

Universidad Complutense de Madrid
Universidad Nacional de Educación a Distancia



Master en Ingeniería de Sistemas y Control

MODELADO, OPTIMIZACIÓN Y PLANIFICACIÓN
DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL.

Memoria presentada por
Lucía Gorostegui López-Alonso

Bajo la dirección de
José Jaime Ruz Ortiz

Curso Académico 2010/2011
Septiembre 2011

Master en Ingeniería de Sistemas y Control

MODELADO, PLANIFICACIÓN Y OPTIMIZACIÓN
DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS
NATURAL.

Proyecto tipo A

Memoria presentada por
Lucía Gorostegui López-Alonso

Bajo la dirección de
José Jaime Ruz Ortiz

Resumen

A lo largo de este trabajo se ha desarrollado el diseño de un sistema automático para la planificación óptima de una red básica de gas natural con tres tipos de puntos de suministro: plantas de regasificación, almacenes subterráneos, y conexiones internacionales. La red opera en un mercado liberalizado con un regulador independiente que debe asegurar la coordinación entre los diferentes agentes gasistas de manera objetiva. El núcleo central del sistema es un modelo matemático de programación lineal entera-mixta (MILP) que contempla diferentes niveles de precisión. El objetivo del sistema es minimizar, a lo largo del período de planificación, los retrasos en las descargas de los buques metaneros respecto de la planificación original, así como el coste del transporte de gas y las operaciones del gas de maniobra, que reflejan la diferencia entre la producción planificada y la demandada por los usuarios; todo esto respetando siempre las restricciones técnicas de la red. El sistema se ha implementado para la red básica de gasoductos españoles.

Abstract

In this work we have developed the design of an automatic system for the optimal scheduling of a natural gas trunk network with three types of access points: regasification plants, national gas storages and international connections. The network is operated in a liberalized market with a regulator to ensure coordination among the different gas agents in an objective and independent way. The central core of the system is a mixed-integer linear programming (MILP) model with different levels of accuracy and detail. The objective is to minimize the total deviation of actual ship unloading times from those in the provisional schedule, the fuel consumption by compression stations, and the maneuver gas operations during the scheduling period, while satisfying the technological constraints of the network. The system has been implemented for the natural gas network of Spain.

Palabras clave: *Optimización, programación matemática, red de gasoductos, multinivel, planificación óptima, logística.*

Índice de contenidos

1	Introducción.....	7
1.1	Introducción y marco del trabajo.....	7
1.2	Objetivos y planteamiento del problema.....	9
2	Bases físicas de la red básica de gasoductos.....	11
2.1	Suministros de gas.....	11
2.1.1	Plantas de regasificación.....	11
2.1.2	Almacenamientos Subterráneos.....	14
2.1.3	Conexiones internacionales.....	15
2.2	Elementos de transporte de la red.....	16
2.2.1	Gasoductos.....	16
2.2.2	Estaciones de compresión.....	19
2.3	Organización y topología de la red.....	20
3	Bases matemáticas y computacionales.....	23
3.1	Algoritmos destacados.....	23
3.1.1	Programación lineal: método del Simplex.....	23
3.1.2	Programación lineal entera-mixta: método de Branch&bound.....	25
3.2	Linealización de restricciones.....	27
3.3	Resolutor y lenguaje de modelado utilizados.....	28
4	Modelo de la RBG.....	29
4.1	Modelado de los suministros de la red.....	29
4.1.1	Modelado de una planta de regasificación.....	29
4.1.2	Modelado de un almacenamiento subterráneo.....	34
4.1.3	Modelado de una conexión internacional.....	35
4.2	Modelado de los elementos de transporte de la red.....	36
4.2.1	Modelado de un gasoducto.....	36
4.2.2	Modelado de una estación de compresión.....	41

4.3	Modelado la red de gasoductos, niveles de transporte	44
4.3.1	Nivel 0	45
4.3.2	Nivel 1 de transporte	47
4.3.3	Nivel 2 de transporte	50
4.3.4	Nivel 3, transporte a nivel de presiones.....	52
4.4	Dimensiones espacial y temporal del modelo	54
4.5	Función objetivo	54
5	Resultados	57
5.1	Nivel 0	57
5.2	Nivel 1 de transporte	58
5.3	Nivel 2 de transporte	60
5.4	Nivel 3 de transporte	64
6	Conclusiones y trabajos futuros.....	66
6.1	Conclusiones.....	66
6.2	Trabajos futuros.....	67
	Referencias y Bibliografía	68

Lista de figuras y tablas

<i>Figura 1.1.</i> Red básica de gasoductos de España.....	9
<i>Figura 2.1.</i> Vista aérea de la planta de regasificación de Barcelona.....	12
<i>Figura 2.2.</i> Buque metanero.....	13
<i>Figura 2.3.</i> Almacenamiento subterráneo de Gaviota.....	15
<i>Figura 2.4.</i> Gasoducto.....	17
<i>Figura 2.5.</i> Balance de flujos en un gasoducto.....	18
<i>Figura 2.6.</i> Anemómetro en una estación de compresión.....	20
<i>Figura 2.7.</i> Envoltura de un compresor para p_s fija.....	21
<i>Figura 2.8.</i> Red española de gasoductos.....	22
<i>Figura 4.1.</i> Etapas del gas en una planta de regasificación.....	30
<i>Figura 4.2.</i> Balance del stock en gasoducto de la red completa.....	46
<i>Figura 4.3.</i> Modelo de transporte nivel 1.....	48
<i>Figura 4.4.</i> Modelo de transporte nivel 2 de la Zona III de la red de gasoductos.....	50
<i>Figura 4.5.</i> Modelo de la red al ejecutar el transporte nivel 2 para las zonas II y III.....	52
<i>Figura 4.6.</i> Zona II de la red española de gas natural.....	53
<i>Figura 4.7.</i> Estructura multi-periodo del modelo.....	55
<i>Figura 5.1.</i> Variables obtenidas con la optimización de nivel 0.....	58
<i>Figura 5.2.</i> Resultados de la optimización de nivel 0.....	59
<i>Figura 5.3.</i> Comparativa de las optimizaciones de nivel 0 y 1.....	60
<i>Figura 5.4.</i> Localización del stock mediante el nivel 1 de transporte.....	61
<i>Figura 5.5.</i> Comparativa de la evolución del stock obtenida mediante los diferentes niveles de transporte.....	61
<i>Figura 5.6.</i> Comparativa de las producciones en plantas de regasificación obtenidas mediante los diferentes niveles de transporte.....	62
<i>Figura 5.7.</i> Comparativa de las producciones en plantas de regasificación obtenidas mediante distintas configuraciones del nivel 2. Escala logarítmica.....	63
<i>Figura 5.8.</i> Comparativa de la planificación en estaciones de compresión obtenidas mediante distintas configuraciones del nivel 2.....	64
<i>Tabla 5.1.</i> Comparativa general de los distintos niveles de transporte.....	64
<i>Tabla 5.2.</i> Resultados de la linealización de restricciones.....	65
<i>Tabla 5.3.</i> Resultados del nivel 3 de transporte.....	66

Capítulo 1

Introducción

La planificación y optimización logísticas son actividades determinantes para la competitividad de las empresas. La experiencia demuestra que el retorno por inversión (*ROI*) obtenido por las compañías que aplican las nuevas técnicas de optimización a sus procesos productivos es muy elevado. Estas técnicas facilitan la automatización de la toma de decisiones en la planificación logística a un coste reducido y con resultados visibles a muy corto plazo. Un área muy importante que se puede beneficiar de las nuevas técnicas de optimización matemática es sin duda el de las redes de gas natural.

1.1 Introducción y marco del trabajo

El gas natural es vehiculado hacia los consumidores a través de redes de gasoductos que lo canalizan desde las fuentes de suministro. En la red de gasoductos de un país hay que diferenciar entre la red de distribución primaria o troncal y las redes de distribución secundarias. La primera es una red de alta presión, que canaliza el gas desde las fuentes de suministro hasta puntos estratégicos repartidos por la geografía del país. Las segundas son redes de baja presión encargadas de llevar el gas hasta los puntos de consumo.

El marco regulatorio en el que operan tradicionalmente los sistemas de distribución de gas de diferentes países es un marco centralizado. Se trata de mercados gasistas no competitivos en los que un operador central explota globalmente el sistema con el objetivo de minimizar los costes totales de funcionamiento.

Sin embargo, para reducir el precio final del gas y mejorar la calidad del servicio, muchos países han adoptado en los últimos años un marco regulatorio liberalizado para la distribución de gas. En este entorno desaparece la figura del operador central, dejando que sean las leyes del libre mercado las que rijan el funcionamiento del sistema, bajo la supervisión de un gestor técnico independiente que asegura una explotación correcta del mismo. En estos mercados gasistas competitivos surgen distintos agentes, de los que los más importantes son las compañías productoras y las compañías distribuidoras (comercializadoras). El objetivo de estos agentes es obtener el máximo beneficio por la venta de gas, sin preocuparse de garantizar el suministro a todos los consumidores. De esto último se encarga el gestor técnico del sistema, cuyo objetivo principal es asegurar que la aportación de gas de los productores iguale la demanda de los consumidores, y que el movimiento de gas se lleve a cabo con fiabilidad, seguridad y calidad para los usuarios.

Otro punto importante para abordar el tema de la planificación de las redes de distribución de gas es la diversificación de las fuentes de suministro. Muchos países, para garantizar el suministro de gas, además de explotar las fuentes propias de su territorio, utilizan conexiones internacionales con gasoductos de países próximos, y

plantas de regasificación, que permiten el suministro de gas procedente de países lejanos. Estas últimas hacen posible la importación de gas en forma licuada (GNL), a través de grandes buques metaneros, desde prácticamente cualquier ubicación geográfica.

En este trabajo se plantea el diseño de un sistema automático de planificación y optimización logística de una red troncal de gasoductos que se abastece con gas procedente de fuentes propias, gasoductos internacionales y plantas de regasificación, y que opera en un marco liberalizado regulado por un gestor técnico que garantiza la imparcialidad respecto a los agentes suministradores y la calidad y seguridad de servicio respecto a los consumidores finales.

En concreto el sistema se ha implementado para la Red Básica de Gasoductos de España, una red troncal de más de 9.000 kilómetros que funciona en un entorno liberalizado bajo la supervisión de un Gestor Técnico del Sistema (GTS) que por ley le corresponde a una división de la empresa Enagás. La red española conecta entre sí las principales ciudades del país, los almacenamientos subterráneos (antiguos yacimientos de gas natural acondicionados para esta función) de Gaviota y Serrablo, los yacimientos propios de Palancares, Marismas y Poseidón, las conexiones internacionales con Francia (Irún y Larrau), Portugal (Badajoz y Tuy), y Argelia (Tarifa y Medgaz), y los puertos donde se ubican las 6 plantas de regasificación (Huelva, Cartagena, Barcelona, Bilbao, Sagunto y Mugaros). El transporte se controla gracias a 14 estaciones de compresión situadas a lo largo de la geografía, dirigidas desde el Centro Principal de Control (CPC) del Gestor Técnico del Sistema.



Figura 1.1: Red básica de gasoductos de España

El resto de la memoria se ha organizado como sigue. En el capítulo 2 sentaremos las bases físicas y los requisitos que existen sobre los elementos que vamos a modelar, así como las características y la topología de la red de gasoductos española. En el Capítulo

3 estudiaremos las bases matemáticas del problema, y repasaremos los algoritmos que entrarán en juego en la optimización. En el Capítulo 4 describiremos por fin el diseño del modelo de la red y sus elementos. Tras esto, en el capítulo 5, veremos los resultados más interesantes que se obtienen al ejecutar nuestra herramienta, y finalmente, en el Capítulo 6, repasaremos las conclusiones del trabajo e introduciremos los trabajos futuros que se podrán abordar tras este proyecto.

1.2 Objetivos y planteamiento del problema

El objetivo principal del sistema diseñado ha sido la automatización de la elaboración de los planes de operación de la red básica de gasoductos, con diferentes grados de precisión, mediante la optimización del movimiento estratégico del gas. En concreto los objetivos son los siguientes:

- Determinar la producción diaria de las plantas de regasificación.
- Determinar el flujo diario de gas por las conexiones internacionales.
- Determinar las operaciones diarias de gas en los almacenamientos subterráneos.
- Minimizar las desviaciones de las descargas de buques en las plantas.
- Minimizar el coste del transporte de gas.
- Minimizar las operaciones del gas de maniobra, esto es, minimizar la diferencia entre la producción planificada y la demandada por los usuarios.
- Mantener los niveles de seguridad del stock del sistema completo.

Los objetivos anteriores se consiguen planteando el problema como un problema de optimización matemática con restricciones, en el que existen unas variables de decisión, una función objetivo, y unas restricciones sobre las variables de decisión. En concreto hemos plantado el problema dentro del marco de la programación lineal entera-mixta, y tiene la siguiente estructura:

Variables de decisión

- Producción diaria de las plantas de regasificación.
- Flujo diario de gas por las conexiones internacionales.
- Operaciones diarias de gas en los almacenamientos subterráneos.
- Flujos diarios de gas por gasoductos y estaciones de compresión.
- Niveles del stock del sistema.

Función objetivo a minimizar

- Desviaciones de las descargas de buques en las plantas.
- Coste del transporte de gas.
- Operaciones del gas de maniobra.

Restricciones

- Comportamiento físico de las fuentes de suministro y los elementos de transporte, niveles de seguridad del sistema y puntos de demanda

En otros trabajos también se ha abordado el problema de la optimización de las redes de gas natural utilizando diferentes métodos de optimización, incluyendo la programación matemática MILP. En [1-7] se han utilizado métodos basados en el gradiente, mientras

que en [8] se realiza una revisión exhaustiva de estos métodos y de las herramientas software que los implementan. También se ha utilizado la programación dinámica en [9-13], pero en este caso las redes de gas deben tener una estructura sencilla, aunque en [14] se admiten topologías de redes con ciclos. Otros autores han utilizado métodos estocásticos tales como el enfriamiento simulado y los algoritmos genéticos [15-17]. La programación matemática en general y los algoritmos MILP en particular se han utilizado ampliamente [18-20].

Sin embargo, el planteamiento MILP de nuestro proyecto de investigación es diferente de los anteriores en los siguientes aspectos:

- Los trabajos referenciados sólo abordan el problema del transporte de gas a través de gasoductos y estaciones de compresión, mientras que nuestro planteamiento engloba la red completa, incluyendo las plantas de regasificación, las conexiones internacionales y los almacenamientos subterráneos. De esta forma, con nuestro sistema se pueden realizar planificaciones logísticas completas.
- La función objetivo que hemos diseñado no solo minimiza los consumos en las estaciones de compresión, además minimiza la desviación de los días de descarga de barcos metaneros respecto a sus nominaciones iniciales, así como las operaciones del gas de maniobra que el gestor técnico del sistema debe realizar para equilibrar la oferta y demanda de gas.
- El modelo de transporte de nuestro modelo matemático dispone de tres niveles de abstracción que se utilizan en diferentes tareas de planificación, dependiendo del compromiso entre precisión y tiempo de cómputo.

Capítulo 2

Bases físicas de la red básica de gasoductos

A continuación estudiaremos el funcionamiento de los puntos de suministro de la red, así como de los elementos de transporte que la componen, y veremos la topología y las características de la red que nos ocupa.

2.1 Suministros de gas

2.1.1 Plantas de regasificación

2.1.1.1 Infraestructura / funcionamiento

La finalidad de las plantas de regasificación es recibir el gas natural licuado (GNL), que llega a la península en buques metaneros, y, tras un periodo de almacenamiento, convertirlo a su estado gaseoso, gas natural, para inyectarlo a presión en la red de gasoductos y que pueda llegar así al destinatario final.



Figura 2.1: Vista aérea de la planta de regasificación de Barcelona.

Se describe a continuación el proceso que sigue el gas en la planta, durante el cual se pueden distinguir cuatro etapas.

2.1.1.1.2 Descarga del GNL

Así, el GNL se transporta en buques metaneros a presión atmosférica y a una temperatura de -160°C . Las plantas de regasificación cuentan con un muelle para el atraque de estos buques, en el cual se dispone de unos brazos de descarga específicos para líquidos criogénicos que el buque incorpora a su bodega, conectados con un gasoducto de unas decenas de metros mediante el cual el GNL pasa directamente a los tanques criogénicos de la planta. Teniendo en cuenta las actuales infraestructuras operativas, en lo relativo a velocidad de descarga; y las capacidades de los buques metaneros, que hoy en día varían entre 30.000 m^3 y 210.000 m^3 , este proceso podrá durar desde tres horas hasta más de doce horas.



Figura 2.2: Buque metanero

2.1.1.1.2 Almacenamiento del GNL

El GNL queda, tras la descarga, almacenado en los tanques de la planta de regasificación, dónde se mantiene a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. La necesidad de mantener esta temperatura hace que los tanques no se puedan vaciar totalmente, sino que el nivel de gas en su interior ha de estar por encima de un determinado mínimo técnico.

2.1.1.1.3 Regasificación de GNL

El proceso de regasificación se efectúa mediante los vaporizadores de la planta, que son típicamente vaporizadores de agua de mar, esto es, aumentan la temperatura del gas por encima de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ mediante el agua de mar. El funcionamiento técnico de estos vaporizadores no afecta a nuestro estudio, pero sí el escalonamiento que producen en la producción: la regasificación de las plantas no es continua, sino que se trabaja por niveles. La cantidad de GNL regasificado dependerá en efecto del número de vaporizadores utilizados, y por tanto generalmente no se podrá producir de manera exacta la cantidad demandada por las comercializadoras. La modulación de esta producción cuenta además con ciertas limitaciones, tanto técnicas como económicas, que veremos en el apartado siguiente.

2.1.1.1.4 Gestión del gas de maniobra

De la imposibilidad de producir la cantidad exacta demandada surge un nuevo concepto: el gas de maniobra o Balance Residual del Sistema (BRS). Este BRS es el exceso o defecto que tiene la regasificación realizada con respecto a la demandada por los usuarios, y tiene dos lecturas posibles:

- A nivel comercial, el objetivo del gestor del sistema es que este BRS sea lo más pequeño posible.
- A nivel físico, este gas constituye una entrada real a la red, y por tanto el gestor técnico podrá utilizarlo en caso necesario para anticiparse a situaciones extraordinarias, de mantenimiento de la red por ejemplo, o para salvar

situaciones imprevistas, como pueden ser carencias provocadas por fugas, roturas de válvulas de la red, retrasos de buques, etc.

