,02	h83	10	10	10	10	10	
h84	31,86	32,29	32,72	33,16	33,60	h84	10	10	10	10	10	
h85	31,90	32,33	32,76	33,20	33,64	h85	10	10	10	10	10	
h86	28,36	28,75	29,15	29,55	29,96	h86	10	10	10	10	10	
h87	22,49	22,82	23,16	23,50	23,85	h87	10	10	10	10	10	
h88	21,51	21,84	22,17	22,50	22,84	h88	10	10	10	10	10	
h89	21,97	22,30	22,63	22,97	23,31	h89	10	10	10	10	10	
h90	23,29	23,63	23,98	24,33	24,68	h90	10	10	10	10	10	
h91	25,25	25,61	25,98	26,35	26,72	h91	10	10	10	10	10	
h92	26,37	26,75	27,12	27,51	27,89	h92	10	10	10	10	10	
h93	26,31	26,68	27,06	27,44	27,83	h93	10	10	10	10	10	
h94	24,20	24,55	24,90	25,26	25,63	h94	10	10	10	10	10	
h95	21,69	22,01	22,34	22,68	23,01	h95	10	10	10	10	10	
h96	18,83	19,13	19,43	19,74	20,04	h96	10	10	10	10	10	
h97	13,67	13,92	14,17	14,42	14,68	h97	10	10	10	10	10	
h98	9,66	9,87	10,08	10,29	10,50	h98	10	10	10	10	10	
h99	6,98	7,16	7,35	7,53	7,71	h99	10	10	10	10	10	
h100	5,45	5,62	5,78	5,95	6,12	h100	10	10	10	10	10	
h101	5,72	5,89	6,06	6,23	6,40	h101	10	10	10	10	10	
h102	6,39	6,56	6,74	6,92	7,09	h102	10	10	10	10	10	

		q_{tah}^g [€/kW]									
t	WIND					PV					
h\ a	2020	2021	2022	2023	2024	h\ a	2020	2021	2022	2023	2024
<i>h103</i>	8,38	8,57	8,77	8,97	9,17	<i>h103</i>	10	10	10	10	10
<i>h104</i>	12,59	12,83	13,07	13,31	13,55	<i>h104</i>	10	10	10	10	10
<i>h105</i>	17,58	17,87	18,16	18,45	18,74	<i>h105</i>	10	10	10	10	10
<i>h106</i>	24,55	24,91	25,26	25,63	25,99	<i>h106</i>	10	10	10	10	10
<i>h107</i>	30,21	30,62	31,03	31,46	31,88	<i>h107</i>	10	10	10	10	10
<i>h108</i>	31,15	31,58	32,00	32,43	32,87	<i>h108</i>	10	10	10	10	10
<i>h109</i>	31,08	31,50	31,93	32,36	32,79	<i>h109</i>	10	10	10	10	10
<i>h110</i>	28,08	28,47	28,86	29,26	29,66	<i>h110</i>	10	10	10	10	10
<i>h111</i>	23,04	23,38	23,72	24,07	24,42	<i>h111</i>	10	10	10	10	10
<i>h112</i>	22,25	22,58	22,92	23,26	23,60	<i>h112</i>	10	10	10	10	10
<i>h113</i>	21,80	22,12	22,45	22,79	23,13	<i>h113</i>	10	10	10	10	10
<i>h114</i>	23,91	24,26	24,61	24,97	25,32	<i>h114</i>	10	10	10	10	10
<i>h115</i>	25,13	25,49	25,86	26,23	26,60	<i>h115</i>	10	10	10	10	10
<i>h116</i>	26,25	26,63	27,00	27,38	27,77	<i>h116</i>	10	10	10	10	10
<i>h117</i>	25,51	25,87	26,24	26,62	26,99	<i>h117</i>	10	10	10	10	10
<i>h118</i>	24,76	25,12	25,48	25,84	26,21	<i>h118</i>	10	10	10	10	10
<i>h119</i>	22,35	22,68	23,02	23,36	23,71	<i>h119</i>	10	10	10	10	10
<i>h120</i>	18,38	18,67	18,97	19,26	19,57	<i>h120</i>	10	10	10	10	10
<i>h121</i>	11,93	12,16	12,39	12,62	12,86	<i>h121</i>	10	10	10	10	10
<i>h122</i>	18,79	8,99	9,19	9,39	9,60	<i>h122</i>	0	10	10	10	10
<i>h123</i>	6,41	6,59	6,77	6,94	7,12	<i>h123</i>	10	10	10	10	10
<i>h124</i>	5,09	5,25	15,41	5,58	5,74	<i>h124</i>	10	10	0	10	10
<i>h125</i>	14,91	5,07	5,23	5,39	5,56	<i>h125</i>	0	10	10	10	10
<i>h126</i>	5,40	5,56	5,73	5,89	6,06	<i>h126</i>	10	10	10	10	10
<i>h127</i>	6,23	6,40	6,57	6,75	6,93	<i>h127</i>	10	10	10	10	10
