

PERLA: UN MODELO DE PLANIFICACION ESTATICA A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSPORTE. OPCIONES DE MODELADO Y ANALISIS DE IDONEIDAD

G. Latorre-Bayona*, A. Ramos, J. I. Pérez-Arriaga
Instituto de Investigación Tecnológica
Universidad Pontificia Comillas
Alberto Aguilera, 23
28015 Madrid

J. F. Alonso, A. Sáiz
Red Eléctrica de España, S.A.
Po. Castellana, 95
28046 Madrid

Esta comunicación presenta la situación actual del modelo PERLA de Red Eléctrica de España S.A., y su aplicación a la planificación a largo plazo de la red de transporte española. En PERLA, la expansión de la red se formula como un problema de planificación estática que optimiza el coste total anual, el cual agrega el coste anualizado de inversión, el coste de explotación y el coste de indisponibilidad. PERLA considera varios escenarios. Cada escenario se caracteriza por la demanda, la hidráulica y la disponibilidad de los elementos. La red se puede representar con modelo de transporte o con modelo híbrido. Las variables de inversión pueden ser continuas o discretas. El problema de optimización que resulta es de gran dimensión, pero se resuelve eficientemente mediante el método de descomposición de Benders. La idoneidad del modelo se evalúa mediante un análisis comparativo utilizando un modelo de red más exacto y escenarios realistas de planificación del sistema español.

1. INTRODUCCION.

El objetivo de quienes realizan la planificación de la red de transporte es determinar los planes de instalación de nuevos elementos (líneas y otros equipos de red), de tal manera que el sistema que resulte pueda ser capaz de suministrar la demanda prevista al mínimo coste, cumpliendo con unos criterios prefijados de aceptabilidad técnica y financiera. El proceso de planificación que normalmente se sigue puede dividirse en las siguientes etapas: Planificación Táctica y Planificación Operativa.

La **Planificación Táctica**, o planificación a largo plazo, considera horizontes de 15 a 30 años y su objetivo fundamental es definir un conjunto de "planes maestros" de desarrollo de la red, en los cuales se pueden centrar los estudios de planificación operativa. El grado de incertidumbre es alto y el número elevado de planes de expansión que deben ser evaluados hacen necesaria la simplificación en la representación del sistema. Típicamente, esta etapa se desarrolla con la ayuda de modelos de optimización. El programa PERLA ("Planificación Estática de la Red de transporte a LArgo plazo"), que se describe en esta comunicación, pertenece a esta clase de herramientas.

La necesidad de estudiar el sistema de forma completa y más detallada, junto con la existencia de varios aspectos tales como violaciones de tensión, límites de estabilidad transitoria, flujos de potencia reactiva, etc. que no pueden ser fácilmente tenidos en cuenta en los modelos de planificación a largo plazo, hacen que las decisiones definitivas de instalación se tomen en la etapa de **Planificación Operativa**. En ella se consideran horizontes a corto y medio plazo (hasta 10 años), el nivel de incertidumbre se reduce y se utilizan modelos detallados del sistema, donde se pueden considerar aspectos estáticos y dinámicos.

Red Eléctrica de España S.A. (REE) es una empresa pública, propietaria de la red de transporte de energía eléctrica española. Además de operar la red, tiene como objetivo fundamental asegurar la optimización de la explotación unificada del sistema español. En REE las dos etapas de planificación de la red antes mencionadas, se coordinan y realizan aplicando criterios técnico/económicos consistentes, de tal manera que se complementen entre sí. En la referencia [1] se presenta la estructura general de la metodología de planificación seguida por REE.

Para facilitar el proceso global de planificación a largo plazo y permitir una mayor flexibilidad a la hora de aplicar sus propios criterios y también para adoptar el nivel de detalle en el modelado más adecuado para las características del sistema español, REE tomó la decisión de desarrollar un modelo en colaboración con el Instituto de Investigación Tecnológica. Después de revisar el estado del arte [2], se decidió adoptar una estructura modular que permitiese explorar varias alternativas de modelado y que además hiciese posible

* Profesor de la Universidad Industrial de Santander en Bucaramanga (Colombia) actualmente en comisión de estudios para la realización de su tesis doctoral en el Instituto de Investigación Tecnológica.

introducir fácilmente eventuales mejoras en el mismo. Consecuentemente se utilizó la descomposición de Benders [3] que además permite incluir varios escenarios de operación (se entiende por operación los aspectos relacionados con los costes de producción y la fiabilidad del sistema) sin afectar seriamente la eficiencia del algoritmo [4-7].

Siguiendo la estructura adoptada, se desarrolló un prototipo con variables de inversión continuas y red de transporte [8], cuyas características principales se presentan en la sección 2. Posteriormente se realizó un análisis de la idoneidad de este prototipo, sección 3, del cual se vio la necesidad de mejorar el modelado de la red y el de las variables de inversión. El estado actual del PERLA se describe en la sección 4. En la sección 5 se muestran los resultados obtenidos al utilizarlo en la planificación de la red de transporte de España. En la sección 6 se presentan las conclusiones y las líneas de continuación. Finalmente, en el apéndice A se muestra de forma compacta la formulación matemática de los módulos que componen el modelo actual.