2.1.1.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

Basándonos en la forma de operar del gestor, se tienen que respetar los siguientes criterios a la hora de realizar la planificación de una planta de regasificación:

2.1.1.2.1 Descargas

Los buques tienen en origen unas fechas de nominación, que acuerdan las comercializadoras con cada buque para transmitírselas al gestor. En base a estas fechas, y al Artículo 3.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS), se realiza la asignación de prioridades de descarga de buques en el sistema. Teniendo las fechas de nominación y las prioridades ya definidas, el sistema que hemos diseñado debe, como lo haría el gestor técnico:

- Asignar a cada buque un día de descarga.
- Evitar que se produzcan descargas de buques distintos en días consecutivos.
- Evitar que los buques se desordenen respecto de las prioridades fijadas.
- Para ello, y para mantener los niveles de seguridad de la planta, se podrán retrasar los buques necesarios, pero nunca adelantarlos.

En efecto, para mantener los niveles de existencias (niveles en los tanques criogénicos), asegurando que se cumpla además, como poco, la regasificación mínima técnica durante todo el periodo de optimización, puede resultar necesario desviar los buques de su planificación original. Sin embargo, mantener un buque esperando en alta mar supone un coste económico importante, y por tanto el gestor ha de tratar, en la medida de lo posible, producir los mínimos retrasos. Esto se traducirá en nuestro sistema en la inclusión, en la función objetivo, de un término que permita minimizar estos retrasos.

2.1.1.2.2 Almacenamiento

A efectos de modelado, el gas contenido en los tanques de la planta tendrá que mantenerse entre un nivel mínimo y un máximo, correspondientes a los niveles técnicos de seguridad.

2.1.1.2.3 Regasificación

El gestor dispone, previa planificación, de las demandas de cada comercializador gasista para cada planta. Con ello debe modular la planta cumpliendo lo siguiente:

- Los cambios en los escalones de producción tendrán lugar a mediodía.
- Cada escalón de producción ha de mantenerse durante al menos 48 horas.
- La cantidad de gas que se inyecta a la red deberá estar en el intervalo definido por los valores nominal y máximo de cada escalón de producción.

Cumpliendo estas condiciones, el sistema deberá realizar una planificación que se acerque lo más posible a la demanda, manteniendo siempre la red en niveles de seguridad.

2.1.1.2.4 Gas de maniobra

El modelo debe contemplar los dos aspectos del BRS, tanto el comercial como el físico. En cuanto al aspecto comercial, el BRS constituirá un término de la función de costo a minimizar, consiguiendo así que la regasificación real se acerque lo más posible a la demanda. Además de esto, en lo que al aspecto físico se refiere, es decir, para permitir que el gestor pueda utilizar este gas de maniobra si la situación lo requiere, se deberá incluir la posibilidad de fijar un cierto BRS para las fechas necesarias.

2.1.2 Almacenamientos Subterráneos

2.1.2.1 Infraestructura / funcionamiento

Para ajustar la oferta a la demanda, hacer frente a las puntas de consumo, motivadas por ejemplo por variaciones estacionales, y lidiar con situaciones extraordinarias como pueden ser interrupciones en el suministro, etc., es necesario almacenar grandes cantidades de gas. Para ello el gas natural se puede extraer de la red de gasoductos e inyectarlo en el subsuelo, aprovechando antiguos yacimientos de gas natural ya agotados, donde el gas queda almacenado hasta que la demanda haga necesario su uso, momento en el cual se procede a su extracción.

El gestor técnico gestiona así estas infraestructuras, poniéndolas a disposición de sus clientes para almacenar o extraer gas natural, y aportando los medios necesarios para la inyección y extracción del mismo.



Figura 2.3: Almacenamiento subterráneo de Gaviota.

Así, durante la época estival se podrá acumular gas en estos almacenes, para aprovecharlo en el periodo invernal.

Estos yacimientos agotados constituyen formaciones geológicas porosas, cuyos poros están saturados de agua. Al introducir el gas, éste desplaza el agua y la reemplaza parcialmente, formando espacios que contienen gas, pero de difícil drenaje: este gas quedará inmovilizado en el interior del almacén durante toda su vida operativa. Es el denominado gas colchón.

En cuanto al gas operativo, tanto el proceso de inyección en el almacén, como el de extracción, necesitan de turbocompresores que equilibren y ajusten las presiones del gas entre el almacén y la red de gasoductos, lo cual conlleva una modulación escalonada de la producción. Aunque físicamente este escalonamiento no tiene que ver con el de las plantas de regasificación, veremos que a efectos de modelado guardan muchas similitudes.

2.1.2.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

El sistema de almacenamiento se plantea con un periodo de inyección que va de Abril a Octubre, ambos incluidos, y un periodo de extracción de Noviembre a Marzo.

En este caso, a diferencia de lo que ocurría en las plantas de regasificación, el gestor dispone de la demanda mensual de cada comercializadora. Con este dato, puede modular el almacén sin tener que ajustarse a un requisito diario, respetando lo siguiente:

- Los almacenes tienen unas capacidades mínima y máxima, consecuencia del gas colchón y de las dimensiones de los mismos.
- Los cambios en los escalones se producen a mediodía.
- Cada escalón ha de mantenerse durante al menos 72 horas.

Cumpliendo estas condiciones, el sistema deberá realizar una planificación que se acerque lo más posible a la demanda del periodo completo, lo cual otorga una libertad importante al gestor, ya que, sin dejar de ajustar la demanda, podrá utilizar estas instalaciones para nivelar el estado diario de la red en cuanto a stock en gasoducto se refiere.

2.1.3 Conexiones internacionales

2.1.3.1 Infraestructura / funcionamiento

Para importar gas de manera eficiente de países próximos, y para conseguir la unificación progresiva del mercado gasista europeo, se requieren infraestructuras de transporte adicionales, tales como las conexiones internacionales por gasoducto.

Los flujos de gas a través de estos gasoductos son contratados por las comercializadoras, y el gestor técnico del sistema ha de ajustarse a ellos en la medida de lo posible; pudiendo, aún así, modular estas conexiones para beneficiar las necesidades de la red en caso necesario.

2.1.3.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

El gestor deberá tratar de ajustarse a los contratos existentes previa planificación, lo cual se traducirá en un término en la función de costo de nuestro modelo, pero podrá jugar dentro de cierto rango si las condiciones y la seguridad del sistema lo requieren.

Aparte de este hecho, que refleja el factor económico que conllevan estas infraestructuras, las conexiones estarán limitadas por las capacidades de los propios gasoductos que las componen, existiendo un mínimo por debajo del cual el transporte no se permite y la conexión permanecería cerrada.

Hasta ahora hemos realizado la descripción de los elementos que suministran gas a la red. Estos son los principales nodos de la red, y están interconectados entre sí mediante gasoductos, que se encargan del transporte del gas. Entre estos gasoductos podrá haber en efecto estaciones de compresión, cuya función será restablecer la presión en la red, para hacer posible el transporte, en caso necesario. Veamos cómo funcionan estos dos elementos de transporte.

2.2 Elementos de transporte de la red

2.2.1 Gasoductos

2.2.1.1 Infraestructura

Veremos en primer lugar cómo tratar el balance de flujos dentro de un gasoducto, y en un segundo apartado estudiaremos las ecuaciones que rigen la física del gasoducto.



Figura 2.4: Gasoducto

i. Balance de flujos en gasoducto

Dentro de cada tramo de gasoducto se requiere, en efecto, un balance de flujos, que deriva del hecho de tener una demanda que satisfacer: el flujo que entra no es, necesariamente, el mismo que el que sale del gasoducto. En la figura 2.5 se representan los movimientos de gas y los parámetros mediante los cuales podemos regularlo: en cada tramo se podrá tener una demanda que habrá de ser satisfecha; y el gas que está

dentro del gasoducto en un periodo dado -cantidad que llamaremos stock-, podrá variar entre diferentes periodos.

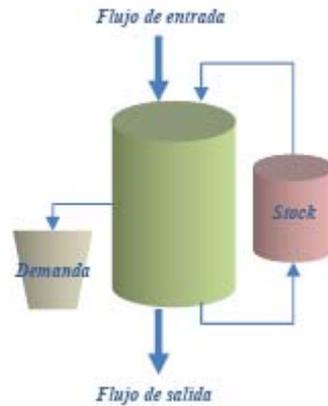


Figura 2.5: Balance de flujos en un gasoducto.

ii. Transporte del gas en un gasoducto

Aparte de la coherencia entre los caudales, existe otro factor importante en el transporte de gas: a lo largo de su trayecto por el gasoducto, el gas pierde energía, mayoritariamente por rozamiento, lo cual se traduce en una caída de la presión. Este efecto se detalla a continuación.

Consideraremos, a lo largo de todo nuestro estudio, que el gasoducto consiste en un tramo de tubería de diámetro constante, entre dos secciones circulares normales a las paredes del gasoducto.

El comportamiento de un gas compresible a través de una tubería viene dado por un sistema de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, que corresponden a las siguientes relaciones: ecuación de continuidad, ecuación de conservación del momento y ecuación de conservación de la energía.

Teniendo en cuenta el caso práctico al que se quiere aplicar este modelo, podemos suponer que el gas fluye en condiciones isotermas; en efecto, los gasoductos de gas natural se instalan bajo tierra, y por tanto los cambios rápidos de temperatura en la superficie no afectarán a la temperatura del gas, sino que tan solo lo harán los cambios estacionales. Así, se puede considerar, en un estudio dado, que la temperatura del gas a lo largo de un tramo de gasoducto es constante. Esta asunción hace que la ecuación de la energía pueda ser ignorada en el modelo, y por tanto tenemos:

$$\left\{ \begin{array}{l} A \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial q}{\partial x} = 0 \end{array} \right. \quad (2.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial p}{\partial x} + g\rho \frac{\partial h}{\partial x} + \frac{\lambda\rho}{2D} |v|v + \frac{\rho_0}{A} \frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} = 0 \end{array} \right. \quad (2.2)$$

La ecuación 2.1 es la ecuación de continuidad, y presenta la influencia de la variación de la densidad del fluido sobre el flujo, siendo A el área de la sección atravesada, ρ la

densidad del gas, ρ_0 la densidad del gas en condiciones normales, y q el flujo del gas. Asumiendo que trabajamos con un flujo estacionario, es decir, que durante un intervalo de tiempo, la cantidad de gas que pasa por cada sección del gasoducto es constante, podemos decir que la derivada temporal de la presión es nula.

La ecuación 2.2 presenta la conservación del momento, siendo g la aceleración de la gravedad, h la altura del gas respecto a una referencia arbitraria, v la velocidad del gas en el gasoducto, D el diámetro del mismo, y λ el parámetro de fricción de las paredes. No se está realizando trabajo sobre el fluido por medios externos. Cabe destacar que en la red de gasoductos en la que trabajamos las inclinaciones son pequeñas, y podremos despreciar, en lo que respecta a la conservación del momento, el efecto del cambio de la energía potencial que sería consecuencia de esta inclinación: al estar trabajando con un fluido en estado gaseoso, tenemos un peso específico pequeño bajo las condiciones de presión en las que se encuentra. Esto nos permite asumir que el gasoducto es horizontal y anular el término $\partial h/\partial x$.

En el caso estacionario tenemos además $\frac{\rho_0}{A} \frac{\partial q}{\partial t} = 0$, $\frac{\partial(\rho v^2)}{\partial x} = 0$, lo cual nos permite reescribir la ecuación 2.2 como sigue:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{\lambda \rho}{2D} |v| v$$

Resolviendo esta ecuación diferencial se obtiene la ecuación del gasoducto que utilizaremos para modelar nuestra red:

$$\overline{p_{out}^2} = \overline{p_{in}^2 - ff |q| q} \quad (2.3)$$

con $ff = ff(p_{out}, p_{in}, q) = \frac{\lambda L \rho_0 p_0 z ((p_{out} + p_{in})/2, T) T}{DA^2 z_0 T_0}$, siendo z el factor de

compresibilidad, que describe la diferencia de comportamiento entre un gas real y un gas ideal, para el cual $z=1$. Este factor se asume constante en numerosos experimentos sobre redes reales de gasoductos, llevando a buenos resultados [21], por lo que nosotros lo podremos considerar constante, lo cual nos permitirá, en estado estacionario, considerar el término ff constante.

2.2.1.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

Los requisitos técnicos impondrán unos límites mínimos y máximos de seguridad para los siguientes factores:

- Stock en gasoducto
- Variación del stock en gasoducto en periodos consecutivos
- Presiones en la red

Además, los gasoductos son bidireccionales, la dirección del flujo de gas puede ser diferente en días distintos. Sin embargo, en la operación de la red no se contempla el cambio de la dirección del flujo en un mismo día. Así, la dirección del gas en cada

gasoducto se determinará para cada día, en función de la demanda y de los suministros disponibles, tratando de minimizar los costes de transporte.

2.2.2 Estaciones de compresión

2.2.2.1 Infraestructura / funcionamiento

El objetivo de las estaciones de compresión en las redes de gas es aumentar la presión del gas que fluye, cuando esto es necesario por motivos de transporte, y a expensas de un cierto autoconsumo. Este consumo de gas es en efecto lo que queremos minimizar, para lo cual debemos estudiar el comportamiento de estos elementos.



Figura 2.6: Anemómetro en una estación de compresión.

Las estaciones de compresión de la red están formadas por dos o más turbocompresores centrífugos; veamos el funcionamiento de éstos.

Un turbocompresor tiene un dominio de trabajo que viene determinado por los límites de la presión de succión, presión de descarga, y del caudal a través del mismo: (p_s, p_d, q_t) . Dentro de este dominio, que se representa en la figura 2.7 para una presión de succión fija, el compresor podrá trabajar, y según los valores de la terna $p_s, p_d,$ y q_t se tendrán diferentes costes, respondiendo a la relación siguiente:

$$W = G \frac{\kappa}{\kappa - 1} zRT \left(\left(\frac{p_d}{p_s} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right) \frac{1}{\eta}$$

donde G representa el flujo másico, κ es el exponente politrópico del gas, z es el factor de compresibilidad a la entrada del compresor, R la constante de los gases, y T la temperatura. η es la eficiencia del turbocompresor.

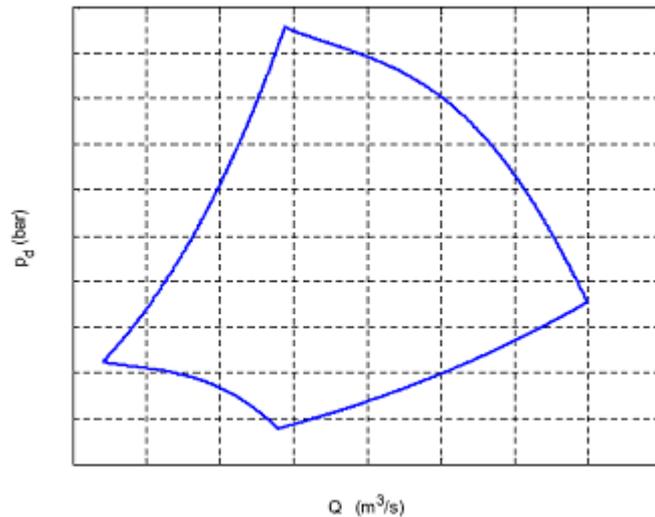


Figura 2.7: Envoltura de un compresor para p_s fija.

2.2.2.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

En una estación de compresión, al conectarse varios compresores en paralelo o en serie, las envoladuras de cada compresor pueden superponerse y en ocasiones, por ejemplo, será más interesante utilizar dos compresores en vez de uno, en cuanto a coste se refiere, lo cual, intuitivamente, sería difícil de determinar.

Dado que estamos hablando de un coste sustancial de gas, de alrededor del 5% del gas vehiculado, el sistema deberá hallar la forma de planificar el transporte con el mínimo consumo posible en las estaciones de compresión. Así, los autoconsumos estarán incluidos en la función de costo de nuestro problema.

Aparte de esto, a nivel físico, el gestor planifica una configuración de la estación para cada día, sin restricciones a la hora de reducir o aumentar el número de turbos a utilizar.

2.3 Organización y topología de la red

2.3.1 Infraestructura

La red básica de gasoductos se muestra en la figura 2.8, y cuenta con las siguientes infraestructuras:

- 6 plantas de regasificación
- 6 conexiones internacionales
- 2 almacenes subterráneos
- 3 yacimientos de gas
- 15 estaciones de compresión
- 9.000 Km de tuberías de alta presión



Figura 2.8: Red española de gasoductos.

Por motivos prácticos, la red se subdivide en cinco zonas, mostradas en la figura anterior mediante diferentes colores. Además, a efectos de demanda y transporte, la red de gasoducto se puede descomponer en 29 tramos.

Las entradas a la red son entonces las producciones de las plantas y de los almacenamientos, y los flujos por las conexiones internacionales. Habrá que transportar el gas que entra por estos puntos hacia las salidas, que son los puntos de demanda, localizados en los 29 tramos de que se disponen.

2.3.2 Requisitos del gestor técnico del sistema.

El gestor del sistema, además de atender de manera transparente e imparcial las requisiciones de las comercializadoras, debe asegurar el transporte del gas para satisfacer la demanda, manteniendo el sistema en niveles correctos de seguridad y aprovisionamiento. Así, se tendrán límites para los siguientes parámetros, que se deberán respetar en cualquier caso:

- Stock global en gasoducto, esto es, el gas total contenido en toda la red.
- Stocks Zonales, esto son, las cantidades de gas contenidas en cada zona.
- Stocks por tramos, esto son, las cantidades de gas contenidas dentro de cada tramo de gasoducto en los que se puede subdividir la red.

Estos tres requisitos no son redundantes, puesto que el stock global a mantener será más restrictivo que la suma de los zonales, que serán más restrictivos que la suma de los límites de stock de los tramos contenidos en cada zona. Esto implica, por ejemplo, que si globalmente el stock en gasoducto está al mínimo, no todas las zonas podrán estar al mínimo, lo cual añade valores de seguridad al sistema.

Así, estas tres limitaciones habrán de ser tenidas en cuenta simultáneamente y de manera independiente, puesto que el cumplimiento de una no implica el cumplimiento de las otras.

Además de esto, las variaciones de los stocks de un día para otro estarán limitadas para asegurar un transporte eficaz.

Hemos repasado el funcionamiento y las bases físicas del sistema que vamos a modelar. A continuación, veamos con qué técnicas matemáticas y computacionales se va a implementar este modelo.

Capítulo 3

Bases matemáticas y computacionales

Como vimos en la introducción y en los objetivos de nuestro trabajo, hemos planteado el modelo matemático de la red de gasoductos como un problema de optimización con restricciones, es decir, constituido por una serie de variables de decisión, una función objetivo, y un conjunto de restricciones sobre las variables. En concreto hemos utilizado la programación lineal entera-mixta (MILP) sobre un resolutor comercial (CPLEX) con la ayuda de un lenguaje algebraico de modelado (OPL). Los resolutores MILP comerciales en general, y CPLEX en particular, han conseguido un elevado grado de eficiencia. Revisaremos en este capítulo el funcionamiento interno de la resolución de problemas MILP.