<i>h128</i>	9,77	9,98	10,19	10,40	10,62	<i>h128</i>	10	10	10	10	10
<i>h129</i>	22,08	12,31	12,55	12,78	13,02	<i>h129</i>	0	10	10	10	10
<i>h130</i>	15,41	15,67	15,94	16,21	16,48	<i>h130</i>	10	10	10	10	10
<i>h131</i>	26,27	16,54	16,82	17,10	17,38	<i>h131</i>	0	10	10	10	10
<i>h132</i>	17,43	17,71	18,00	18,29	18,58	<i>h132</i>	10	10	10	10	10
<i>h133</i>	16,85	17,13	17,41	17,70	17,98	<i>h133</i>	10	10	10	10	10
<i>h134</i>	15,73	16,00	16,27	16,54	16,82	<i>h134</i>	10	10	10	10	10
<i>h135</i>	24,73	14,99	15,25	15,51	15,78	<i>h135</i>	0	10	10	10	10
<i>h136</i>	13,81	14,06	14,31	14,56	14,82	<i>h136</i>	10	10	10	10	10
<i>h137</i>	23,67	23,92	14,17	14,42	14,67	<i>h137</i>	0	0	10	10	10
<i>h138</i>	14,65	14,91	15,16	15,43	15,69	<i>h138</i>	10	10	10	10	10
<i>h139</i>	15,11	15,37	15,63	15,90	16,17	<i>h139</i>	10	10	10	10	10
<i>h140</i>	15,72	15,99	16,26	16,53	16,81	<i>h140</i>	10	10	10	10	10
<i>h141</i>	16,81	17,09	17,37	17,65	17,94	<i>h141</i>	10	10	10	10	10
<i>h142</i>	16,00	16,27	16,55	16,82	17,10	<i>h142</i>	10	10	10	10	10
<i>h143</i>	14,40	14,65	14,91	15,17	15,43	<i>h143</i>	10	10	10	10	10
<i>h144</i>	13,09	13,33	13,57	13,82	14,07	<i>h144</i>	10	10	10	10	10
<i>h145</i>	21,47	21,69	21,92	12,15	12,38	<i>h145</i>	0	0	0	10	10
<i>h146</i>	18,66	8,86	19,06	9,26	9,46	<i>h146</i>	0	10	0	10	10
<i>h147</i>	16,25	6,42	6,60	6,77	6,95	<i>h147</i>	0	10	10	10	10
<i>h148</i>	15,40	5,56	5,73	5,89	6,06	<i>h148</i>	0	10	10	10	10
<i>h149</i>	5,02	5,18	5,35	5,51	5,67	<i>h149</i>	10	10	10	10	10
<i>h150</i>	15,20	15,36	5,52	5,69	5,85	<i>h150</i>	0	0	10	10	10
<i>h151</i>	15,84	6,01	6,18	6,35	6,53	<i>h151</i>	0	10	10	10	10
<i>h152</i>	19,40	19,61	9,81	10,02	10,23	<i>h152</i>	0	0	10	10	10
<i>h153</i>	11,83	22,05	22,29	12,52	12,75	<i>h153</i>	10	0	0	10	10
<i>h154</i>	25,20	25,46	15,73	15,99	16,26	<i>h154</i>	0	0	10	10	10
<i>h155</i>	16,13	26,40	16,67	16,95	17,23	<i>h155</i>	10	0	10	10	10
<i>h156</i>	17,95	28,23	18,53	18,82	19,12	<i>h156</i>	10	0	10	10	10

		q_{tah}^g [€/kW]									
t	<i>WIND</i>					<i>PV</i>					
h\ a	2020	2021	2022	2023	2024	h\ a	2020	2021	2022	2023	2024
<i>h157</i>	16,33	26,60	16,88	27,16	17,44	<i>h157</i>	10	0	10	0	10
<i>h158</i>	15,45	15,71	15,98	16,25	16,52	<i>h158</i>	10	10	10	10	10
<i>h159</i>	24,45	14,70	14,96	15,22	15,48	<i>h159</i>	0	10	10	10	10
<i>h160</i>	13,24	23,48	13,73	13,97	14,22	<i>h160</i>	10	0	10	10	10
<i>h161</i>	23,78	24,03	24,28	14,53	14,79	<i>h161</i>	0	0	0	10	10
<i>h162</i>	14,02	24,27	14,53	14,78	15,04	<i>h162</i>	10	0	10	10	10
<i>h163</i>	15,15	15,41	15,68	15,94	16,21	<i>h163</i>	10	10	10	10	10
<i>h164</i>	15,61	25,87	16,14	16,42	16,69	<i>h164</i>	10	0	10	10	10
<i>h165</i>	16,64	26,92	17,20	17,48	17,76	<i>h165</i>	10	0	10	10	10
<i>h166</i>	25,17	25,43	15,69	15,96	16,23	<i>h166</i>	0	0	10	10	10
<i>h167</i>	14,43	24,69	24,94	15,20	15,46	<i>h167</i>	10	0	0	10	10
<i>h168</i>	22,86	23,10	13,34	13,59	13,83	<i>h168</i>	0	0	10	10	10