2. MODELO INICIAL.

En esta sección se da una descripción general del modelo inicial. Una descripción más detallada del mismo puede verse en la referencia [8]. Este modelo permite la obtención automática del plan óptimo de expansión de la red para un año horizonte dado, satisfaciendo restricciones impuestas de inversión y de operación. Se define como plan óptimo aquél que minimiza el coste total del año horizonte. El coste total está formado por la suma de los costes anuales de inversión, de explotación y de indisponibilidad. Para determinar los costes de explotación y de indisponibilidad se estudian diversos escenarios. Estos se caracterizan por la demanda, la hidráulicidad y la disponibilidad de los componentes del sistema.

- Caracterización de la demanda y la hidráulicidad.

Para modelar adecuadamente la operación del sistema durante el año horizonte, se consideran varias situaciones de demanda. Esto además de permitir incluir la incertidumbre en la predicción de la misma, también posibilita el tener en cuenta su variación horaria y/o estacional. Para ello se divide la curva duración-carga en bloques (o situaciones) de demanda.

El modelo también permite incluir la incertidumbre asociada a las condiciones de hidráulicidad, considerando distintas situaciones con su respectiva probabilidad de ocurrencia. Además cada situación está caracterizada por los límites de generación hidráulica: programada y de emergencia. El modelo admite hasta 10 bloques de demanda y 3 situaciones de hidráulicidad.

- Representación del sistema eléctrico de potencia.

El sistema eléctrico de potencia se representa mediante áreas unidas por medio de corredores de transporte. Un área puede representar la agrupación de varios nudos y un corredor combina líneas existentes.

La red se modela en transporte (sólo se tiene en cuenta la primera ley de Kirchhoff), con lo cual la única limitación al flujo de potencia es la capacidad máxima de los corredores. En la sección 3 se estudia la idoneidad de esta representación y en la sección 4 se presenta el modelo híbrido de red tomado como opción de mejora. Esta puede dividirse en escalones de potencia de tal manera que representen cada una de las líneas que componen el corredor y permitan la asignación directa de contingencias de red. El usuario define los corredores de expansión y los tipos de línea disponibles (por ejemplo, tipos de conductor o disposiciones de los conductores).

Cada área se define por su demanda y su generación térmica y/o hidroeléctrica. Se permite un nivel de demanda por área en cada situación de demanda. La generación térmica por área se divide en escalones que incluyen una o más unidades generadoras. Un escalón puede representar diferentes características de las unidades térmicas (tipo de combustible, consumo específico, etc) y permite considerar fallos de parte de la generación situada en ese área. Se ignoran las restricciones de mínimos técnicos. Pueden considerarse preferencias de unos combustibles sobre otros haciendo uso de un factor de penalización que modifique convenientemente sus costes. Los costes variables de generación de cada escalón se modelan como una función lineal de su potencia de salida. Las centrales hidroeléctricas de cada área se incluyen todas agregadas en una única de coste nulo. La capacidad de generación en explotación está determinada por la generación hidráulica programada para el área en las condiciones del escenario de carga e hidráulicidad estudiado. Para las contingencias se puede utilizar una potencia hidráulica de emergencia.

El modelo admite cualquier tamaño de red, pero típicamente se ha utilizado con redes de 50 áreas y 100 corredores, aunque también se han ejecutado casos con redes de 100 áreas y 200 corredores.

- Modelado de la inversión.

El modelo decide la instalación de nuevas líneas de transporte, para reforzar corredores existentes o crear nuevos corredores. La inversión se modela con variables continuas. En la sección 3 se estudia su idoneidad y se ve la necesidad de ir a variables discretas. Los costes de expansión se expresan como una función lineal de las

variables de inversión e incluyen los de las líneas, los gastos de instalación asociados y los costes de nuevas subestaciones o de posiciones adicionales en subestaciones existentes, necesarias para la instalación de nuevas líneas. Para compararlos consistentemente con los de operación se toma su valor anualizado, calculado mediante una tasa de cargas fijas. Como restricciones de expansión se consideran: el número máximo de líneas a instalar en un corredor, el número máximo de líneas de un mismo tipo en un corredor, el volumen de inversión por corredor y el volumen total de inversión. Todas ellas lineales.

- Modelado de la operación del sistema.