Los problemas MILP se resuelven utilizando métodos de bifurcación y acotación (*Branch&Bound*), es decir, resolviendo en cada nodo del árbol de búsqueda los subproblemas de programación lineal (LP) que se generan al relajar alguna de las restricciones enteras. La relajación permite obtener límites (cotas) a los valores de la función objetivo. La eficiencia en la resolución de estos problemas dependerá, pues, en primer lugar de la eficiencia en la resolución de los problemas lineales (simplex), y en segundo lugar de la eficiencia al recorrer el árbol de búsqueda (bifurcación y acotación)

Revisaremos, pues, las bases de estos dos algoritmos así como la expresión MILP de algunas restricciones no lineales que aparecen en el modelo matemático de la red de gasoductos. También revisaremos el lenguaje de modelado y el resolutor utilizados para expresar y resolver el problema MILP.

3.1 Algoritmos destacados

Los dos algoritmos básicos que forman parte del resolutor de CPLEX son el Simplex y el branch&bound. En efecto, nuestro modelo cuenta con parte entera y parte real: para resolver problemas de programación lineal continua se utiliza principalmente el algoritmo del Simplex; y para la parte de programación lineal entera, se opera mediante métodos de bifurcación y acotación (branch&bound). Estos métodos se potencian además con la introducción de planos de corte, dando lugar a los métodos de bifurcación y corte (branch&cut).

Así, el algoritmo de branch&bound realizará relajaciones lineales de las restricciones enteras, dejando de imponer el carácter entero de las variables que lo sean; y estos subproblemas se resolverán mediante el algoritmo del Simplex.

3.1.1 Programación lineal: método del Simplex

El teorema fundamental de la programación lineal asegura que, si un problema tiene solución óptima finita, entonces existe por lo menos un punto extremo de la región

factible en el cual se alcanza dicha solución óptima. Así, siempre se podrá resolver un problema de este tipo evaluando la función objetivo en un número finito de puntos. El problema reside en que dicho número puede ser muy elevado, por lo que se hace necesaria una estrategia que recorra estos puntos de manera eficiente, y que disponga de un criterio que determine si se ha alcanzado la solución óptima, sin necesidad de recorrer todo el espacio de búsqueda.

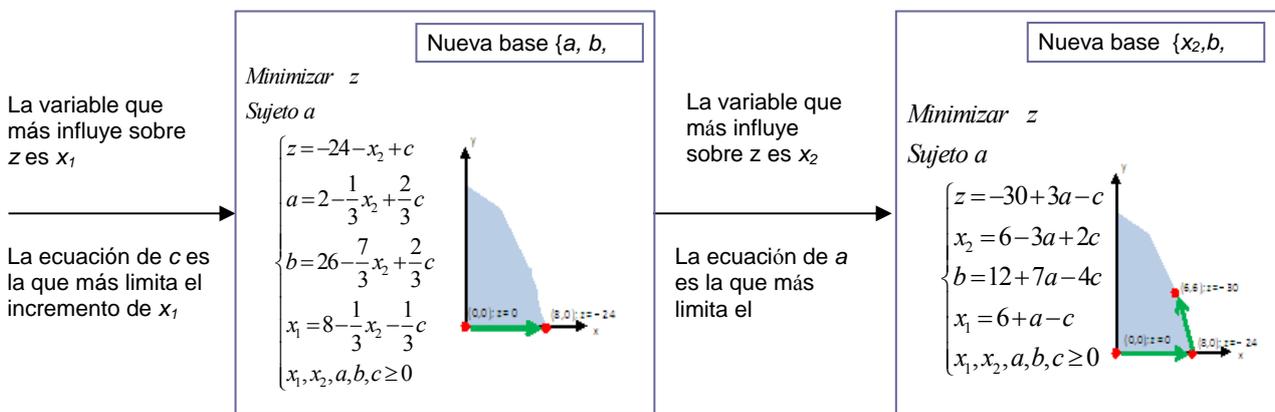
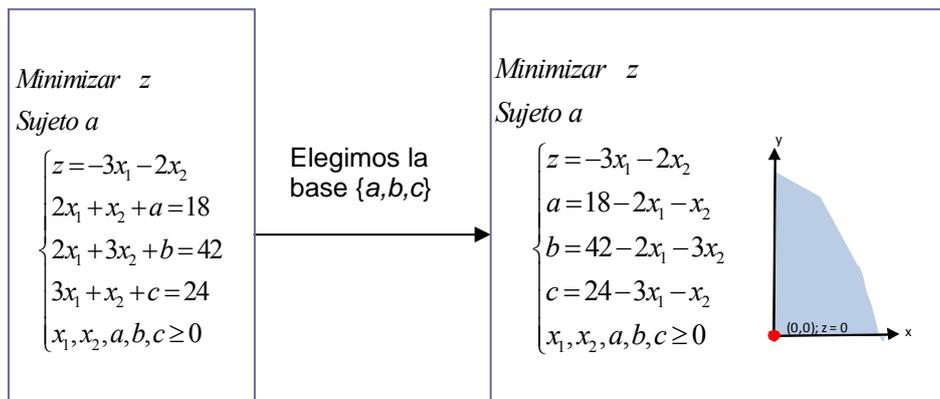
Vamos a introducir el método del Simplex de una manera intuitiva utilizando el siguiente ejemplo:

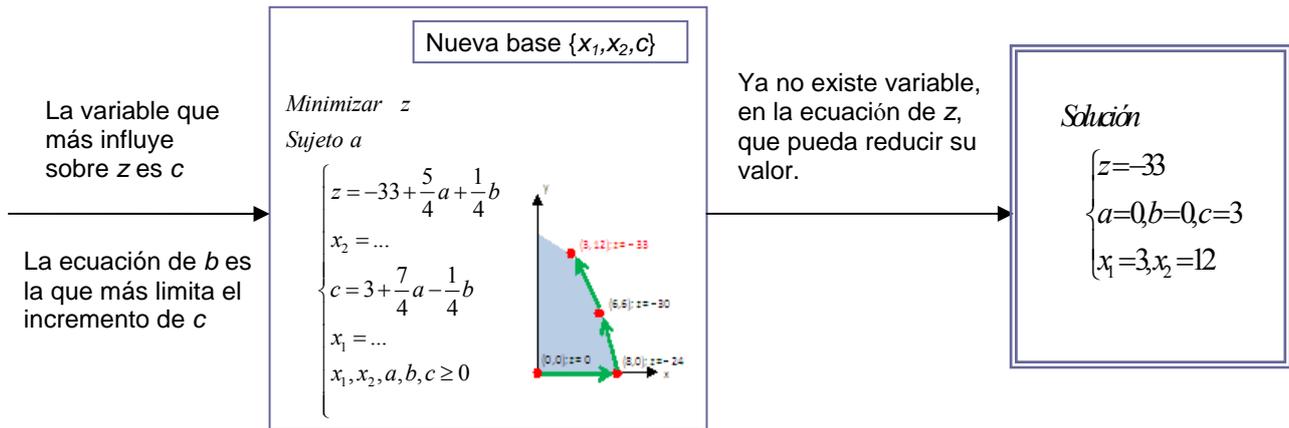
$$\text{Minimizar } -3x_1 - 2x_2$$

Sujeto a

$$\begin{cases} 2x_1 + x_2 \leq 18 \\ 2x_1 + 3x_2 \leq 42 \\ 3x_1 + x_2 \leq 24 \\ x_1, x_2 \geq 0 \end{cases}$$

En primer lugar, se introduce la variable z a minimizar, y las variables de acoplo a, b y c , para escribir las desigualdades como igualdades. Reescribimos entonces el problema y comienza la resolución, que parte de una base inicial, y va pasando, en sucesivas iteraciones, por bases de mejor coste hasta alcanzar el óptimo.





3.1.2 Programación lineal entera-mixta: método de Branch&bound

Un problema de programación lineal entera mixta (MILP) tiene la siguiente estructura:

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & \sum_{j \in I} c_j x_j + \sum_{j \in C} c_j x_j \\ \text{Sujeto a} \quad & \sum_{j \in I} a_{ij} x_j + \sum_{j \in C} a_{ij} x_j \triangleright b_i \quad i = 1, \dots, m \\ & l_j \leq x_j \leq u_j \quad j \in N \\ & x_j \in Z \quad j \in I \\ & x_j \in R \quad j \in C \end{aligned}$$

donde \triangleright denota \leq , \geq , ó $=$

$I \equiv$ conjunto de variables enteras

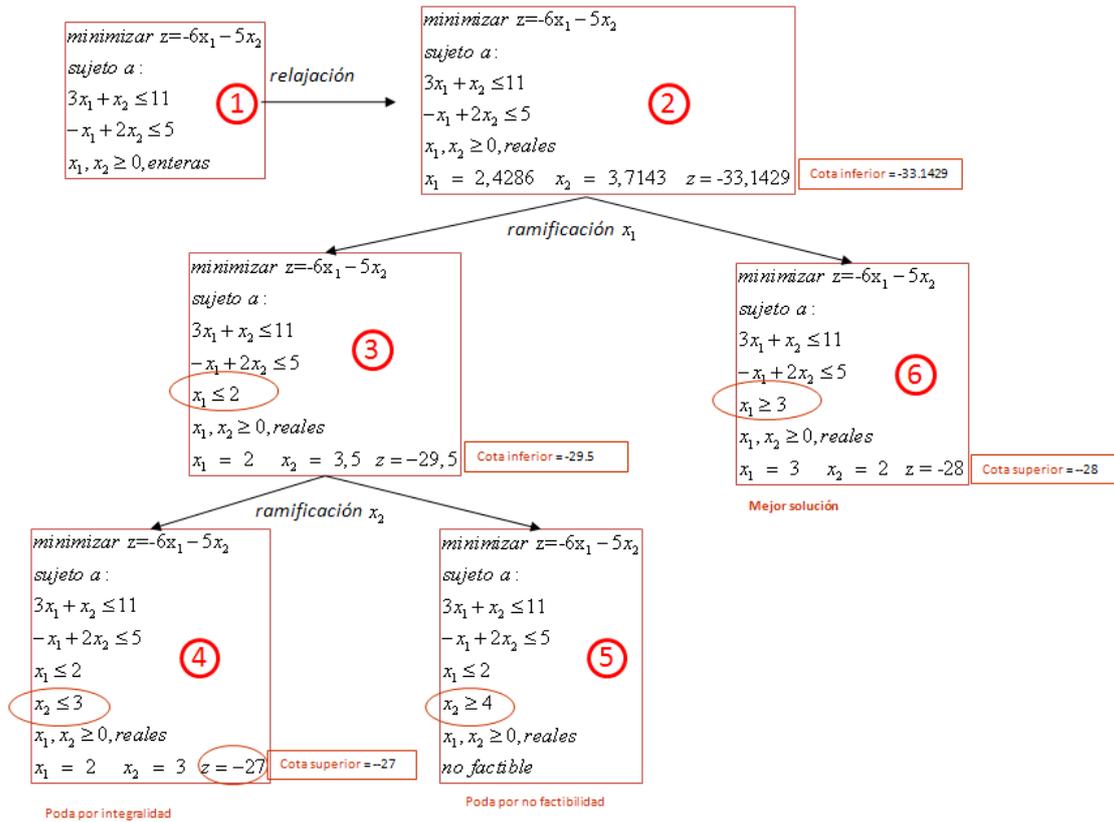
$C \equiv$ conjunto de variables continuas

$N = I \cup C$

Este método realiza una búsqueda de la solución en una secuencia de procesos en los que se intercalan dos fases: la bifurcación sobre los valores de una variable de decisión entera, y la acotación del espacio de búsqueda. Para ello realizan relajaciones lineales del problema, lo cual permite ir descomponiendo el problema en sub-problemas de menor tamaño, descartando paulatinamente aquellos cuya función de coste exceda el valor de la mejor solución entera encontrada hasta ese momento. La relajación lineal y la búsqueda son, en efecto, los dos procesos fundamentales de los métodos de branch&bound y los determinantes de la eficiencia de su ejecución.

A lo largo de la resolución se recorre así un árbol de búsqueda, que se va generando al relajar las restricciones enteras y resolver en cada nodo sub-problemas de programación lineal (LP), como se muestra en el ejemplo siguiente, en el cual, en cada nodo, se aplicaría el método del Simplex a los sub-problemas del original. A continuación se ilustra este método para un MILP sencillo.

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } z = -6x_1 - 5x_2 \\ & \text{sujeto a } \begin{cases} 3x_1 + x_2 \leq 11 \\ -x_1 + 2x_2 \leq 5 \\ x_1, x_2 \geq 0, x_1, x_2 \in \mathbb{Z} \end{cases} \end{aligned}$$



La relajación lineal permite así ir obteniendo límites para los valores de la función objetivo. El árbol se construye y se recorre con los siguientes criterios:

- Mientras que la solución obtenida en la resolución de la relajación no satisfaga todas las restricciones del problema original, se generan nuevas ramas en el árbol de búsqueda, bifurcándose el nodo en los valores enteros más cercanos a las variables continuas halladas.
- Un nodo es abandonado cuando el valor de la función objetivo de la relajación es peor que la mejor solución entera obtenida hasta ese momento, o bien cuando el sub-problema es insatisfacible.
- Si la solución relajada satisface todas las restricciones del problema original y es mejor que la mejor solución factible encontrada hasta ese momento, entonces se actualiza el valor de la mejor solución factible.
- La búsqueda termina cuando se demuestra que no existe mejor solución que la encontrada.

Existen procedimientos para mejorar la eficiencia de esta búsqueda, como es la introducción de planos de corte en el método de branch&cut, lo cual reduce el árbol de búsqueda, y acelera por tanto la resolución. CPLEX integra estos y más algoritmos de optimización.

Además, con los ordenadores actuales, cuyos procesadores pueden constar de más de un núcleo, se podrán aprovechar las características de este algoritmo, haciendo que cada uno de los núcleos recorra una rama diferente del árbol, reduciéndose de manera notable el tiempo de cómputo.

3.2 Linealización de restricciones

Entre las restricciones que necesitamos para modelar el sistema, tendremos algunas no lineales, como resulta ser, por ejemplo, la relación entre el flujo dentro de un gasoducto y las presiones. Para integrar estos comportamientos no lineales en el modelo, deberemos aproximar dichas relaciones, describiéndolas mediante restricciones lineales. A continuación se describe la estrategia escogida para aproximar funciones de dos variables de tipo $z = f(x, y)$: se definirá una malla de valores (x, y) , para los cuales conocemos el valor de la variable z . El sistema deberá entonces asociar pesos a cada punto de la malla, para determinar una terna de valores consecuente con los valores conocidos, considerando que la relación entre las tres variables es lineal entre dos puntos consecutivos de la misma. Esto se consigue definiendo en primer lugar las variables como sigue:

$$\left\{ \begin{array}{l} x = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_{i,j} X_i \\ y = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_{i,j} Y_j \\ z = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_{i,j} Z_{i,j} \end{array} \right. \quad (3.1)$$

siendo n y m la longitud de los vectores $\{X_i, Y_j\}$ respectivamente, que son los valores de (x, y) en cada punto de la malla; y $Z_{i,j}$ el valor de la función $f(x, y)$ correspondiente a dichos puntos.

$\lambda_{i,j}$ denotan los pesos que el sistema debe adjudicar para realizar la aproximación. Estos pesos deben entonces ser positivos y sumar 1, además de cumplir una restricción de tipo SOS2 por filas, columnas y diagonales. Esta restricción impone que a lo sumo dos de los pesos son distintos de cero, y, en caso de ser efectivamente dos, éstos han de ser consecutivos. Así, el valor de cada variable se estará escogiendo mediante una interpolación lineal entre los dos valores conocidos más cercanos. Como hemos visto, en el lenguaje de programación utilizado no contamos con la restricción SOS2, de modo que la modelaremos como sigue, mediante las variables auxiliares $\Gamma \in \mathfrak{R}$ y γ , esta última binaria, para las filas, y, de forma análoga, variables de este tipo para la columnas y las diagonales. A continuación se muestra la implementación para las filas, la de las columnas y diagonales será análoga.

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_{i,j} = 1, & \forall j \in [1, m] \quad \Gamma_j = \sum_{i=1}^n \lambda_{i,j} \\
& \text{SOS2} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{j=1}^{m-1} \gamma_j = 1 \\ \forall j \in [2, m-1] \quad \Gamma_j - \gamma_{j-1} - \gamma_j \leq 0 \\ \Gamma_1 \leq \gamma_j \\ \Gamma_m \leq \gamma_{m-1} \end{array} \right. & (3.2)
\end{aligned}$$

3.3 Resolutor y lenguaje de modelado utilizados

A la hora de implementar el modelo, hemos escogido el lenguaje algebraico de modelado OPL (Optimization Programming Language), diseñado para facilitar la expresión de problemas de programación matemática continua y entera (MP). Este tipo de lenguaje permite expresar el modelo con una sintaxis próxima a la propia especificación matemática, y las modificaciones y ampliaciones del modelo resultan relativamente sencillas de realizar, permitiendo una estrategia incremental de desarrollo del modelo.

Se ha utilizado así un resolutor comercial, ILOG CPLEX para implementar el modelo. CPLEX dispone en efecto de un motor de resolución que está reconocido por la comunidad de investigación operativa y usuarios de grandes compañías, como el motor de optimización más eficiente de programación lineal, tanto por la velocidad de ejecución como por el tamaño de los problemas que resuelve. La eficiencia de CPLEX es en efecto debida a la especialización de los algoritmos y pre-resolutores que utiliza, así como a la adaptación de dichos algoritmos a las nuevas arquitecturas de los procesadores, que explotan cada vez más el paralelismo: con los ordenadores actuales, cuyos procesadores pueden constar de más de un núcleo, se podrán aprovechar por ejemplo las características del Branch&bound, haciendo que cada uno de los núcleos recorra una rama diferente del árbol, reduciéndose de manera notable el tiempo de cómputo.

Capítulo 4

Modelo de la RBG

En este capítulo desarrollaremos un modelo de programación lineal entera mixta (MILP), para la optimización de la red de gasoductos que nos ocupa.

De ahora en adelante, sea $T=\{t_1, t_2, \dots, t_n\}$ el intervalo de tiempo que optimizamos, que puede variar de unos pocos días a más de un mes, y que se representa dividido en n periodos, que se corresponden con cada día. Los datos y variables utilizados se han descrito en este capítulo con una nomenclatura intuitiva, en pro de la legibilidad de las restricciones.

4.1 Modelado de los suministros de la red

4.1.1 Modelado de una planta de regasificación

A continuación se presenta el modelo de una planta de regasificación, que se adaptará más tarde, con los datos particulares de cada una, a las seis plantas de la red.

En la planta se contemplan cuatro módulos de restricciones, que a su vez estarán ligados entre sí mediante una conexión bien definida. Este planteamiento facilita la depuración de cada módulo con independencia de los demás, y ayudará a la identificación de posibles inconsistencias durante el desarrollo del modelo, y de insatisfacibilidades durante su uso. Los módulos se corresponden en efecto con las diferentes funciones de la planta, que se muestran en la figura 4.1.

Figura 4.1: Etapas del gas en una planta de regasificación.

A continuación veremos la estrategia utilizada para implementar cada módulo, y más adelante se presentará la forma de interconectar estos elementos.

29

4.1.1.1 Descarga de buques

- Datos

$carga_b$: cantidad de GNL transportado por el buque, en m³GNL.

$prioridad_b$: vector cuyos elementos constituyen el orden en el que deben descargar los buques.

$ventana_{b,t}$: matriz cuyos elementos presentan la ventana de tiempo durante la cual se le permite descargar a cada buque. El valor de los elementos será no nulo en caso de permitirse la descarga; será igual a 1 el día de nominación del buque, y tomará valores mayores a medida que el día de descarga se aleja del de nominación. Veremos la utilidad de esta estrategia cuando estudiemos la función objetivo del modelo.

- Variables de decisión

$descarga_t$: cantidad de GNL descargada cada día, en m³GNL.

$asignacion_b$: vector cuyos elementos son el día que se le ha asignado a cada buque.

$programacion_{b,t}$: matriz binaria cuyos elementos valen 1 el día de descarga asignado, tras la optimización, a cada buque.

- Restricciones

La cantidad de GNL que se descarga cada día es la suma de las cargas de los buques que descargan:

$$\forall j \in T \quad descarga_j = \sum_{i \in buques} programacion_{i,j} * carga_i$$

A cada buque se le debe asignar a lo sumo un día, y a cada día a lo sumo un buque:

$$\forall i \in buques \quad \sum_{j \in dias} programacion_{i,j} \leq 1$$

$$\forall j \in T \quad \sum_{i \in buques} programacion_{i,j} \leq 1$$

No puede haber descargas en días consecutivos:

$$\forall j \in T \quad \sum_{i \in buques} programacion_{i,j} + programacion_{i,j+1} \leq 1$$

La descarga solo se puede producir en los días permitidos según la ventana:

$$\forall i \in buques \quad \sum_{j \in dias} programacion_{s,t} \leq \sum_{j \in dias} programacion_{i,j} * ventana_{i,j}$$

El orden de los buques viene dado por la prioridad que tienen, y no se pueden desordenar:

$$\forall i \in (\text{buques} - 1) \quad \text{asignacion}_i \leq \text{asignacion}_{i+1}$$

En caso de que no haya solución con la cantidad de buques nominados, se sacarán del periodo de optimización los buques necesarios, comenzando por el último de ellos:

$$\forall i \in (\text{buques} - 1) \quad \sum_{j \in \text{dias}} \text{programacion}_{\text{prioridad}_{i+1},j} - \sum_{j \in \text{dias}} \text{programacion}_{\text{prioridad}_i,j} \leq 0$$

Es necesario definir la variable *asignacion* como sigue:

$$\forall i \in \text{buques} \quad \text{asignacion}_i = \sum_{j \in \text{dias}} \text{programacion}_{i,j} * \text{dia}_j$$

4.1.1.2 Almacenamiento del GNL

- Datos

$nivel_{ini}$: nivel del tanque al comienzo del periodo de optimización.

$nivelMin$, $nivelMax$: límites técnicos, mínimo y máximo a los que puede llegar el nivel del tanque criogénico.

- Variables de decisión

$nivel_t$: nivel del tanque cada día.

- Restricciones

Se inicializa el nivel de gas en el tanque, y se obliga a que éste se mantenga entre los límites técnicos durante todo el periodo de optimización:

$$\begin{aligned} nivel_0 &= nivel_{ini} \\ \forall j \in T \quad nivelMin &\leq nivel_j \leq nivelMax \end{aligned}$$

4.1.1.3 Regasificación

Tal y como se expuso al explicar el funcionamiento de una planta de regasificación, los cambios de escalón se producen a mediodía. Para modelar esto, teniendo en cuenta que nuestra unidad de tiempo es el día, se ha optado por definir un vector de escalones en el cual los elementos impares se corresponden con los escalones reales de que dispone la planta, y los elementos pares son en realidad la media entre dos escalones reales. Así, si a un día se le asigna un escalón par, querrá decir que ese día se está produciendo un cambio de escalón a mediodía.

- **Datos**

$escalonMin_s, escalonMax_s$: cantidades mínima y máxima de gas natural que puede regasificar cada escalón.

- **Variables de decisión**

$regasificacion_t$: cantidad de gas que inyecta la planta a la red cada día.

$escalon_t$: escalon en el que trabaja la planta cada día.

$escalonDiario_{s,t}$: matriz binaria cuyos elementos valen 1 en el escalón asignado a cada día.

- **Restricciones**

Cada día opera uno y solo un escalón:

$$\forall j \in T \quad \sum_{i \in escalones} escalonDiario_{i,j} = 1 \quad (4.1)$$

La cantidad regasificada se encuentra entre los valores mínimo y máximo del escalón elegido:

$$\forall j \in T \quad \begin{cases} regasificacion_j \leq \sum_{i \in escalones} escalonMax_i * escalonDiario_{i,j} \\ regasificacion_j \geq \sum_{i \in escalones} escalonMin_i * escalonDiario_{i,j} \end{cases}$$

Es necesario definir el vector $escalon_t$ como sigue:

$$\forall j \in T \quad escalon_j = \sum_{i \in escalones} j * escalonDiario_{i,j} \quad (4.2)$$

Cada día se puede o bien subir, o bien bajar un solo escalón:

$$\forall i \in T - \{t_n\} \quad escalon_{j+1} - 1 \leq escalon_j \leq escalon_{j+1} + 1 \quad (4.3)$$

Se requiere una restricción para que ese siga la tendencia escogida: si se sube un escalón a mediodía, al día siguiente se ha de tener un escalón mayor, y, de manera análoga, en caso de bajar un escalón a mediodía, al día siguiente se requerirá el escalón inmediatamente inferior.

$$\forall j \in T - \{t_{n-1}, t_n\} \quad escalon_j + escalon_{t+2} - 1 \leq 2 * escalon_{j+1} \leq escalon_j + escalon_{j+2} + 1 \quad (4.4)$$

No se puede cambiar de escalón en dos días consecutivos, lo cual se traduce en que no puede haber escalones pares dos días seguidos:

$$\forall j \in T - \{t_n\} \quad \sum_{i \in \text{escalones pares}} \text{escalonDiario}_{i,j} + \text{escalonDiario}_{i+1,j} \leq 1 \quad (4.5)$$

4.1.1.4 Gas de maniobra

- Datos

$usuarios_t$: producción demandada por las comercializadoras cada día.

$brsMin_t, brsMax_t$: límites que podrá fijar el usuario cada día, para hacer frente a operaciones especiales.

- Variables de decisión

brs_t : BRS, diferencia entre la cantidad demandada por los usuarios y la cantidad regasificada por la planta.

Cabe destacar que este módulo no es del todo independiente, puesto que está directamente ligado con la cantidad regasificada por la planta.

- Restricciones

Se define el BRS como sigue

$$\forall j \in T \quad brs_j = \text{regasificacion}_j - \text{usuarios}_j$$

El gas de maniobra deberá mantenerse en cada planta entre los límites fijados por el usuario.

$$\forall j \in T \quad brsMin_j \leq brs_j \leq brsMax_j$$

4.1.1.5 Modelo completo de la planta

Se han presentado así los cuatro elementos básicos que forman la planta. Estos elementos quedan ligados por la expresión siguiente, que define, en efecto, el cambio de nivel en el tanque según los diferentes flujos de gas en la planta:

$$\forall j \in T \quad nivel_j = nivel_{j-1} + descargas_j - regasificacion_j$$

4.1.2 Modelado de un almacenamiento subterráneo

A continuación se presenta el modelo de un almacenamiento subterráneo, que se adaptará más tarde, con los datos particulares de cada almacén, a los dos elementos de este tipo con los que opera el gestor del sistema. Los almacenes cuentan con dos componentes diferentes, que son el almacenaje propiamente dicho, en un espacio físico limitado, y por otro lado la producción, es decir la inyección / extracción.

4.1.2.1 Almacenamiento del Gas Natural

- Datos

$stockAS_{ini}$: cantidad de gas dentro del almacén al comienzo del periodo de optimización.

d : variable entera que indica la dirección del flujo respecto del almacenamiento. Su valor será 1 en periodos de extracción, y -1 en periodos de inyección.

$stockAS_{min}$, $stockAS_{max}$: niveles mínimo y máximo que puede haber dentro del almacenamiento.

- Variables de decisión

$stockAS_t$: cantidad de gas dentro del almacenamiento subterráneo programada para cada día.

$flujoAS_t$: flujo que se ha de inyectar/extraer cada día.

- Restricciones

Se inicializa el stock, y se define como la cantidad que había en el periodo anterior más lo que aporta el flujo:

$$\begin{aligned} stockAS_0 &= stockAS_{ini} \\ \forall j \in T - \{t_n\} \quad stockAS_j &= stockAS_{j-1} - d * flujoAS_j \\ \forall j \in T \quad stockAS_{min} &\leq stockAS_j \leq stockAS_{max} \end{aligned}$$

Así, mediante la variable d se consigue que una sola restricción valga para los dos ciclos de almacenamiento: el flujo se le restará al stock en periodos de extracción, y se le sumará en periodos de inyección.

4.1.2.2 Escalonamiento de los almacenes

- **Datos**

$escalonNom_s$: valor nominal de cada escalón de producción.

- **Variables de decisión**

$flujoAS_t$: flujo que se ha de inyectar/extraer cada día.

$escalonAS_t$: escalon en el que trabaja el almacén cada día.

$escalonDiarioAS_{s,t}$: matriz binaria cuyos elementos valen 1 en el escalón asignado a cada día.

b_t : variable binaria auxiliar, que tomará el valor 1 los días en que se produzca un cambio en el escalón de producción.

- **Restricciones**

La modulación de los almacenes tiene muchos puntos en común con la de las plantas, por lo que el modelo de éstos incluirá las restricciones (4.1) a (4.5) de las plantas de regasificación.

Una de las diferencias entre estos dos elementos reside sin embargo en que el flujo producido ha de corresponder al valor nominal de un escalón exactamente:

$$\forall j \in T \quad flujoAS_j = \sum_{i \in escalones} escalonNom_i * escalonDiarioAS_{i,j}$$

Además, los almacenes son menos flexibles que las plantas, y cada escalón a de mantenerse como mínimo durante 72 horas. Esto se consigue implementando la siguiente implicación: si un día el escalón asignado es par, es decir, que se da un cambio de escalón a mediodía, entonces los dos días siguientes, así como los dos días anteriores, han de mantener el mismo escalón.

$$\forall j \in [t_3, T - \{t_n, t_{n-1}\}] \left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in escalones \text{ pares}} escalonDiarioAS_{i,j} - 100 * b_j \leq 0 \\ escalonAS_{j+1} - escalonAS_{j+2} + 100 * b_j \leq 100 \\ escalonAS_{j+1} - escalonAS_{j+2} - 2 * b_j \geq -2 \\ escalonAS_{j-1} - escalonAS_{j-2} + 100 * b_j \leq 100 \\ escalonAS_{j-1} - escalonAS_{j-2} - 2 * b_j \geq -2 \end{array} \right.$$

4.1.3 Modelado de una conexión internacional

El gestor del sistema deberá tratar de ajustarse a los contratos existentes previa planificación, que indican el flujo de gas demandado por las comercializadoras a través de las conexiones, lo cual se traducirá en un término en la función de costo de nuestro problema; pero también se podrá modular este paso, dentro de las posibilidades operacionales del gasoducto, si las condiciones y la seguridad del sistema lo requieren.

- **Datos**

$usuariosCI_t$: gas demandado por las comercializadoras cada día.

CI_{min} : mínimo técnico que puede fluir a través de las conexiones internacionales.

- **Variables de decisión**

$flujoCI_t$: flujo programado para cada día a través de las conexiones internacionales.

- **Restricciones**

Las conexiones internacionales pueden estar cerradas, o transportar una cantidad continua de gas a partir de cierto mínimo. La elección entre las dos configuraciones se hará de forma que la cantidad transportada se acerque lo más posible a la demandada por contrato:

$$\forall j \in T$$

$$\begin{cases} usuariosCI_t \leq CI_{min} / 2 \rightarrow flujoCI_t = 0 \\ usuariosCI_t \geq CI_{min} / 2 \rightarrow flujoCI_t \geq CI_{min} \end{cases}$$

Hemos presentado así la estrategia de modelado seguida para implementar los suministros o sumideros de gas de la red. Estos elementos constituirán en efecto los nodos de la red, y estarán interconectados entre sí mediante los elementos de transporte que se describieron en las bases físicas de nuestro problema, esto son, gasoductos y estaciones de compresión. Veamos ahora cómo se modelan estos elementos encargados de transportar el gas en la red.

4.2 Modelado de los elementos de transporte de la red

4.2.1 Modelado de un gasoducto

A continuación se presenta el modelo de un tramo de gasoducto, que se adaptará más tarde, con los datos particulares de cada uno de ellos, a los 29 tramos contemplados en la red.

Cabe destacar que tendremos dos niveles de resolución para los gasoductos, a la hora de optimizar la red con transporte. En efecto, en un primer nivel se tendrán en cuenta nada más que los balances de flujo en los tramos de gasoducto, que es uno de los principales objetivos a la hora de realizar un plan de operación; mientras que, si se deseara un

mayor detalle en cuanto a lo que ocurre en el gasoducto, se podrá optar, mediante un conmutador, por incluir también las restricciones que modelan el comportamiento físico del tramo, en cuanto a lo que presiones se refiere.

4.2.1.1 Balance de flujos en gasoducto

- Datos

$stockP_{ini}$: stock en gasoducto al comienzo del periodo de optimización

$demandaP_t$: demanda de gas en el gasoducto cada día.

$stockP_{min}, stockP_{max}$: cantidades mínima y máxima de gas que debe haber en el tramo.

$\delta stockP_{max}$: variación de stock máxima permitida entre dos periodos consecutivos.

- Variables de decisión

$stockP_t$: cantidad de gas contenida cada día en el gasoducto.

$flujoPE_t, flujoPS_t$: flujos de entrada y salida del gasoducto.

- Restricciones

Se inicializa el stock en gasoducto y se define como sigue: el stock en un periodo determinado será igual al stock del periodo anterior, menos la demanda, más la diferencia entre el flujo de entrada y el flujo de salida:

$$stockP_0 = stockP_{ini}$$

$$\forall j \in T \quad stockP_j = stockP_{j-1} + q_{in,j} - q_{out,j} - demanda_j$$

Este stock tiene que encontrarse entre ciertos mínimo y máximo de seguridad, y además su variación entre un periodo y el siguiente estará limitada:

$$\forall j \in T \quad \begin{cases} stockP_{min} \leq stockP_j \leq stockP_{max} \\ -\delta stockP_{max} \leq stockP_j - stockP_{j-1} \leq \delta stockP_{max} \end{cases}$$

4.2.1.2 Balance de presiones en gasoducto

- Datos

p_{min}, p_{max} : presiones mínima y máxima permitidas en gasoducto.

- Variables de decisión

$p_{in,t}, p_{out,t}$: presiones de entrada y de salida del gasoducto.

q_t : flujo a través del gasoducto.

- Restricciones

Habiendo visto el funcionamiento de un tramo de gasoducto, podemos plantear el modelo que incluye la física del mismo mediante las ecuaciones siguientes.

$$\begin{cases} P_{out}^2 = P_{in}^2 - ff|q|q \\ P_{min} \leq P_{in} \leq P_{max}, \quad P_{min} \leq P_{out} \leq P_{max} \end{cases} \quad (4.6)$$

La variable q del sistema de ecuaciones anterior representa el caudal que fluye en el gasoducto, que será igualado en nuestro caso con el caudal que entra al mismo: $q = \text{flujoPE}$. Elegir el flujo de entrada en vez de el de salida es arbitrario, e impone que la demanda se extrae al final del tramo. Esta elección no resta generalidad, ya que si no ocurriera así, bastaría con modelar dos tramos consecutivos, y que el primero de ellos terminara en el punto de demanda.

Cabe destacar que, dado que hemos modelar el sistema con tecnología MILP, el conjunto de restricciones que definen el modelo han de ser lineales. Por tanto, para poder incluir la física que determina la caída de presión a lo largo de un gasoducto, debemos linealizar la ecuación (4.6).

Existen entonces dos cuestiones que vamos a tener que solventar para poder incluir esta ecuación en nuestro modelo: la propia no-linealidad que traen los términos cuadráticos de la expresión, y la bidireccionalidad del gasoducto, que conlleva la inclusión de un valor absoluto. Así, lo que haremos será, en primer lugar, linealizar la ecuación como si el tramo fuese unidireccional, y en una segunda etapa le daremos dirección, es decir signo, al flujo. A continuación se detalla esta estrategia.

i. Linealización

La expresión que vamos a linealizar es la de un gasoducto unidireccional, cuyo flujo va en una dirección determinada que tomaremos como positiva. Así, la ecuación que nos ocupa es:

$$P_{out}^2 = P_{in}^2 - ffq^2 \quad \rightarrow \quad q = \sqrt{\frac{P_{in}^2 - P_{out}^2}{ff}} \quad (4.7)$$

Esto es entonces una función de dos variables, que aproximaremos linealmente según la estrategia descrita en el apartado 3.2 de este trabajo.

- Datos auxiliares

P_{in}, P_{out} : vectores que definen la malla necesaria para la linealización.

Q : matriz que determina el caudal en cada punto de la malla.

- Variables de decisión auxiliares

$\lambda_{pin,pout}$: pesos que el sistema debe adjudicar para realizar la aproximación lineal.

$\lambda_{pin}, \lambda_{pout}$: variables auxiliares para implementar la restricción SOS2.

$\lambda_{d,pin}, \lambda_{pout,d}$: variables auxiliares binarias para implementar la restricción SOS2.