La operación del sistema se divide en dos tipos de subproblemas: el de explotación y el de fiabilidad. El subproblema de explotación determina los costes de operación en estado normal del sistema. En este estado se busca el despacho económico de la generación, minimizando los costes variables y los costes de energía no suministrada. Para ello se consideran varios escenarios, definidos por las posibles combinaciones de situaciones de demanda y de hidráulicidad. En cada escenario el despacho está restringido por las ecuaciones de balance de potencia en cada área, los límites de generación, los límites de potencia no servida por área y la capacidad máxima de transporte de los corredores. Todas ellas lineales. La aleatoriedad de la generación se trata de forma determinista; la potencia de generación de cada escalón se reduce según su disponibilidad. La capacidad máxima de transporte se reduce para incluir, de forma aproximada, un criterio de seguridad preventivo N-1. Para ello se utiliza un coeficiente de seguridad calculado previamente.

La fiabilidad se trata de forma determinista. Se calcula la mínima energía no servida debida a la ocurrencia de un conjunto de contingencias especificadas por el usuario. Se aplica un criterio correctivo en el que se permite el redespacho de la generación. El objetivo aquí es eliminar la potencia no servida, con lo cual no se incluyen los costes de producción. Cada contingencia se define, a partir de un escenario de explotación, por el estado de indisponibilidad de algunos elementos del sistema y constituye por sí misma un escenario de fiabilidad. En cada escenario el despacho debe observar las mismas restricciones que en explotación.

- Método de solución.

Teniendo en cuenta la función objetivo a minimizar y las restricciones impuestas a la expansión y a la operación del sistema, la planificación estática a largo plazo de la red de transporte se puede formular como un problema de optimización lineal con restricciones lineales. Las variables de decisión son: por una parte las relativas a la inversión a efectuar (líneas a instalar) y, por otra, las que determinan la operación óptima para esa inversión realizada (generación en cada escalón, potencia no servida por área y flujos de potencia por la red en cada escenario). De esta forma la estructura del problema permite su resolución mediante una descomposición en dos niveles de decisión [5,7,8,9]. En un primer nivel se decide la inversión y en el segundo se determina la forma óptima de operar el sistema dada esa inversión. Para aprovechar esta característica se utilizó la descomposición generalizada de Benders [3]. Esta descomposición se basa en la resolución iterativa de un problema maestro, que decide la inversión, y los subproblemas, que evalúan los costes de explotación y de indisponibilidad y proporcionan al maestro la información necesaria para decidir una nueva inversión [5,7,8]. Los costes calculados en el maestro (suma de costes de inversión y costes estimados de explotación y de indisponibilidad) son una cota inferior de los costes correspondientes al óptimo. Por otra parte, los costes calculados en los subproblemas (costes mínimos de operación para la inversión dada) sumados a los costes de inversión, suponen una cota superior al óptimo. Cuando estas cotas coinciden dentro de un margen de tolerancia, el proceso se detiene y se presenta la solución. Tanto la solución del maestro como las de los subproblemas se obtienen mediante el código de optimización MINOS [12].

Además de utilizarse para encontrar planes óptimos de expansión, PERLA puede emplearse para evaluar un plan propuesto por el usuario (utilización en modo *cobertura*). En esta opción, a partir de una instalación dada, se resuelven los subproblemas de explotación y de fiabilidad y se obtienen resultados de: costes, flujos por la red y sensibilidades.

3. ANALISIS DE LA IDONEIDAD DEL MODELO INICIAL.

Se realizó un detallado estudio de idoneidad para determinar si el nivel de modelado era suficiente. Se puso especial atención en dos aspectos críticos: a) la representación de la red mediante un modelo de transporte; b) la utilización de variables continuas para las decisiones de inversión, de naturaleza discreta.

En este análisis se utilizaron varios modelos y un gran número de casos de prueba, aunque solamente se muestran algunos resultados representativos obtenidos con una versión reducida del sistema español (46 áreas y 87 corredores, figura 1). El modelo se ejecutó con diferentes combinaciones de escenarios de explotación y de fiabilidad y diferentes niveles de insuficiencia en la red existente. Para verificar la idoneidad del modelo de transporte se utilizó el programa JUANAC [11], el cual minimiza los costes de explotación utilizando el flujo DC para modelar la red. Con JUANAC se calcularon las sensibilidades de los planes óptimos obtenidos con el modelo inicial, con respecto a todas las variables de inversión.

El ahorro marginal en costes de operación cuando se incrementa la susceptancia de una línea en una red modelada en DC, puede expresarse como:

$$\Pi_{km} = (\rho_k - \rho_m) (\theta_m - \theta_k) \quad (1)$$

donde ρ_k y θ_k son el precio puntual [11] y el ángulo en el área k , respectivamente. Esta expresión está basada en las referencias [7] y [12] y ha sido comprobada experimentalmente por los autores de esta comunicación.

Una característica importante de esta expresión es que se aplica a cualquier línea, haya sido o no instalada previamente. Por lo tanto, toda instalación propuesta puede verificarse comparando la sensibilidad obtenida de (1), con el coste marginal de inversión.