- **Restricciones**

Si definimos la malla siguiente para los valores de las presiones:

$$P_{in} = [45, 46, 47, \dots, 72], \quad P_{out} = [45, 46, 47, \dots, 72].$$

Se obtiene, tomando el valor absoluto del término que va dentro de la raíz, el valor del caudal en cada punto de la malla:

$$Q = \begin{bmatrix} 0 & 9.5 & \dots & \dots & 56.2 \\ 9.5 & 0 & 9.6 & \dots & 55.4 \\ \vdots & \dots & \ddots & \dots & \vdots \\ \vdots & \dots & \dots & \ddots & 12.0 \\ 56.2 & \dots & \dots & 12.0 & 0 \end{bmatrix}$$

Queda así una matriz simétrica, $Q(i,j)=Q(j,i)$. Como hemos dicho, el signo del caudal se adjudicará más tarde, y se obligará a que concuerde con el sentido de mayor a menor presión, es decir, se elegirá entre la terna $(p_{in,i}, p_{out,j}, q_{i,j})$, y la terna $(p_{in,j}, p_{out,i}, q_{j,i})$, de manera que la elegida concuerde con la física del gasoducto de la ecuación (4.6), así como con el resto de la red de gas.

La expresión para cada variable queda

$$\begin{cases} p_{in} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} P_{in,i} \\ p_{out} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} P_{out,j} \\ q = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} Q_{i,j} \\ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} = 1 \end{cases}$$

dónde n es la longitud de los vectores P_{in} y P_{out} , y λ constituyen los pesos que se han de asignar a los valores de la malla para realizar la aproximación lineal. Debemos introducir entonces las variables auxiliares $\lambda_{pin,i} \in \mathfrak{R}$ y $\lambda_{d,pin}$, binaria, para las filas, y λ_{pout} y $\lambda_{pout,d}$ para las columnas. Estas variables habrán de cumplir:

$$\begin{cases} \forall i \in [1, n] \quad \lambda_{pin,i} = \sum_{j=1}^n \lambda_{i,j} \\ SOS2(\{\lambda_{pin,i}, i = 1, 2, \dots, n\}) \end{cases} \quad \begin{cases} \forall j \in [1, n] \quad \lambda_{pout,j} = \sum_{i=1}^n \lambda_{i,j} \\ SOS2(\{\lambda_{pout,j}, j = 1, 2, \dots, n\}) \end{cases}$$

Donde la restricción *SOS2* se implementará como se vio en la relación (3.2).

ii. Bidireccionalidad

Tras la linealización, se obtendrán así dos ternas con el mismo valor del caudal, $(p_{in,i}, p_{out,j}, q_{i,j})$ y $(p_{in,j}, p_{out,i}, q_{j,i})$, y la que finalmente se elija de las dos tiene que ser consecuente con la ecuación (4.6): según la dirección del caudal, la presión deberá ser mayor en un extremo o en el otro. Matemáticamente, podemos decir que el signo de $(p_{in} - p_{out})$ tiene que coincidir con el signo de *flujoPE*.

- Datos auxiliares

maxQ: límite superior que el caudal nunca alcanzará.

maxdP: límite superior que la diferencia de presiones entre la entrada y la salida del gasoducto nunca alcanzará.

- Variables de decisión auxiliares

d_i : variable auxiliar binaria, cuyo valor será 1 cuando el flujo en el gasoducto sea positivo, 0 en caso contrario.

- Restricciones

Para modelar esto, igualaremos en primer lugar el valor absoluto de *flujoPE*, que es el caudal de entrada al gasoducto, con signo; con el caudal q dado por la ecuación (4.7) linealizada.

$$|\text{flujoPE}| = q$$

Utilizaremos entonces la variable auxiliar d , binaria, que representará la dirección del flujo, y que nos permitirá obligar la relación entre el signo de q_{in} y el de la diferencia $(p_{in} - p_{out})$. La estrategia escogida es:

Si el flujo es positivo, la variable d vale 1, y si la variable d vale 1, entonces la diferencia $(p_{in} - p_{out})$ es positiva (sistema *a*). Análogamente, si el flujo es negativo, la variable d vale 0, y si ésta vale 0, entonces la diferencia $(p_{in} - p_{out})$ es negativa (sistema *b*).

$$\left. \begin{array}{l} q_{in} - \text{max}Q * d \leq 0 \\ (p_{in} - p_{out}) - \text{max}dP * d \geq -\text{max}dP \end{array} \right\} a$$

$$\left. \begin{array}{l} q_{in} + \text{max}Q * (1 - d) \geq 0 \\ (p_{in} - p_{out}) + \text{max}dP * (1 - d) \leq \text{max}dP \end{array} \right\} b$$

donde *maxQ* y *maxdP* harán que la restricción se desactive, a efectos, en el subsistema que no debe entrar en juego (esto es, en el *b* cuando el flujo es positivo, en el *a* cuando es negativo).

De esta forma conseguimos que, dada la dirección elegida como positiva, si el caudal es positivo, el gas entra en efecto por el lado llamado 'in', y la presión en la entrada será mayor que la presión en la salida, mientras que si el caudal es negativo, el gas estará entrando por el lado llamado 'out', y la presión p_{out} será entonces la mayor.

4.2.2 Modelado de una estación de compresión

A continuación se presenta el modelo de una estación de compresión, que se adaptará más tarde, con los datos particulares de cada una de ellas, a las dieciséis estaciones de que dispone la red.

Al igual que hicimos con los gasoductos, tendremos dos niveles de resolución para las estaciones de compresión, a la hora de optimizar la red con transporte. En efecto, la no linealidad de las ecuaciones que rigen el comportamiento de los turbocompresores conlleva una alta carga computacional, que a menudo no es acorde con el nivel de exactitud que requiere el plan de operación.

Así, en un primer nivel tendremos un modelo simplificado, según el cual se asociará, a cada caudal, una configuración concreta de la estación, dada por la experiencia y el conocimiento experto del gestor técnico.

Sin embargo, si se deseara un mayor detalle en cuanto a lo que ocurre en la estación, se podrá optar, mediante un conmutador, por utilizar otro conjunto de restricciones, que modelan directamente el comportamiento físico de los compresores, y mediante el cual se obtendrá también información de lo que ocurre a nivel de presiones.

En cualquier caso, se trata de un elemento de transporte que debe contemplar la bidireccionalidad. Veamos los dos modelos disponibles por separado.

4.2.2.1 Modelo simplificado de la estación de compresión

- Datos

$fMin_k, fMax_k$: flujos mínimo y máximo para cada punto de operación k

- Variables de decisión

$flujoC_t$: flujo a través de la estación, con signo.

$flujoP_t$: variable auxiliar que toma el valor del flujo a través de la estación en caso de que éste sea positivo, 0 en caso contrario.

$flujoN_t$: variable auxiliar que toma el valor del flujo a través de la estación en caso de que éste sea negativo, 0 en caso contrario.

dp_{tk} : variable auxiliar binaria que toma el valor 1 en caso de que el flujo a través de la estación sea positivo, 0 en caso contrario.

dn_{tk} : variable auxiliar binaria que toma el valor 1 en caso de que el flujo a través de la estación sea negativo, 0 en caso contrario.

- Restricciones

El flujo que atraviesa la estación de compresión puede ser bien positivo, bien negativo – respecto a una dirección arbitraria-. Esto se consigue mediante las variables binarias que hemos definido, que no pueden tomar el valor 1 de forma simultánea:

$$\forall j \in T \quad \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dp_{j,k} + \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dn_{j,k} \leq 1$$

Además, el caudal está limitado, según el punto de operación elegido para la estación, entre unos límites mínimo y máximo:

$$\forall j \in T \quad \begin{cases} \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dp_{j,k} * fMin_k \leq \text{flujo}P_j \leq \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dp_{j,k} * fMax_k \\ \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dn_{j,k} * (-fMin_k) \geq \text{flujo}N_j \geq \sum_{k \in \text{puntosdeoperacion}} dn_{j,k} * (-fMax_k) \end{cases}$$

Teniendo las variables $\text{flujo}P$ y $\text{Flujo}N$, el flujo neto se define como sigue:

$$\forall j \in T \quad \text{flujo}C_j = \text{flujo}P_j + \text{flujo}N_j$$

4.2.2.2 Modelo físico de la estación de compresión

Veremos en primer lugar la forma de trabajar de un turbocompresor centrífugo y su consumo, y, más adelante, podremos configurar la red de turbocompresores dentro de cada estación de compresión. Con esta estrategia, el modelo será fácilmente adaptable a estaciones de compresión que consten de configuraciones distintas.

Para sortear la no linealidad de las ecuaciones del turbocompresor, tanto de la envoltura como del coste, optaremos por la estrategia que se detalla a continuación.

i. Turbocompresor

La empresa gasista cuenta actualmente con un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA). Si bien este sistema se utiliza sobre todo para controlar la red y detectar incidentes, nos permite también obtener, de manera fiable, los modos de funcionamiento reales de cada turbocompresor de la red. Estos datos nos permitirán definir una serie de puntos de funcionamiento del compresor, caracterizados por la presión de succión, la presión de descarga, el caudal que lo atraviesa, y el coste generado. A continuación tendremos que dar signo al caudal en función de la posición del turbocompresor con respecto a la red. El siguiente modelo se ajustará a cada turbocompresor con sus datos correspondientes.

- Datos

puntos_funcionamiento: matriz de tamaño $4 \times N$ cuyas filas son las N configuraciones posibles del turbocompresor. Cada fila está compuesta por un vector de cuatro componentes, que son la presión de succión, la presión de descarga, el caudal que atraviesa, y el autoconsumo de la configuración: $[p_s, p_d, q_{sd}, coste]$.

- Variables de decisión

configuración $[p_s, p_d, q_{sd}, coste]$: vector que indica el punto de funcionamiento escogido.

a : matriz auxiliar binaria de tamaño $4 \times N$, cuyos elementos valdrán 1 en aquella fila que se corresponda con la configuración elegida entre los puntos de funcionamiento.

b : vector auxiliar binario de longitud N , cuyos elementos valdrán 1 en la misma fila que la matriz a .

q_{tc} : flujo, con signo, a través del turbocompresor.

q_{tcp}, q_{tcn} : variables auxiliares que tomarán el valor del flujo cuando éste sea positivo o negativo respectivamente, 0 en caso contrario.

dp, dn : variables auxiliares binarias que tomarán el valor 1 cuando el caudal sea positivo o negativo respectivamente, 0 en caso contrario.

- Restricciones

Vamos a obligar a que se elija una y solo una de las configuraciones existentes para cada turbocompresor:

$$\sum_{i=1}^N b_i = 1$$

$$\forall i \in [1, N] \quad \sum_{j=1}^m a_{i,j} = m * b_i$$

$$\forall j \in [1, m] \quad \sum_{i=1}^N a_{i,j} = 1$$

$$\forall j \in [1, m] \quad configuracion_j = \sum_{i=1}^N a_{i,j} * puntos_funcionamiento_{i,j}$$

Si bien un compresor en concreto no es bidireccional, sí que podemos tener turbocompresores puestos en direcciones diferentes dentro de una estación, por tanto deberemos darle el signo al caudal de cada turbo, para que sea coherente con el resto de la red. Esto se hará de forma análoga a como se hizo para el modelo simplificado de las estaciones. Con las restricciones siguientes se consigue que el valor absoluto del caudal a través del compresor sea el flujo dado por la configuración elegida, y se le adjudica signo:

$$\begin{aligned}
q_{ic} &= q_{icp} + q_{icn} \\
dp + dn &\leq 1 \\
\forall i &\in [1, N] \\
\begin{cases} dp * q_{sd,i} = q_{icp} \\ dn * (-q_{sd,i}) * b_i = q_{icn} \end{cases}
\end{aligned}$$

ii. Estación de compresión

Finalmente, tan solo nos queda implementar la red interna de cada estación de compresión. Tomemos como ejemplo una estación que consta de dos turbocompresores en paralelo. El caudal que entra a cada compresor será la mitad del caudal de la estación, que habíamos llamado *flujoC*, mientras que las presiones de succión de cada compresor serán iguales a las de la estación, que denotaremos $p_{in,ec}$ y la presión de descarga de la estación, $p_{out,ec}$, será la media de las presiones de descarga que sacan los compresores. Tenemos dos turbocompresores, por tanto las restricciones presentadas hasta ahora se impondrán para cada uno de ellos, y las variables utilizadas constarán de un índice adicional que indique de cuál se trata:

$$\begin{aligned}
P_{s,tc1} &= P_{in,ec} \\
P_{s,tc2} &= P_{in,ec} \\
P_{out,ec} &= \frac{P_{d,tc1} + P_{d,tc2}}{2} \\
q_{ic,tc1} &= q_{ic,tc2} \\
q_{ic,tc1} &= \frac{flujoC}{2}
\end{aligned}$$

Habiendo implementado el modelo tanto de los suministros como de los elementos de transporte de la red, estamos en disposición de modelar la topología de la misma.

4.3 Modelado la red de gasoductos, niveles de transporte

Como hemos ido viendo, la red de gasoductos se puede modelar como una serie de nodos, siendo estos las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, y las conexiones internacionales; conectados entre sí por los elementos de transporte, es decir, los gasoductos y las estaciones de compresión. Teniendo ya definidos todos estos elementos, la implementación de la red, salvo una serie de restricciones de balance, no debería traer mayor dificultad.

Sin embargo, nos enfrentamos a un sistema de dimensiones bastante grandes, cuya ejecución conlleva una carga computacional importante (el modelo opera actualmente con más de 12.000 restricciones y cerca de 9000 variables), debida sobre todo al carácter multi-periodo del problema, como veremos en el apartado siguiente.

Así, hemos optado por una estrategia que define tres niveles de resolución que resultan particularmente interesantes a la hora de realizar una planificación de la red. En efecto, al gestor técnico le interesan especialmente, a la hora de realizar una planificación, los siguientes factores:

- La evolución del stock global en gasoducto, esto es, del gas que está contenido en toda la red, a lo largo de todo el periodo de optimización.
- Los flujos entre las diferentes zonas geográficas definidas por el propio gestor.
- En última instancia, el flujo de gas en cada tramo de gasoducto.

En base a estos intereses se definen, como hemos dicho, tres niveles diferentes de resolución a los que se puede llevar la optimización. El usuario podrá elegir cuál de ellos desea ejecutar en cada momento, en función de sus intereses, mediante una serie de conmutadores definidos para tal efecto. Detallemos estos niveles.

4.3.1 Nivel 0

Ese nivel busca responder a la primer interés de los nombrados anteriormente, con la menor carga computacional posible. Resulta entonces un modelo que no tiene en cuenta el transporte, pero que como veremos lleva a resultados muy satisfactorios, en el sentido en que se acercan mucho a los obtenidos al tener en cuenta toda la infraestructura de la red.

Así, en este nivel el modelo contará con un dato de demanda global, es decir, la suma de las demandas de cada punto de demanda de la red; que habrá que satisfacer manteniendo el nivel de gas de toda la red entre ciertos límites. Las entradas a la red serán aquellas provenientes de las plantas de regasificación, los almacenes y las conexiones internacionales, pero de momento no están ubicadas en ningún sitio, sino que la demanda global será satisfecha por la suma algebraica de los flujos de entrada y salida globales de la red, siendo la red una caja negra. En la figura 4.2, en la que se han sombreado las variables de decisión, se ilustra este concepto. Detallemos entonces la implementación del modelo.

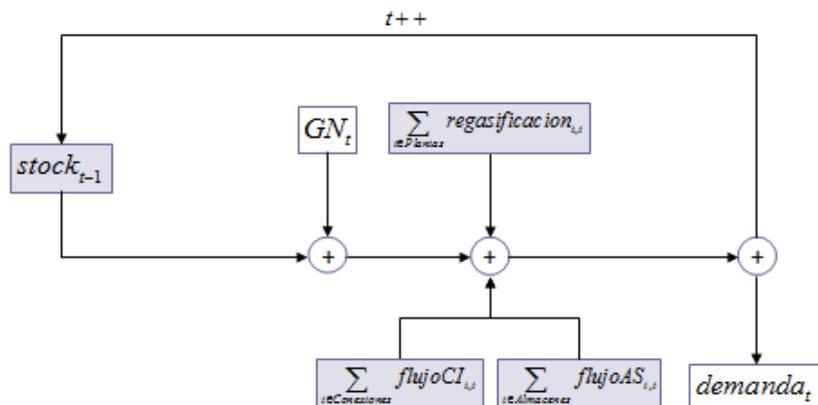


Figura 4.2 : Balance del stock en gasoducto de la red completa.

- Datos

Además de los datos de que hacen uso los modelos de las plantas de regasificación, los almacenamientos, y las conexiones internacionales, este nivel de resolución requiere de:

$stock_{ini}$: stock global al comienzo del periodo de optimización.

$demanda_t$: demanda total de gas para cada día.

GN_t : gas natural total que entra a la red. Esto es, el gas que proviene de conexiones internacionales que el gestor no puede modular, así como de los yacimientos de gas.

$stock_{min}, stock_{max}$: niveles mínimo y máximo de gas que puede haber contenido en toda la red básica de gasoductos.

$\delta stock_{max}$: variación máxima permitida, de un día para otro, para el stock global en gasoducto.

- Variables de decisión

Además de las variables que incluyen los modelos de las plantas de regasificación, los almacenamientos, y las conexiones internacionales, este nivel de resolución nos dará también:

$stock_t$: stock en gasoducto, contenido en toda la RBG.

- Restricciones

Además de los modelos de los nodos de la red, este nivel trabaja con las siguientes restricciones.

La restricción principal es la ecuación de balance del sistema: el stock en gasoducto del día $j+1$ es igual al stock del día anterior, más las entradas a la red, menos las salidas de la misma.

$$stock_0 = stock_{ini}$$

$$\forall j \in T$$

$$\left\{ stock_j = stock_{j-1} + \sum_{Plantas} regasificacion_j + \sum_{almacenes} flujoA_j + \sum_{conexiones} flujoC_j + GN_j - demanda_j \right\}$$

Además de esto, las condiciones de seguridad del sistema imponen que, tanto el stock en gasoducto, como su variación entre dos días consecutivos, permanezcan dentro de unos determinados rangos:

$$\forall j \in T - \{t_n\}$$

$$\begin{cases} stock_{min} \leq stock_j \leq stock_{max} \\ \delta stock_{max} \leq stock_{j+1} - stock_j \leq \delta stock_{max} \end{cases}$$

Este modelo nos devolverá entonces las regasificaciones diarias, las operaciones en los almacenamientos subterráneos, y los flujos por las conexiones internacionales para que la demanda global sea satisfecha, manteniendo el stock global en gasoducto en rangos de seguridad, pero sin asegurar que el transporte es posible con los resultados obtenidos. Veremos sin embargo que, en la práctica, la RBG y su planificación son un sistema bastante ajustado, y los resultados de este nivel no difieren de manera significativa de los obtenidos al aumentar el nivel de resolución; mientras que se ahorra un tiempo de cómputo considerable al trabajar en este nivel 0.

4.3.2 Nivel 1 de transporte

El gestor del sistema, por razones prácticas y topológicas, divide la RBG en cinco zonas diferenciadas, como vimos en la figura 2.7 .

Así, en este nivel de transporte se tendrán en cuenta las entradas y salidas de gas a cada zona, así como los movimientos de gas entre zonas, pero cada zona en sí será una caja negra, modelada de manera similar a la presentada en el nivel 0 para la RBG (figura 4.3).