La parte izquierda de la tabla 1 presenta los resultados de esta comparación, obtenidos con uno de los casos de prueba en el que la capacidad de la red existente se redujo considerablemente (eliminando varias líneas). La segunda columna muestra la solución obtenida con PERLA. La tercera indica si PERLA ha invertido de menos (INV. MAS), de más (INV. MENOS) o su inversión es óptima (OPTIMA), en cada uno de los corredores con opción de expansión. Debido a que las sensibilidades sólo contienen información local, en las columnas cuatro y cinco se indica si el coste total (coste de inversión más el de operación) aumenta (PIERDE) o disminuye (GANA) cuando se realizan cambios a valores discretos en la solución dada por PERLA. En la columna cuatro cada variable de inversión se llevó individualmente a uno, mientras que en la columna cinco se llevó a cero.

Analizando la parte izquierda de la tabla 1 y resultados similares de otros ejemplos, se puede concluir que la mayoría de las decisiones de inversión dadas por PERLA son correctas, aunque a menudo omite inversiones rentables debido a la representación simple que hace de la red.

El otro aspecto crítico que se analizó fue el modelar con variables continuas las decisiones de inversión. Para ello se compararon los resultados obtenidos con PERLA, con la solución discreta obtenida utilizando el código de programación mixta ZOOM [13]. Para obtener esta solución discreta se formuló el problema global (sin descomponer) en formato MPS y se ejecutó el ZOOM con este fichero de entrada. Esa solución discreta, para el caso de prueba considerado anteriormente, se presenta en la parte derecha de la tabla 1, junto con los resultados del análisis de sensibilidades de ese plan realizado con JUANAC.

Estos resultados y otros similares, hallados de forma análoga, indican que los planes obtenidos con variables discretas contienen un mayor número de inversiones que los obtenidos con variables continuas (9 versus 5.13 líneas en este ejemplo). Además se comprobó que no existe un procedimiento heurístico obvio para pasar de la solución óptima en variables continuas a su correspondiente en variables discretas.

Además de los dos aspectos críticos antes mencionados, se analizó el efecto de utilizar un único coeficiente de seguridad para incluir el criterio N-1 de forma preventiva en los subproblemas de explotación (el sistema debe soportar cualquier contingencia simple, sin que se presenten sobrecargas y sin necesidad de modificar el despacho de la generación). Un estudio de contingencias previo, permitió definir ese coeficiente. Los resultados indican que excepto en zonas puntuales, utilizar un único coeficiente de seguridad para toda la red salvaguarda suficientemente de las contingencias N-1 sobre un modelo de transporte, pero no completamente sobre un modelo DC, donde aparecen con frecuencia sobrecargas leves y algunas de tipo medio. Además se ha comprobado que el valor de este coeficiente influye de forma importante en el plan óptimo de expansión de la red. Por tanto se recomienda utilizar un valor individualizado para cada uno de los corredores de la red, obtenido a partir de estudios independientes con modelos DC al menos.

También se analizó la conveniencia de incluir las pérdidas en el modelo de red, utilizando para ello el JUANAC. Se intentó verificar si era posible justificar inversiones en red a partir de los ahorros asociados a la reducción de pérdidas. No obstante, los resultados de este estudio no fueron concluyentes, probablemente debido a que las inversiones sugeridas por PERLA no están dirigidas a la disminución de pérdidas.

4. MODELO ACTUAL.

Del análisis de idoneidad se vio la necesidad de mejorar el modelado de la red (el modelo de transporte es demasiado simplificado y detecta menos necesidades de expansión) y pasar a variables de inversión discretas. Aprovechando la modularidad con la que fue desarrollado PERLA, estas mejoras se reducen a modificar independientemente el maestro y los subproblemas de operación. Este mismo hecho ha permitido además, que en la actualidad se tenga en un mismo modelo cuatro opciones a saber: Red de transporte con variables de inversión continuas (PERLA inicial), Red de transporte con variables de inversión discretas, Red híbrida con variables de inversión continuas y Red híbrida con variables de inversión discretas.

La caracterización de la demanda y la hidráulica, la representación del sistema eléctrico de potencia, el modelado de la inversión, el modelado de la operación del sistema y el método de solución, en términos generales, no han cambiado con respecto al modelo inicial, excepto por las mejoras puntuales que aquí se detallan.

Para mejorar la representación de la red se introduce el modelo híbrido en los subproblemas de operación. En este modelo se hace diferencia entre las líneas existentes (que conforman la red existente) y las que pueden ser instaladas (que conforman la red nueva). Para modelar la red existente se tienen en cuenta las dos leyes de Kirchhoff, mientras que para la red nueva sólo se considera la primera ley. De esta forma el flujo de potencia por la red se hace más realista (e incluso cuando no se ha instalado nada, se resuelve un flujo de cargas en DC) y el problema sigue siendo convexo [7], permitiendo utilizar la descomposición de Benders.