Cabe destacar que los flujos de gas entre zonas se realizan a través de cuatro estaciones de compresión, y por tanto este nivel nos dará las configuraciones de dichas estaciones. Esta estrategia responde a la segunda inquietud del gestor a la hora de realizar un plan de operación.

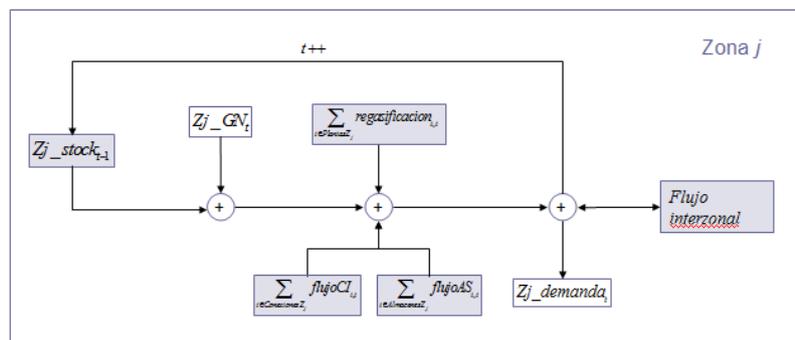


Figura 4.3.a : Modelo de la zona j

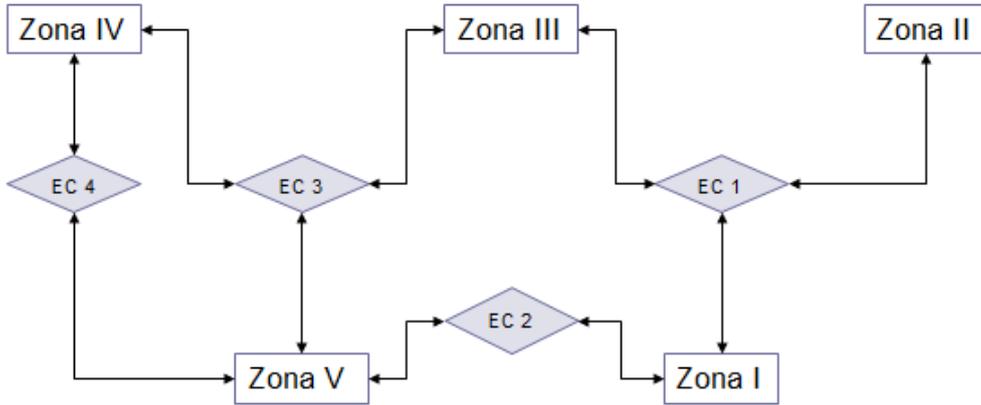


Figura 4.3.b : Modelo de la red

Figura 4.3 : Modelo de transporte nivel 1.

Los elementos sombreados indican las variables de decisión que obtendremos, entre las que también se encuentran los flujos interzonales, esto son, las flechas de la figura anterior.

A continuación se detalla este modelo; el prefijo $Z_{_}$ indica que tendremos ese dato o variable para cada zona.

- **Datos**

Además de los datos requeridos por el nivel 0, este nivel necesita de los datos de las estaciones de compresión interzonales, así como de:

$Z_{_stock_{ini}}$: stock de cada zona al comienzo del periodo de optimización.

$Z_{_demanda_t}$: demanda total de gas en la zona, para cada día.

$Z_{_GN_t}$: gas natural total que entra a la zona.

$Z_{_stock_{min}}$, $Z_{_stock_{max}}$: niveles mínimo y máximo de stock en gasoducto que puede haber en cada zona.

$Z_{_delta_{stock_{max}}}$: variación máxima permitida, de un día para otro, para el stock en gasoducto cada zona.

- **Variables de decisión**

Además de las variables con que trataba el nivel 0, este nivel de transporte nos dará los resultados correspondientes a las cuatro estaciones de compresión implicadas, así como:

$Z_{_stock_t}$: stock en gasoducto, contenido en cada zona.

$flujo_{AB_t}$: flujo de gas que se intercambia entre cada zona. El signo de esta variable será positivo si el gas va de la zona A a la zona B , negativo en caso contrario.

- **Restricciones**

Esta vez tenemos, además de todo el modelo del nivel 0, las siguientes restricciones. Se tienen de nuevo la ecuación de balance, y las limitaciones sobre el stock en gasoducto, esta vez para cada zona. La diferencia radica en que, esta vez, sí que existe un transporte, ya que se hace posible un movimiento de gas entre las zonas. Estos flujos suponen en efecto entradas o salidas a la zona, y por tanto se incluyen en la ecuación de balance.

$$Z_stock_0 = Z_stock_{ini}$$

$$\forall j \in T - \{t_n\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_stock_j = Z_stock_{j-1} + \sum_{Plantas \in Z} regasificacion_j + \sum_{almacenes \in Z} flujoA_j + \sum_{conexiones \in Z} flujoC_j + \sum_{GN \in Z} GN_j \\ \quad - Z_demanda_j + \sum_{i \in ZonasLimitrofes} flujoA_i Z \\ Z_stock_{min} \leq Z_stock_j \leq Z_stock_{max} \\ Z_delta_stock_{max} \leq Z_stock_{j+1} - Z_stock_j \leq Z_delta_stock_{max} \end{array} \right.$$

Por supuesto, los resultados del nivel 1 serán acordes a los requisitos del nivel 0:

$$\forall j \in T \quad stock_j = \sum_{Zonas} Z_stock_j$$

Además de estas restricciones, este nivel incluirá el modelo de las estaciones de compresión que se encuentran entre las diferentes zonas. Se relacionan entonces las entradas y salidas de cada zona con el gas vehiculado por las estaciones, quedando limitados los flujos interzonales por las características de las propias estaciones de compresión que entran en juego:

$$\forall j \in T$$

$$\left\{ \begin{array}{l} |flujoC_{j,EC1}| = \frac{|flujo12_j + flujo13_j| + |-flujo12_j + flujo23_j| + |-flujo13_j - flujo23_j|}{2} \\ flujoC_{j,EC2} = flujo15_j \\ |flujoC_{j,EC3}| = \frac{|flujo34_j + flujo35_j| + |-flujo34_j + flujo45_j| + |-flujo35_j - flujo45_j|}{2} \\ flujoC_{j,EC4} = flujo45_j \end{array} \right.$$

Obtendremos así, tras realizar una ejecución de este tipo, todos los resultados que se obtenían en el nivel 0, además de la configuración de las cuatro estaciones interzonales y los flujos entre las diferentes zonas, así como la evolución del stock en gasoducto de cada zona a lo largo del periodo estudiado.

En este modelo cada zona resultaba ser una ‘caja negra’ en cuanto al transporte intrazonal se refiere. Veremos que siguiente nivel modela la topología interior de cada zona.

4.3.3 Nivel 2 de transporte

En este nivel se implementará la topología de cada zona, es decir, se incluirán en el modelo los gasoductos y las estaciones de compresión que forman la red de cada zona, conectando así los diferentes elementos de la misma, como se ilustra en la figura 4.4 para la zona III. Tendremos también entonces las demandas de gas localizadas en cada tramo.

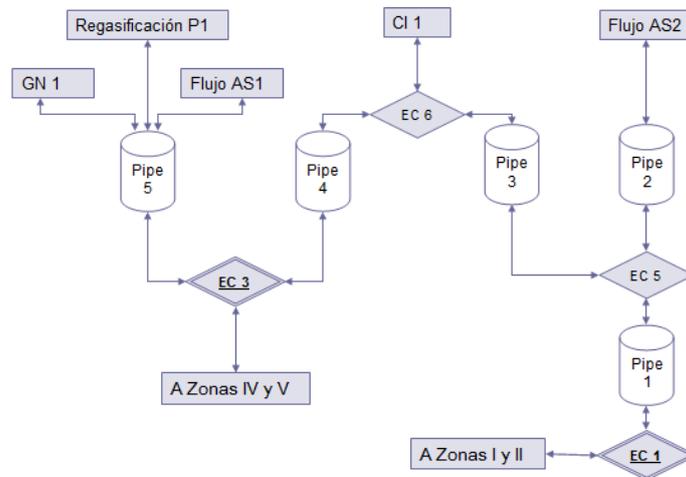


Figura 4.4 : Modelo de transporte nivel 2 de la Zona III de la red de gasoductos.

Desde el punto de vista de la implementación, esto implica incorporar, al modelo de la zona que se desee estudiar a este nivel, nuevas restricciones, pero la conexión de la zona con el resto de la red sigue utilizando las mismas variables que en el nivel 1 de transporte, lo cual permitirá, en efecto, la incorporación selectiva de este nivel 2 de transporte para determinadas zonas, pero no necesariamente para toda la red.

- Datos

Este nivel utiliza todos los datos utilizados en el nivel 1 de transporte, además de los datos que se presentaron en el modelo de los gasoductos, y aquellos correspondientes a las estaciones de compresión intrazonales, que hasta ahora no habíamos utilizado.

- Variables de decisión

Este nivel tendrá por variables de decisión todas aquellas que se incluían en el nivel inferior, además de las correspondientes a los gasoductos y a las estaciones de compresión que se sitúan dentro de cada zona.

- Restricciones

Este modelo estará formado por todas las restricciones del nivel 1 de transporte, a las cuales se añadirán, para la(s) zona(s) que se desee estudiar al nivel 2 de transporte, las restricciones correspondientes a los gasoductos, las estaciones de compresión, y la topología de la red que la(s) componen.

Para mantener la coherencia con el nivel anterior, bastará con añadir:

$$\forall j \in T \quad Z_stock_j = \sum_{pipes \in Z} stockP_j$$

A continuación se muestra, a modo de ejemplo, la implementación de la topología de dos de las zonas de la RBG. Hemos elegido las zonas II y III para ilustrar este modelado, y destacar cómo se relacionan las variables internas de la zona, propias del nivel 2, con las variables externas, que constituyen la conexión con el resto de la red, y que ya formaban parte del nivel 1 de transporte. Se destacan así las variables que ya teníamos en el nivel 1 con color azul. La indexación de los elementos de las expresiones siguientes está de acuerdo con la figura 4.5.

$$\begin{aligned} & \forall j \in T \\ & \text{Zona2} \left\{ \begin{array}{l} \text{regasificacionP2}_j == \text{flujoPE}_{j,Pipe7} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe7} == \text{flujoC}_{j,EC7} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe7} == \text{flujoPE}_{j,Pipe6} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe6} == -\text{flujo12}_j + \text{flujo23}_j \end{array} \right. \\ & \forall j \in T \\ & \text{Zona3} \left\{ \begin{array}{l} \text{flujo23}_j + \text{flujo13}_j = \text{flujoPE}_{j,Pipe1} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe1} = \text{flujoPE}_{j,Pipe2} + \text{flujoPE}_{j,Pipe3} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe2} = -d * \text{flujoAS2}_j \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe3} + \text{CI1}_j = \text{flujoPE}_{j,Pipe4} \\ \text{flujoPS}_{j,Pipe4} + \text{flujoPS}_{j,Pipe5} = \text{flujo35}_j \\ \text{flujoPE}_{j,Pipe5} = \text{regasificacionP1}_j + d * \text{flujoAS1}_j + \text{GN1}_j \\ \left| \text{flujoE}_{j,EC5} \right| = \frac{\left| \text{flujoPS}_{j,Pipe1} \right| + \left| \text{flujoPE}_{j,Pipe2} \right| + \left| \text{flujoPE}_{j,Pipe3} \right|}{2} \\ \left| \text{flujoE}_{j,EC6} \right| = \frac{\left| \text{flujoPS}_{j,Pipe3} \right| + \left| \text{CI1}_j \right| + \left| \text{flujoPE}_{j,Pipe4} \right|}{2} \end{array} \right. \end{aligned}$$

Lo interesante de esta estrategia es que se puede estudiar una zona concreta a un nivel muy elevado de detalle, sin tener que lidiar con la carga computacional que traería estudiar toda la RBG a este nivel. En la siguiente figura se muestra, por ejemplo, una configuración de ejecución posible, en la que se trabaja con las zonas II y III al nivel 2 de resolución, y con el resto de zonas al nivel 1. De nuevo las variables de decisión se presentan sombreadas, y las flechas que representan los flujos lo serán también. Las estaciones de compresión que han sido subrayadas son las que ya usábamos en el nivel 1 de transporte.

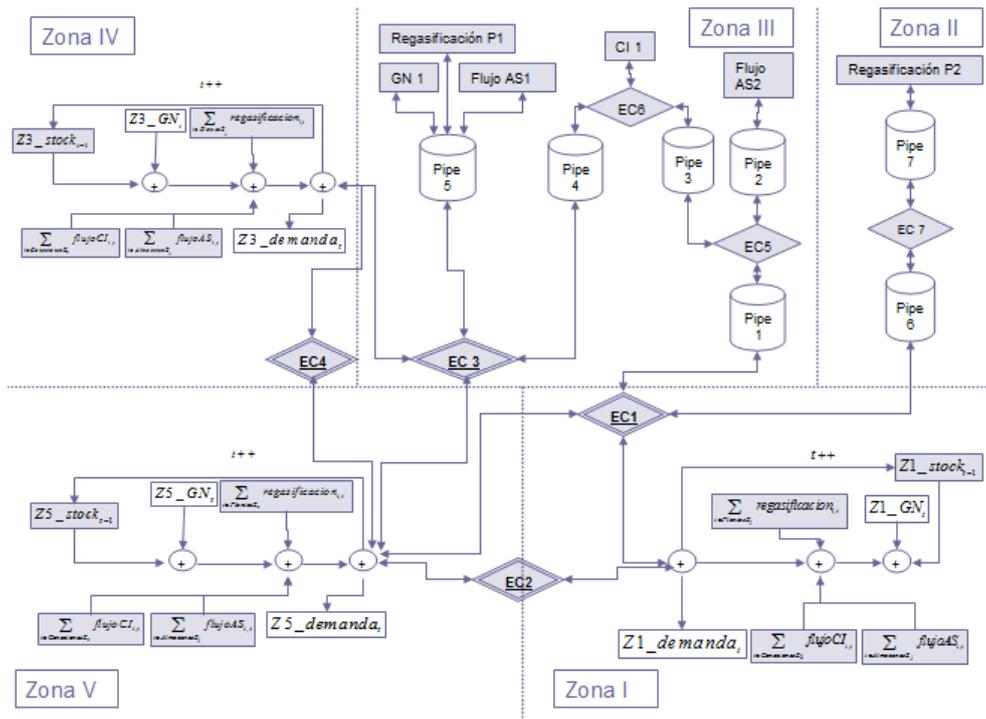


Figura 4.5 : Modelo de la red al ejecutar el transporte nivel 2 para las zonas II y III.

Este nivel 2 de resolución incluye en efecto los modelos de todos y cada uno de los elementos de transporte de la red, pero estos modelos son los constituidos, en el caso de los gasoductos, por el balance de flujos que se presentó en el apartado 4.2.1.1; y, en el caso de las estaciones de compresión, por el modelo simplificado de las mismas (apartado 4.2.1.2). Estos dos modelos han demostrado ser suficientes para estudiar el transporte del gas en la red, produciendo unos resultados que se ajustan al sistema real, como veremos más adelante. Sin embargo, si se deseara información a nivel de presiones en gasoducto y en las estaciones de compresión, podríamos introducir estos modelos en la red.

4.3.4 Nivel 3, transporte a nivel de presiones

Actualmente, este nivel de detalle, que incluye el comportamiento físico del gas en los elementos de transporte, y por tanto no linealidades en el modelo, ha sido probado en una topología sencilla, como es la de la Zona II, que se observa en la figura 4.6 Esta red puede parecer unidireccional, pero en algunos casos el gas podrá entrar desde otras zonas a la Zona II, por lo que se resulta fundamental haber contemplado la bidireccionalidad, como hicimos, a la hora de implementar los modelos a nivel de presiones.

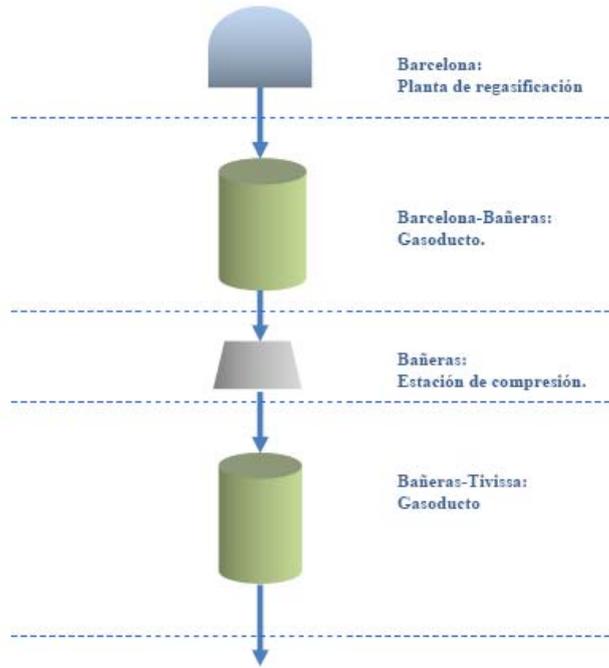


Figura 4.6: Zona II de la red española de gas natural.

Este modelo utiliza, además de los datos que ya se usaron en el nivel 2 de transporte, los datos correspondientes a los modelos físicos de los gasoductos y las estaciones de compresión. Lo mismo ocurre con las variables de decisión. En cuanto las restricciones, además de esto, deberemos incluir aquellas que relacionan los modelos de nivel 3 con la red de nivel 2, que se detalló en el apartado anterior.

La red presentada en la figura 4.6 se modela entonces como se muestra a continuación, tomando las restricciones del modelo de transporte nivel 2 para la zona II, y añadiendo las ecuaciones de continuidad de la presión:

$$RED \left\{ \begin{array}{l} regasificacionBCN = flujoPE_{pipe1} \\ flujoPS_{pipe1} = flujoC_{Bañeras} \\ flujoC_{Bañeras} = flujoPE_{pipe2} \\ p_{out,pipe1} = p_{in,ec} \\ p_{out,ec} = p_{in,pipe2} \end{array} \right.$$

Así, se ha creado un modelo versátil y extrapolable a otras infraestructuras, es decir a otras configuraciones: si quisiéramos incluir en el modelo de la red global otra zona, o tan solo otro gasoducto o estación implementado a este nivel, bastaría con relacionar las variables que son comunes a ambos niveles, estas son, los flujos a través de los elementos de transporte. Vimos también que, con el modelo realizado para las estaciones de compresión, la disposición de los turbocompresores dentro de las mismas

era fácilmente adaptable a diferentes configuraciones, por lo que tampoco traería dificultades añadir estaciones diferentes con este nivel de resolución.