Con cualquiera de las dos opciones de modelar la red (híbrida o transporte), la operación del sistema (subproblemas de explotación y de fiabilidad) se plantea como la resolución de problemas de optimización con función objetivo lineal y restricciones lineales. En explotación se admite un coeficiente de seguridad individualizado por línea. Además, una vez obtenido el plan óptimo de expansión de la red, se calculan las pérdidas totales y por escenario. Esta información permite al planificador tener un elemento más de juicio a la hora de evaluar distintos planes alternativos de expansión.

Cuando PERLA se ejecuta en modo *cobertura* la representación de la red se puede hacer con modelo de transporte o con modelo DC, según la opción dada al programa por el usuario.

Para incluir la posibilidad del tratamiento de variables de inversión discretas, se modificó el problema maestro para incorporar el código de optimización ZOOM [13]. Este código resuelve un problema de programación mixta mediante el método de branch and bound. De esta forma el maestro se plantea como un problema de optimización con función objetivo lineal y restricciones lineales, pero las variables de decisión pueden ser continuas o discretas. En el apéndice A se presenta una formulación compacta del problema maestro y de los subproblemas.

5. PLANIFICACION A LARGO PLAZO DE LA RED DE TRANSPORTE ESPAÑOLA: UN CASO EJEMPLO.

Esta sección muestra algunos de los resultados obtenidos en las primeras utilidades del modelo PERLA en la planificación de la red de transporte de un sistema eléctrico real.

Mediante el tratamiento de una red del tamaño de la española se pretende ilustrar los aspectos algorítmicos asociados a la dimensión del problema, así como la integración del código PERLA en la metodología de planificación de REE.

En la actualidad, el sistema eléctrico español debe satisfacer una demanda de potencia máxima del orden de 25000 MW y una energía anual de unos 130000 GWh. La capacidad de generación instalada en el sistema eléctrico peninsular es de 44351 MW, de los que 16353 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, 20634 MW a centrales térmicas convencionales y 7864 MW a centrales nucleares. La red de transporte incluye 12658 km de circuitos de 400 kV y 14991 km de circuitos de 220 kV.

El horizonte de planificación en estas pruebas ha sido representativo del año 2005. En el proceso se han considerado distintas hipótesis de expansión de la generación, así como escenarios con distintos costes de combustibles y otros parámetros económicos-financieros. Este estudio se realizó con el sistema de la figura 1. La explotación anual del sistema eléctrico se ha modelado mediante dos hipótesis de hidráulidad y dos situaciones de demanda. La primera situación, de corta duración (25 h) trata de representar las limitaciones de capacidad encontradas en la satisfacción de la punta de demanda anual. La segunda, que representa la magnitud energética anual, refleja las condiciones de operación media ligadas a los costes variables de explotación.

El tratamiento de la fiabilidad de la red se ha llevado a cabo desde una doble perspectiva. Las indisponibilidades de tipo N-1 obedecen a un criterio "preventivo", incluyéndose en el módulo de explotación. Las contingencias de orden N-2 o superior han sido considerados mediante un criterio "correctivo", dando lugar a sendos subproblemas de fiabilidad, que observan el redespacho de generación y la utilización de generación hidráulica de emergencia.

La tabla 2 muestra resultados de una de las hipótesis de expansión de la generación planteadas (hipótesis A), donde pueden observarse las prestaciones de los distintos modos de utilización. Los tipos de línea corresponden a diferentes disposiciones de conductores. En ella puede comprobarse como la opción de modelo de transporte y variables continuas resulta en planes que pueden considerarse como el núcleo del plan conseguido con el modelo más detallado (híbrido y variables discretas). Asimismo, se refleja la clara tendencia hacia una subinversión en aquella opción. La magnitud del plan de expansión aumenta de forma monótona en las etapas apuntadas en la tabla.

Por otra parte, el proceso de redondeo no es evidente, fundamentalmente en la consecución de un plan más exacto (consecuencia de la consideración de modelo de flujo de cargas en DC). Esta circunstancia puede comprobarse en la pérdida de expansión en ejes aparentemente prometedores en la opción híbrido-continuas (véase 18-46 y 19-45 en la tabla) en su paso a híbrido-discretas.

Los tiempos de ejecución del programa dependen del número de escenarios, del número de opciones de expansión, de las necesidades de expansión de la red y de la opción de modelado utilizada. Estos dos últimos condicionantes son los que más le afectan. Obviamente las opciones con variables discretas requieren mucho más tiempo que las de variables continuas. Por otra parte, cuando el modelo se utiliza con redes poco desarrolladas los requerimientos de tiempo de ejecución son mayores. Este tiempo parece crecer linealmente con el tamaño de la red cuando se utilizan variables continuas. Con variables discretas, parece depender fuertemente del número de corredores instalados en la solución óptima. La tabla 3 muestra los intervalos de variación de iteraciones y tiempos de CPU (en un ordenador DEC modelo VAX 8800) empleados por PERLA en las distintas opciones de modelado. Estos resultados corresponden al sistema reducido de la figura 1, con 41 corredores con opciones de expansión y cuatro escenarios de explotación.

CORREDOR	TIPO DE LINEA	TRANSPORTE CONTINUAS	TRANSPORTE DISCRETAS	HIBRIDO CONTINUAS	HIBRIDO DISCRETAS
2 - 3	2			0.0917	
14 - 18	2			0.4063	1.0
15 - 42	2			0.8314	1.0
18 - 20	1				1.0
	2			0.5108	
18 - 46	2			0.7656	
19 - 45	2			0.7298	
20 - 21	2				1.0
26 - 46	2			0.0249	
28 - 29	1		1.0		
	2	1.4499	1.0	0.9584	1.0
31 - 34	2			0.1398	
31 - 35	1		1.0		
	2	0.3488		0.6257	1.0
34 - 35	2	0.0016			
INSTALACION TOTAL		1.8003	3.0	5.0844	6.0

Tabla 2. Instalación obtenida con las opciones de PERLA, para la hipótesis A.

OPCION	INTERVALO DE ITERACIONES	INTERVALO DE TIEMPOS DE CPU [s]		TOTAL
		POR ITERACION		
		MAESTRO	SUBPROBLEMAS	
T/C	5 : 7	6 : 7	25 : 28	180 : 260
T/D	3 : 5	9 : 58	25 : 28	160 : 450
H/C	24 : 37	39 : 55	107 : 126	3900 : 6100
H/D	8 : 30	35 : 4600	107 : 126	800 : 140000

Tabla 3. Intervalo de número de iteraciones y tiempos de CPU empleados por las distintas opciones de modelado.

6. CONCLUSIONES Y DIRECCIONES PARA FUTUROS DESARROLLOS.

El artículo presenta el estado actual de desarrollo del modelo PERLA y su integración dentro del proceso global de planificación seguido por REE. Desde la finalización de su versión prototipo (modelo de transporte y variables de inversión continuas) se dedicó un esfuerzo significativo a la tarea de verificar la idoneidad de los planes propuestos. Los resultados de este estudio mostraron la necesidad de mejorar el modelado de la red y pasar a variables de inversión discretas, tal como se encuentra en su versión actual.

Después de utilizar PERLA con numerosos casos, incluyendo algunos de los estudios realizados por REE para el horizonte 2005, se comprobó que los resultados son razonables y útiles. Su utilización permite al planificador un uso más selectivo de las herramientas convencionales para un conjunto más limitado de alternativas de expansión, cumpliendo el propósito de la Planificación Táctica.

Actualmente se está estudiando la forma de reducir los tiempos de ejecución. Para ello se está analizando el efecto de incluir una doble solución inicial, incluir los cortes de Benders generados con el modelo en variables continuas, para su ejecución con variables discretas y restar una cantidad constante a los costes de explotación, típicamente tres ordenes de magnitud superiores a los costes de inversión para el sistema español.

Como líneas de desarrollo importantes se estudia la inclusión de las pérdidas dentro del proceso de optimización y la definición y programación de un algoritmo heurístico para determinar la solución óptima (o cuasióptima) discreta, modelando la red con flujo DC (incluir las dos leyes de Kirchhoff en la red nueva y existente).

REFERENCIAS

- [1] A. Sáiz and L. Martín. "Planificación de la Red de Transporte en España". I Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Vigo (España). Julio 1990.
- [2] Instituto de Investigación Tecnológica. "Situación del Estado del Arte en la Planificación de Redes de Transporte de Energía Eléctrica". Preparado para REE. Octubre 1987.
- [3] J.F. Benders. "Partitioning Procedures for Solving Mixed-Variables Programming Problems". Numerische Mathematik. Vol. 4. 1962.
- [4] J.A. Bloom. "Long Range Generation Planning Using Decomposition and Probabilistic Simulation". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101. pp 797-802, April 1982.
- [5] M, Pereira, L. Pinto, S. Cunha and G. Oliveira. "A Decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-104, No. 11. pp 3074-3083. November 1985.
- [6] Power Technologies et al. "Power System Planning and Operations: Voltage-Volt-Ampere-Reactive Project". EPRI EL-4863. October 1986.
- [7] Stanford University. "Mathematical Decomposition Techniques for Power System Expansion Planning". EPRI EL-5299. February 1988.
- [8] G. Latorre, J.I. Pérez Arriaga, A. Ramos, J. Román, J.F. Alonso y A. Sáiz. "Un Modelo de Planificación Estático de la Red de Transporte a Largo Plazo". I Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Vigo (España). Julio 1990.
- [9] L.M.V.G. Pinto and A. Nunes. "A Model for the Optimal Transmission Expansion Planning". 10-th Power Systems Computation Conference, Graz (Austria), August 1990.
- [10] B.A. Murtagh and M.A. Saunders. "MINOS 5.1 User's Guide". Systems Optimization Laboratory, Department of Operations Research. Stanford University. Technical Report SOL 83-20R. January 1987.
- [11] M. Rivier, J.I. Pérez-Arriaga, and G. Luengo. "JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems". 10-th Power Systems Computation Conference, Graz (Austria), August 1990.
- [12] C. Dechamps and E. Jamouille. "Interactive Computer Program for Planning the Expansion of Meshed Transmission Networks". Electric Power and Energy Systems. Vol. 2. No. 2. pp. 103-108. April 1980.
- [13] R. Marsten "XLP Technical Reference Manual" XMP Software, Inc. Tucson (USA). 1989.