4.4 Dimensiones espacial y temporal del modelo

Se han considerado dos dimensiones a la hora de modelar la red de gasoductos, la espacial y la temporal.

La dimensión espacial se corresponde, como hemos ido viendo, con los elementos de la red y la topología de la misma. Se ha organizado como una red de componentes relacionales, interconectados entre sí con una topología idéntica a la presentada por la red de gas, de manera que existe una correspondencia biunívoca entre los componentes del modelo y los elementos físicos de la red.

Cada componente viene entonces definido por un conjunto de variables internas, cuyos valores son compatibles con el comportamiento físico del elemento al que pertenecen, y un conjunto de variables externas, sometidas además a las restricciones que implementan las características de la red. A través de estas variables externas, y solo a través de ellas, interactúa cada elemento con el resto de la red.

La dimensión temporal impone el carácter multi-período del modelo: la planificación del sistema gasista se realiza tomando periodos de un día, y como hemos visto, la relación entre un periodo y el siguiente no se puede obviar: nuestro sistema es capaz de optimizar planes de operación de más de un mes, ofreciendo, como se requiere, resultados para cada día. A la hora de la implementación, esto exige una repetición del conjunto de restricciones espaciales un número de veces igual al número de unidades de tiempo (períodos) que tenga el intervalo de optimización. Esta repetición la hemos ido viendo en las restricciones: la instancia espacial del modelo correspondiente al período de tiempo t recibirá los valores de estado del tiempo anterior, $t-1$, y los datos de entrada conocidos para el tiempo t .

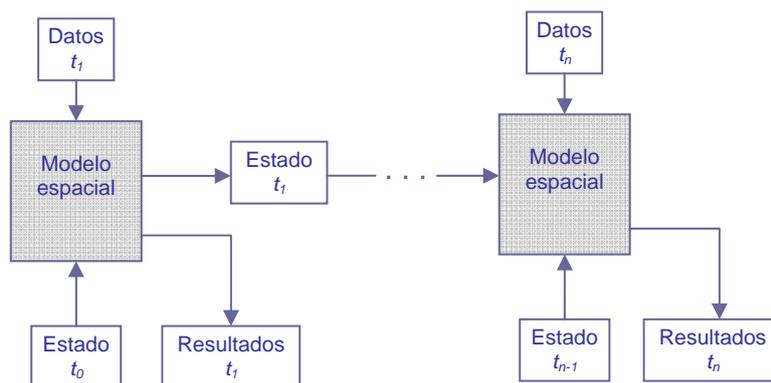


Figura 4.7 : Estructura multi-período del modelo.

4.5 Función objetivo

A lo largo de las bases físicas de nuestro problema, fuimos viendo los intereses del gestor técnico del sistema, y los costes que conllevan el transporte y la logística del gas. Así, nuestra función de costo tendrá diferentes términos, relativos a las descargas de buques, al balance residual del sistema o BRS, y a los autoconsumos de las estaciones de compresión.

4.5.1 Descargas de buques

Para minimizar los retrasos en los buques, se le asigna a cada buque programado y a cada día del periodo de optimización un cierto peso, resultando una matriz que llamamos $ventana_{b,t}$, que ya se utilizó en el modelado de las descargas. Recordemos que este peso valía 0 los días en que el buque no podía descargar, y tomaba valores mayores que cero los días permitidos de descarga, tomando el valor 1 el día de nominación, y valores crecientes a medida que la fecha se alejaba del mismo. Con esta estrategia resulta sencillo implementar el hecho de que queremos reducir al máximo posible los retrasos, basta multiplicar elemento a elemento las matrices $ventana_{b,t}$ y $programación_{b,t}$ (esta última era una matriz binaria, cuyos elementos valían 1 el día asignado a cada buque para la descarga).

$$coste_{descargas} = \sum_{i \in buques, j \in dias} ventana_{i,j} * asignacion_{i,j}$$

Tendremos un término de este tipo para cada planta de regasificación de la RBG.

Así, tendremos un costo relativo de unas descargas respecto de otras: cuanto más retraso tenga un buque, más peso constará en la función objetivo.

4.5.2 Balance residual del sistema

En las bases físicas se explicó que el gas de maniobra o BRS tenía también una componente económica importante. Así, a la hora de realizar la planificación se debe, en efecto, minimizar este BRS. Los excesos de gas respecto de la demanda de usuarios son igual de costosos que los defectos, y por tanto podemos expresar el costo mediante el valor absoluto de BRS.

$$coste_{brs} = \sum_{j \in dias} |brs_j|$$

4.5.3 Estaciones de compresión

El autoconsumo de las estaciones de compresión supone un gasto de alrededor del 5% del gas natural transportado. Operar de manera óptima sobre estas estaciones supone entonces una prioridad. La elección del modo de operación se debe hacer, en la medida de lo posible, de manera que las estaciones trabajen a la potencia mínima.

Dado que teníamos dos modelos posibles para las estaciones, el coste de las mismas en la función objetivo vendrá expresado según el modelo utilizado:

- En el modelo simplificado, obteníamos una configuración en función del caudal vehiculado. Esta configuración se traduce en un cierto número de

turbocompresores arrancados, por tanto se obtiene fácilmente el coste relativo de las diferentes configuraciones:

$$coste_{EC,modelo1} = \text{numero de turbos activados}$$

- En el modelo físico de las estaciones teníamos sin embargo la potencia consumida por cada configuración, la cual refleja directamente el costo de la utilización de la misma, por tanto, utilizando el vector de salida que nos detalla el punto de operación escogido se tiene:

$$coste_{EC,modelo2} = \text{configuracion}_4$$

No hay que perder de vista que en realidad el modelo tendrá una única función objetivo, que habrá de ser una combinación lineal de los presentados anteriormente. Además, estamos comparando factores con unidades muy diferentes (días, potencia, número de turbocompresores), por lo que se le ha asociado a cada uno de ellos un peso, que el usuario podrá controlar en función de sus preferencias, que pueden variar de un periodo de optimización a otro. Por ejemplo, un periodo concreto puede resultar prioritario que todos los barcos entren en fecha, mientras que otro puede resultar más importante acabar con un BRS muy pequeño. Esta flexibilidad nos la da el manejo de los pesos de cada uno de los factores de la función objetivo, que denotaremos por w .

Además de esto, el consumo de las estaciones de compresión deberá incluirse en la función de costo tal y como se esté utilizando; por tanto se le asocia también a este factor el conmutador que indica el modelo que se está utilizando para las estaciones. Además de esto, las estaciones intrazonales tan solo deberán incluirse en el coste en el caso de que la zona a la que pertenecen se esté ejecutando a nivel 2 de transporte, lo cual viene determinado por otro conmutador.

Finalmente, la función objetivo que se obtiene viene dada por la expresión siguiente:

$$coste = \sum_{i \in \text{días}} \left\{ w_{descargas} * coste_{descargas,i} + w_{brs} * coste_{brs,i} + w_{EC} \left(\sum_{j \in \text{Zonas}} Z_j * \sum_{k \in \text{Zona } j} \sum_{modelo=1}^2 EC_{modelo} * coste_{EC_k,modelo,i} \right) \right\}$$

A lo largo de este capítulo, hemos visto el diseño de un sistema de planificación automática para la red básica de gasoductos española. El modelo ha sido enfocado como un problema de optimización, y se ha implementado mediante programación lineal entera-mixta. Veamos qué puede ofrecernos este modelo.

Capítulo 5

Resultados

A continuación analizaremos los resultados obtenidos en cada uno de los tres niveles de transporte disponibles, y realizaremos una comparativa de los mismos para insistir en la utilidad de nuestro enfoque.

Las pruebas siguientes fueron ejecutadas en un Intel Core 2, CPU 2.4 GHz y 2 GB de memoria RAM. El modelo actual opera con 12,501 restricciones, 8,931 variables y 14,160 datos escalares.

5.1 Nivel 0

Al realizar una optimización con esta configuración de ejecución, se obtiene, para cada día, la planificación de los siguientes elementos:

- Resultados Globales:
 - Nivel de stock en gasoducto
- Resultados de las plantas de regasificación:
 - Producción
 - Días de descarga de los buques nominados
 - BRS
- Operación (inyección o extracción) en los almacenamientos
- Flujos en las conexiones internacionales

Así, seremos capaces de determinar, para cada día, las variables de decisión indicadas en sombreado en la figura siguiente.

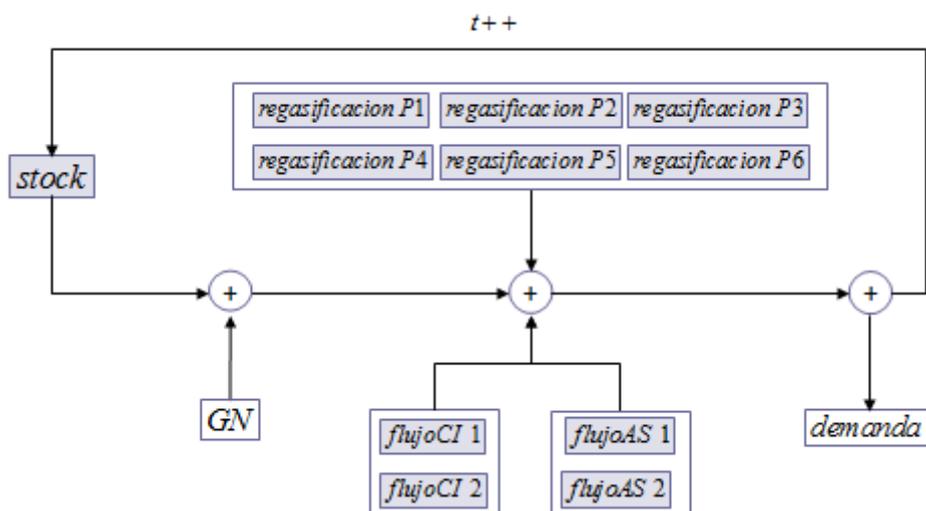


Figura 5.1: Variables obtenidas con la optimización de nivel 0

Disponemos ya de dos planificaciones tan importantes como son la modulación de las plantas, y la evolución del stock global a lo largo del periodo de optimización.

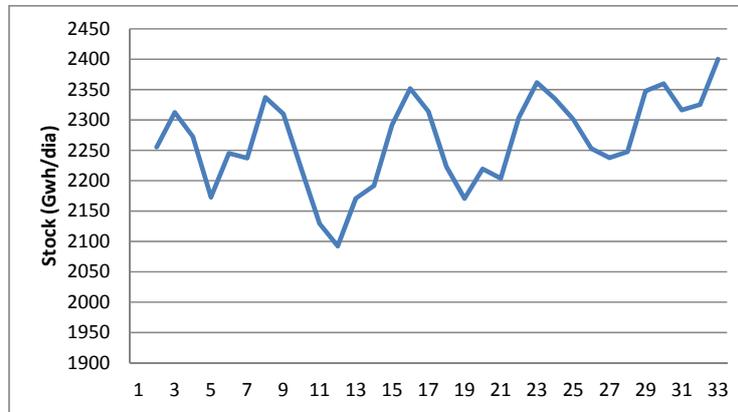


Figura 5.2.a: Evolución del stock global en gasoducto.

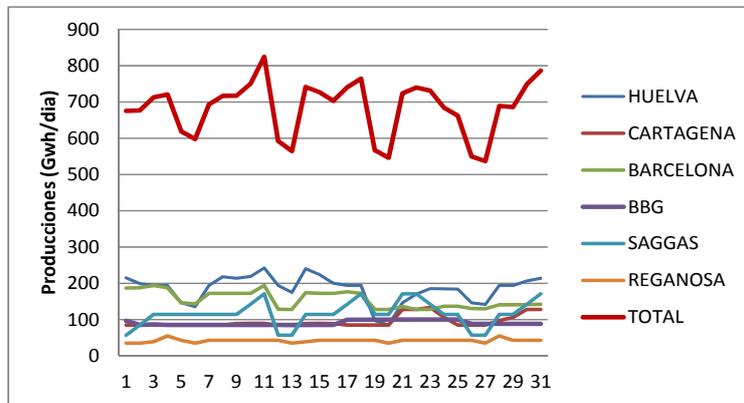


Figura 5.2.b: Evolución las regasificaciones.

Figura 5.2: Resultados de la optimización de nivel 0, para un periodo de optimización de 30 días.

Se aprecia cómo la producción se reduce en fines de semana, cuando la demanda decrece también. El gestor podrá ya saber con qué plantas se va a realizar esta modulación, y cuáles van a permanecer más estables.

5.2 Nivel 1 de transporte

Al ejecutar este tipo de optimización se obtiene, además de los resultados obtenidos mediante el nivel 0, los siguientes:

- Nivel de stock de cada zona
- Flujos de gas entre diferentes zonas
- Configuración de las estaciones de compresión situadas entre zonas

Si comparamos los resultados que son comunes al nivel 0 y al nivel 1 de transporte, vemos como el nivel 0 nos daba resultados muy razonables en cuanto a dichas variables comunes, requiriendo a su vez de menos información (menos datos de entrada) y menos restricciones, lo cual se refleja en un menor tiempo de cómputo, como veremos más adelante. En la figura 5.3 se observan, por ejemplo, la evolución del stock global en gasoducto, así como la modulación de la producción en la planta de Barcelona.

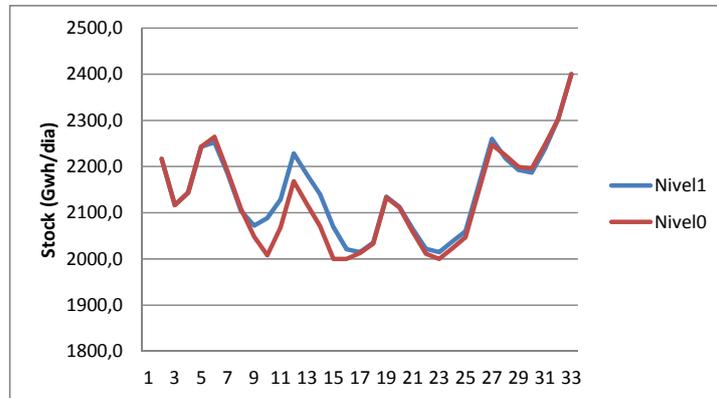


Figura 5.3.a: Evolución del stock global en gasoducto.

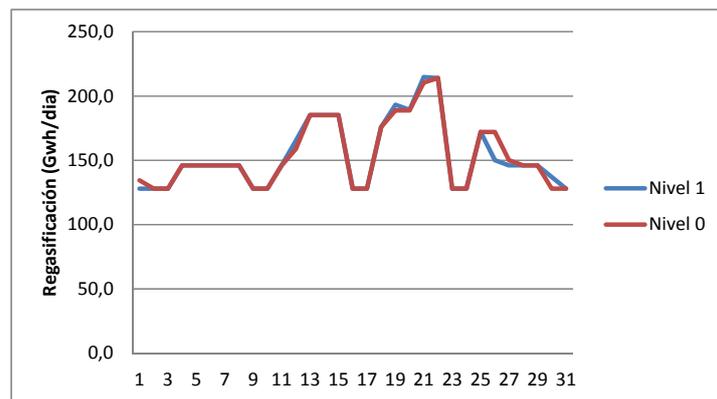


Figura 5.3.: Evolución la producción de la planta de Barcelona.

Figura 5.3: Comparativa de las optimizaciones de nivel 0 y 1, para un periodo de optimización de 30 días

Vemos como, si nuestros intereses no van más allá de los resultados que nos proporciona el nivel 0, no nos hará falta ejecutar un nivel de mayor detalle. En efecto, las tendencias de las producciones y del stock en gasoducto son muy similares en ambos casos. Ahora bien, este nivel nos resuelve parte del problema de transporte que nos interesa, y disgrega el stock global en las cinco zonas de que se compone la península, lo cual ayuda al gestor a localizar el gas, como se aprecia en la figura siguiente.

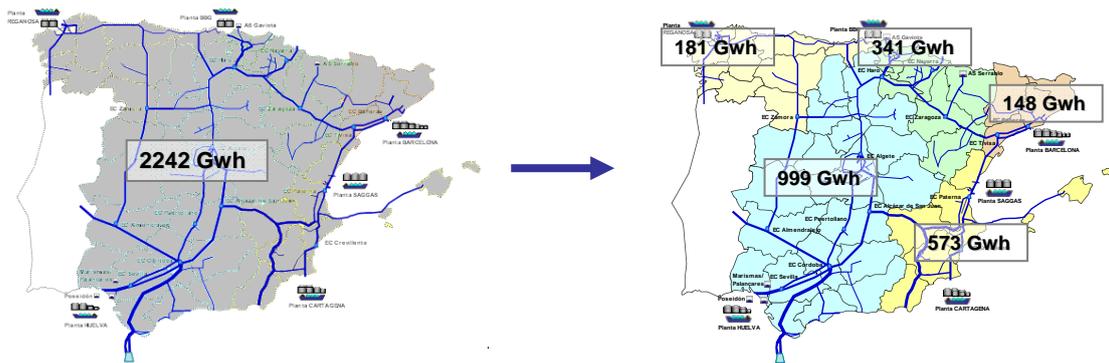


Figura 5.4: Localización del stock mediante el nivel 1 de transporte.

Veamos ahora qué nos ofrece la optimización del sistema a nivel de tramos.

5.3 Nivel 2 de transporte

Además de los resultados que nos proporcionaba el nivel 1, tras una optimización a nivel 2 de transporte, dispondremos, para las zonas seleccionadas, de lo siguiente:

- Nivel de stock cada tramo
- Flujos de gas a la entrada y a la salida de cada tramo
- Configuración de las estaciones de compresión situadas dentro de las zonas

Tendremos entonces todos los flujos y variables de decisión sombreadas de las figuras 4.4 y 4.5, para las zonas ejecutadas a este nivel. Ejecutando todas las zonas a nivel 2 de transporte dispondremos por fin de todos los movimientos de gas que tienen lugar en la red.

Podemos comparar los resultados que se obtienen al ejecutar este nivel de transporte, respecto de los obtenidos al ejecutar el nivel 0, y el 1, mediante ciertas variables de decisión que son comunes a los tres: el stock global en gasoducto y la producción en plantas.

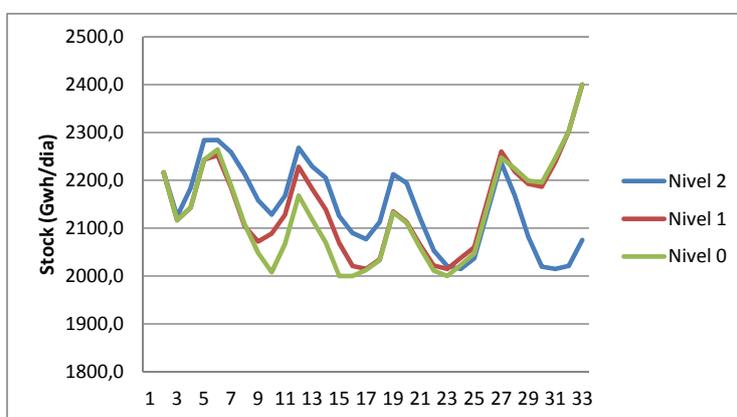


Figura 5.5: Comparativa de la evolución del stock obtenida mediante los diferentes niveles de transporte.