APENDICE A. FORMULACION DEL MAESTRO Y DE LOS SUBPROBLEMAS.

- Definición de términos.

d	situación de demanda	$d=1,\dots,D$
e	escalón de generación térmica	$e=1,\dots,E_n$
f	escenario de fiabilidad	$f=1,\dots,F$
h	situación de hidráulicidad	$h=1,\dots,H$
i	iteración previa	$i=1,\dots,I-1$
I	iteración actual	
k	tipo de línea en el corredor l	$k=1,\dots,K_l$
l	corredor	$l=1,\dots,L$
m	línea de tipo k en el corredor l	$m=1,\dots,M_{lk}$
n	área	$n=1,\dots,N$
α	coeficiente que agrupa a la tasa de actualización del coste de inversión, a la tasa de cargas fijas y al coeficiente de valoración del coste de inversión	
β	coeficiente de valoración de los costes de explotación	
γ	coeficiente de valoración de la energía no servida	
Ω_n	conjunto de corredores conectados al área n	
$\Delta\theta_{dh,l}(\Delta\theta_{f,l})$	diferencia angular en el corredor l en el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)	
$\pi_{f,lk}$	sensibilidad del coste de indisponibilidad en el escenario de fiabilidad f respecto de la instalación de una línea del tipo k en el corredor l	
$\mu_{dh,lk}$	sensibilidad del coste de explotación en el escenario dh respecto de la instalación de una línea del tipo k en el corredor l	
$B_{dh,l}(B_{f,l})$	susceptancia de cada corredor existente l en el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)	
CEE_{dh}	coste estimado de explotación para el escenario dh	
CE_{dh}	coste real de explotación en el escenario dh	
CEN	coste actualizado de la energía no servida	
c_{ne}	coste de producción actualizado para el escalón de generación térmica e en el área n	
$DEM_{dh,n}(DEM_{f,n})$	demanda en el área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)	
ENX	energía no servida máxima en el sistema	
$F_{dh,l}(F_{f,l})$	flujo de potencia por el corredor l en el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)	

$FX_{dh,l}(FX_{f,l})$	límite al flujo de potencia por el corredor l en el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
$G_{dh,ne}(G_{f,ne})$	generación con el escalón e en el área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
$GH_{dh,n}(GH_{f,n})$	generación hidráulica en el área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
$GHX_{dh,n}(GHX_{f,n})$	límite de generación hidráulica en el área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
$GX_{dh,ne}(GX_{f,ne})$	límite de potencia en el escalón e del área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
h_{lk}	coste actualizado de la línea del tipo k en el corredor l
p_f	frecuencia de ocurrencia de la contingencia f
p_h	probabilidad asociada a la situación de hidraulicidad h
PNE_f	energía no servida estimada para el escenario f
PN_f	potencia no servida calculada en el escenario de fiabilidad f
$R_{dh,n}(R_{f,n})$	potencia no servida en el área n para el escenario de explotación dh (escenario de fiabilidad f)
T_d	duración de la situación de demanda d
T_f	duración de la contingencia f
X_{lkm}	m-ésima línea del tipo k (o fracción de ésta) instalada en el corredor l

- Problema maestro

El problema maestro minimiza el coste total anual del sistema, definido como la suma de los costes de inversión, de explotación y de indisponibilidad. Eso tres términos, cuya importancia relativa puede modificarse a través de α, β y γ , forman la función objetivo (A.1). Se consideran las siguientes restricciones de expansión: el número máximo de líneas en cada corredor, el número máximo de líneas de un mismo tipo en cada corredor, la inversión máxima en cada corredor y la inversión total máxima. Estas restricciones se representan por el conjunto de desigualdades (A.2). Cuando se trabaja con variables continuas, las variables de inversión pueden tomar cualquier valor entre cero y uno; cuando el modelado se hace con variables discretas sólo pueden tomar los valores extremos. Además se incluye la restricción de energía no servida máxima (A.3) y los cortes de Benders (A.4) y (A.5).

$$\text{f.o.:} \quad \alpha \sum_{l=k=1}^L K_l h_{lk} \sum_{m=1}^{M_{lk}} X_{lkm} + \beta \sum_{d=1}^D T_d \sum_{h=1}^H p_h CEE_{dh} + \gamma \sum_{f=1}^F CEN_f T_f p_f PNE_f \quad (\text{A.1})$$

$$A(X_{lkm}) \leq b \quad (\text{A.2})$$

$$\sum_{f=1}^F T_f p_f PNE_f \leq ENX \quad (\text{A.3})$$

$$CEE_{dh} \geq CE_{dh}^{(i)} + \sum_{l=k=1}^L K_l \sum_{m=1}^{M_{lk}} p_{dh, lk}^{(i)} \left[X_{lkm} - X_{lkm}^{(i)} \right] \quad (\text{A.4})$$

$$PNE_f \geq PN_f^{(i)} + \sum_{l=k=1}^L K_l \sum_{m=1}^{M_{lk}} p_{dh, lk}^{(i)} \left[X_{lkm} - X_{lkm}^{(i)} \right] \quad (\text{A.5})$$

- Subproblemas

En cada iteración, el plan de expansión propuesto por el maestro se incluye dentro de la red y se calcula de forma exacta el mínimo coste de operación asociado. Este cálculo se realiza en los subproblemas de explotación y de fiabilidad. Por cada combinación de situaciones de demanda e hidraulicidad hay un subproblema de explotación, con la siguiente función objetivo a minimizar:

$$CE_{dh} = \sum_{n=1}^N \sum_{e=1}^{E_n} c_{ne} G_{dh,ne} + CEN \sum_{n=1}^N R_{dh,n} \quad (\text{A.6})$$

Por cada una de las F contingencias hay un subproblema de fiabilidad con la siguiente función objetivo a minimizar:

$$PN_f = \sum_{n=1}^N R_{f,n} \quad (\text{A.7})$$

Ambos subproblemas, independientemente del modelo de red que se elija, están sujetos a las siguientes restricciones análogas (en la notación común que se utiliza s denota tanto los escenarios de explotación dh, como los escenarios de fiabilidad f, según corresponda): generación térmica máxima por escalón en cada área (A.8), potencia hidráulica máxima en cada área (A.9), potencia no servida máxima en cada área (A.10), ecuaciones de balance de potencia por área (A.11) y límite en la capacidad de transporte de cada corredor (A.12).

$$0 \leq G_{s,ne} \leq GX_{s,ne} \quad (\text{A.8})$$

$$0 \leq GH_{s,n} \leq GHX_{s,n} \quad (\text{A.9})$$

$$0 \leq R_{s,n} \leq DEM_{s,n} \quad (\text{A.10})$$

$$\sum_{l \in \Omega_n} F_{s,l} + \sum_{e=1}^{E_n} G_{s,ne} + GH_{s,n} + R_{s,n} = DEM_{s,n} \quad (\text{A.11})$$

$$|F_{s,l}| \leq FX_{s,l} \quad (\text{A.12})$$

Cuando se elige el modelo híbrido de red, además se incluye para la red existente la restricción (A.13):

$$F_{s,l} = B_{s,l} \Delta\theta_{s,l} \quad (\text{A.13})$$

Figura 1. Red base (1996) utilizada para el estudio de planificación con horizonte 2005.

CORREDOR	EXPANSIO N PERLA	SENSIBILIDAD modelo DC	INVERSIÓN HASTA 1 modelo DC	INVERSIÓN ELIMINAD A modelo DC	EXPANSIO N TRANSPOR DISCRETAS	SENSIBILIDAD modelo DC
33 - 37	0,1060	OPTIMA	PIERDE	PIERDE	1	INV. MENOS
34 - 35	0,6266	OPTIMA	PIERDE	PIERDE	1	INV. MENOS
31 - 34	1,0000	OPTIMA	PIERDE	PIERDE	1	INV. MAS
15 - 17	0,3881	INV. MAS	GANA	PIERDE	1	INV. MAS
28 - 29	0,8907	INV. MAS	GANA	PIERDE	1	OPTIMA
9 - 41	0,3738	INV. MAS	GANA	PIERDE	1	INV. MAS
25 - 33	0,1805	INV. MAS	GANA	PIERDE	1	INV. MENOS
35 - 37	0,6018	INV. MAS	GANA	PIERDE	0	INV. MAS
36 - 38	0,4330	INV. MAS	GANA	PIERDE	0	INV. MAS
14 - 16	0,2432	INV. MAS	GANA	PIERDE	0	INV. MAS
21 - 22	0,2863	INV. MENOS	PIERDE	GANA	0	OPTIMA
9 - 24	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	INV. MAS
23 - 44	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	1	INV. MAS
23 - 45	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	INV. MAS
24 - 25	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	INV. MAS
25 - 26	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	OPTIMA
26 - 27	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	OPTIMA
29 - 30	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	OPTIMA
9 - 10	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	INV. MAS
10 - 25	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	1	INV. MAS
21 - 23	0,0000	INV. MAS	GANA	-----	0	INV. MAS
3 - 39	0,0000	OPT IMA	PIERDE	-----	0	OPTIMA
22 - 28	0,0000	OPT IMA	PIERDE	-----	0	OPTIMA

Tabla 1. Análisis de idoneidad de un plan de expansión obtenido con PERLA.