Se observa en la figura 5.5 que este nivel de transporte nos da resultados más equilibrados, ya que no se dispara el stock los últimos días del periodo. Esto nos deja pensar que, en estos últimos días, al ejecutar los niveles 0 y 1 de transporte, el sistema lleva las restricciones al límite, puesto que está menos restringido, ya que no tiene que ser coherente con los días siguientes. En efecto, si nos fijamos en los resultados obtenidos hasta el día 27 del mes, son muy parecidos (la máxima variación de un nivel a otro supone un error relativo de menos del 7,5%).

El aumento de stock los últimos días en los niveles 0 y 1, se traduce en ciertas plantas con una aumento del gas regasificado que se inyecta a la red (figura 5.6), vemos por ejemplo en la figura 5.6.a, que la producción dada por el nivel 2 de transporte permanece siempre por debajo de la regasificación obtenida en las ejecuciones de menor resolución.

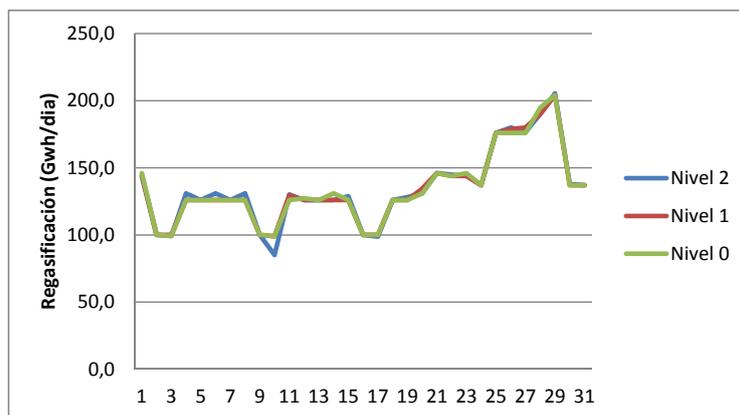


Figura 5.6.a: Planificación de la producción en la planta de Bilbao.

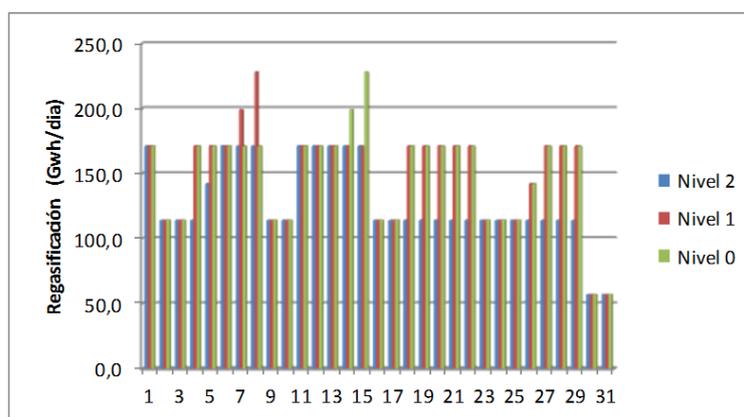


Figura 5.6.b : Planificación de la producción en la planta de Sagunto.

Figura 5.6: Comparativa de las producciones en plantas de regasificación obtenidas mediante los diferentes niveles de transporte.

Otra comparativa que se puede hacer entre el nivel 1 y el nivel 2 de transporte, es la de los puntos de operación de las estaciones de compresión inter-zonales. En este caso, la correspondencia entre los resultados es del 95%, en un estudio realizado en 10 periodos de optimización diferentes.

Si comparamos el nivel 2 de transporte, ejecutando todas las zonas a nivel de tramos, con el mismo nivel 2 de transporte pero eligiendo tan solo dicha resolución para la zona que nos interesa, demostraremos que no hace falta optimizar toda la red a este nivel si tan solo estamos interesados en una parte de ella. En efecto, los stocks zonales se mantienen similares, y las estaciones de compresión de cada zona tienen configuraciones prácticamente idénticas.

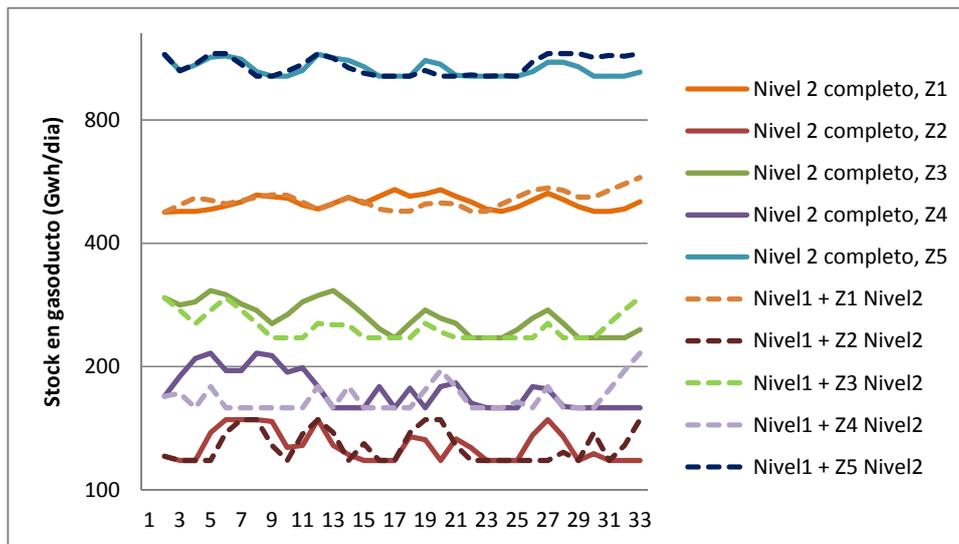


Figura 5.7: Comparativa de las producciones en plantas de regasificación obtenidas mediante distintas configuraciones del nivel 2. Escala logarítmica.

En la figura 5.8 se muestra una de las estaciones cuya configuración cambia de una ejecución a otra, sin embargo se observa que la tendencia sí que se conserva, la diferencia está entre elegir uno, o dos turbocompresores, pero la estación habrá de estar arrancada.

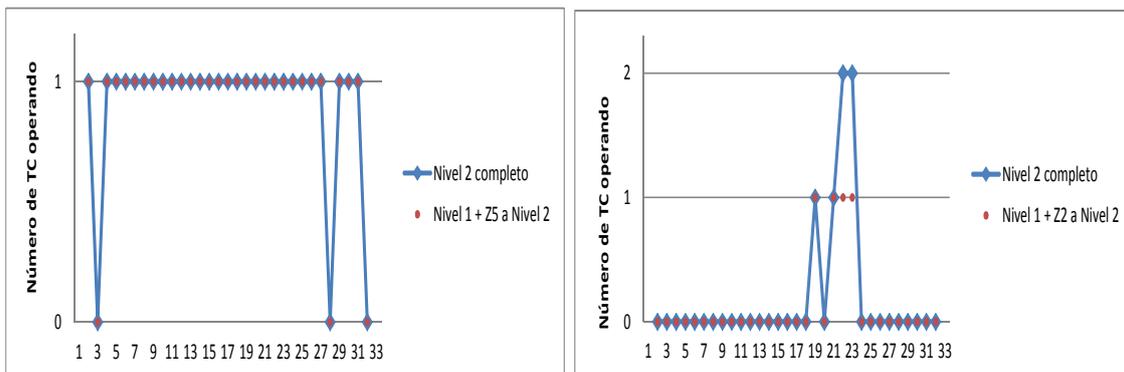


Figura 5.8: Comparativa de la planificación en estaciones de compresión obtenidas mediante distintas configuraciones del nivel 2.

Finalmente, se muestra en la tabla 5.1 una comparativa de los resultados hallados en cada nivel, frente al tiempo de cómputo. Ya hemos destacado la capacidad de los niveles con menos resolución para obtener resultados muy próximos a los de mayor nivel de detalle; estudiemos ahora en qué afecta la elección del nivel de transporte al tiempo de cómputo.

La escasa diferencia entre el nivel 0 y 1 nos permite en efecto decir que la producción y el stock resultante que determina el nivel 0 es aceptable, podrá ser utilizada sin dar lugar a error aunque no se ejecute un nivel de más detalle, aunque el ahorro de tiempo no es demasiado significativo. Entre el nivel 1 y el 1+2 la producción sí que cambia algo más, pero la precisión sobre las estaciones de compresión interzonales y por tanto sobre los movimientos de gas entre las zonas es suficiente sin necesidad de ejecutar configuraciones con mayor resolución, lo que ya supone un ahorro de tiempo bastante significativo. Finalmente, entre la configuración 4 y la 3 las diferencias son también pequeñas, lo cual nos confirma que, si queremos conocer el transporte dentro de tan solo una o dos zonas, podremos ejecutar una configuración de tipo 3, sin necesidad de estudiar todo el sistema al máximo detalle, con el aumento del tiempo y del esfuerzo de cómputo que esto conlleva.

El escenario que estamos estudiando está en efecto bastante ajustado, y esta implementación por niveles nos permite trabajar con una configuración más general, ahorrando tiempo de cómputo sin por ello obtener malos resultados.

Nivel	Tiempo de cómputo (s)	Stock	Regasificaciones	Stocks Zonales	Estaciones inter-zonales	Estaciones intra-zonales
0	19.18	-	-	-	-	-
1	26.48	1,7 %	7,4 %		-	-
1+2 (*)	134.98	3,0 %	12,1 %	8,9 %	1,6 %	-
2	>2400	3,0 %	2,3 %	7,4 %	1,6 %	4,2 %

(*) Nivel 1 + Zonas 4 y 5 a Nivel 2

Tabla 5.1. Comparativa general de los distintos niveles de transporte.

La comparación de las variables viene dada en porcentaje y representa el error relativo entre cada nivel y el inmediatamente superior.

La conclusión que nos permite sacar este estudio es que nuestro enfoque ha permitido crear un modelo cuya precisión no sufre demasiado cuando elegimos un nivel de transporte más generalizado, que conlleva sin embargo un ahorro de tiempo importante.

5.4 Nivel 3 de transporte

Evaluaremos en primer lugar los resultados de la aproximación lineal realizada para determinar la relación entre presiones y flujo en un gasoducto. Tras esto, analizaremos los resultados de la optimización de la zona II, para resaltar la información que nos puede dar este enfoque de modelado. Este modelo optimiza el autoconsumo de una estación de compresión a lo largo de un día. No se trata así de un modelo multiperiodo.

5.4.1 Resultados de la linealización

Comparemos los resultados que se obtienen de la linealización con los que se obtienen mediante la ecuación (4.2) sin linealizar. Para ello, fijaremos dos de las tres variables que entran en juego, para estudiar la tercera de ellas, obtenida de la ejecución del modelo y de la expresión exacta. La variable que se deja libre en cada caso se muestra en negrita. Como vimos en el modelado del balance de presiones, la matriz de caudales es simétrica, por tanto basta con variar una de las presiones para ilustrar estos resultados:

Cálculo mediante linealización			Cálculo directo	Error relativo
pin	pout	q		
45,50	47,10	11,92	q = 12,17	-2,09%
45,50	60,30	39,55	q = 39,57	-0,04%
45,50	71,80	55,54	q = 55,54	-0,01%
55,50	57,00	12,80	q = 12,99	-1,48%
55,50	62,90	29,58	q = 29,60	-0,06%
55,50	71,80	45,55	q = 45,55	-0,01%
65,10	66,00	10,30	q = 10,86	-5,17%
65,10	71,80	30,25	q = 30,29	-0,12%
50,00	51,00	10,05	q = 10,05	0,00%
65,00	61,84	20,00	pout = 61,85	-0,02%
65,00	51,23	40,00	pout = 51,23	-0,01%

Tabla 5.2. Resultados de la linealización de restricciones.

Vemos que los errores relativos cometidos al utilizar la ecuación linealizada mediante el método escogido son muy pequeños, en general menores del 1%. Cabe destacar que, en algún caso concreto, sí que el error es algo grande, de hasta 5%. Para solucionar esto, si requiriéramos mucha más precisión, bastaría con tomar unos intervalos entre presiones menores que los que hemos escogido, que eran uniformes y de 1 bara, a la hora de generar la matriz que nos da los caudales. En nuestro problema, esta precisión es sin embargo suficiente, ya que el sistema sirve para dar un esquema general del estado de la red; y uno de sus objetivos principales es minimizar los autoconsumos de las estaciones de compresión, que, en efecto, no van a variar por una desviación en caudal del 5%.

5.4.2 Resultados de la optimización

A continuación se muestran los resultados de varias optimizaciones, cambiando de una a otra la demanda a satisfacer. Para valores diferentes de la regasificación y la demanda, para un día concreto. Se aprecia como la relación de presiones y los requisitos de la red son respetados: el sistema nos da en efecto la configuración válida con el menor coste posible.

	Gasoducto 1				
	$P_{entrada}$	P_{salida}	$Flujo_{entrada}$	$Flujo_{salida}$	$Demanda$
Caso 1	61	54	79	76	0
Caso 2	70	54	130	102	10
Caso 3	69	46	150	130	20

	Gasoducto 2				
	$P_{entrada}$	P_{salida}	$Flujo_{entrada}$	$Flujo_{salida}$	$Demanda$
Caso 1	54	47	76	86	0
Caso 2	58	46	102	102	10
Caso 3	66	48	130	125	10

	Estación de compresión						
	Turbocompresor 1			Turbocompresor 2			Coste total
	$P_{entrada}$	P_{salida}	coste	$P_{entrada}$	P_{salida}	coste	
Caso 1	54	54	0	54	54	0	0
Caso 2	54	62	3136	54	54	0	3136
Caso 3	46	70	9889	46	62	6919	16808

Tabla 5.3. Resultados del nivel 3 de transporte.

Las presiones se presentan en bara, y los flujos en Gwh.

Todas estas optimizaciones duraron menos de 2 minutos, lo cual es un tiempo de cómputo manejable a la hora de utilizar este sistema para planificar un periodo en una red de gasoductos. De hecho, como venimos viendo, en la forma de trabajar sobre los planes de operación en el caso de la red española, se cuenta con periodos de un día.

Los resultados obtenidos son operacionalmente viables, y pueden proporcionar configuraciones poco evidentes, a priori, para minimizar los costes de autoconsumo.

Cabe sin embargo destacar que, como hemos visto, esta ejecución optimiza el autoconsumo de la estación durante un solo día o periodo. Es fácil adivinar, realizando una comparación con los tiempos del modelo completo, que si esta implementación fuese multiperiodo la carga computacional crecería notablemente: en la tabla 5.1 se muestra una ejecución de nivel 1, con las zonas IV y V a nivel 2, para un intervalo de tiempo de 30 días, y se observa que el tiempo de resolución era de 135s, similar a los dos minutos que podían llegar a tomar las ejecuciones de este nivel 3.

Así, la integración de este nivel de resolución en el modelo de la red básica de gasoductos habría de hacerse teniendo en cuenta esto. Esto forma parte de los trabajos futuros de este proyecto.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha desarrollado el diseño de un sistema automático para la planificación óptima de una red de gas natural que cuenta con tres fuentes de suministro: plantas de regasificación, almacenes subterráneos y conexiones internacionales. La red es operada en un mercado liberalizado por el gestor técnico del sistema, que debe asegurar la coordinación entre las distintas comercializadoras de gas de una forma objetiva y transparente, mientras satisface la demanda y mantiene la red en condiciones técnicas de seguridad.

La implementación del sistema se ha enfocado como un problema de optimización, siendo el núcleo central del sistema un modelo matemático de programación lineal entera-mixta (MILP). El modelo planifica el transporte del gas a lo largo de un cierto periodo de optimización, con los siguientes objetivos a minimizar:

- Los retrasos en la planificación de descargas de los buques metaneros respecto a la nominación original.
- Los autoconsumos de las estaciones de compresión.
- La diferencia entre la producción demandada por los usuarios y la planificada, en los tres suministros de la red.

El sistema se ha implementado para la red básica de gasoductos españoles, y presenta tres niveles de precisión: un nivel sin transporte, que realiza un balance global de la red; un modelo intermedio, que gestiona el transporte entre las cinco zonas en que se divide la red, y realiza un balance global dentro de cada una de las zonas; y el tercer nivel, que modela la red tramo a tramo dentro de las zonas que deseemos tratar con esa resolución. Esta estrategia ha demostrado ser muy útil, ya que se obtienen resultados correctos y fiables desde el nivel de menor resolución: la precisión de las variables de decisión obtenidas no se ve afectada, mientras que se ahorra tiempo de cómputo.

Esto se debe en efecto a que estamos tratando con un sistema muy limitado, lo cual justifica la utilidad de nuestra herramienta: de la dificultad de gestionar el transporte de forma manual surge la necesidad de una automatización de este tipo. El sistema está implantándose en el GTS español, que ahora mismo reside en la empresa Enagás.

Además de esto, se ha implementado, para la Zona II de la red básica de gasoductos, un modelo que contempla los elementos de transporte a nivel físico, esto es, no sólo los movimientos de flujo sino también las presiones dentro de los mismos.

Cabe destacar finalmente que se ha creado un modelo fácilmente extrapolable a otras infraestructuras, es decir a otras configuraciones, tanto de la red como de los turbocompresores de que se dispone dentro de las estaciones de compresión. Así, esta estrategia permitiría también, de una forma sencilla y sin tener que crear un modelo desde cero, ayudar a tomar decisiones a la hora de diseñar una red o ampliarla, como por ejemplo, ante la decisión de dónde convendría poner un almacenamiento, o si sería ventajoso poner un turbocompresor más en una estación de compresión, etc.

6.2 Trabajos futuros

Las propuestas de los usuarios técnicos del sistema, así como los intereses académicos del trabajo realizado, nos sugieren las siguientes líneas futuras de investigación:

- Introducir las presiones en el modelo de transporte para los gasoductos y las estaciones de compresión, de manera que el usuario pueda escoger aquellos elementos cuyo comportamiento físico quiera que intervengan en la optimización.
- Implementar un modelo complementario capaz de interpretar las causas de las posibles insatisfacibilidades del sistema frente a unos datos determinados. Este tema se podría abordar calculando los conjuntos mínimos de restricciones que se han de eliminar para que el problema sea satisfacible, así como introduciendo de manera selectiva variables *slack* auxiliares y minimizando el modelo respecto a dichas variables.
- Diseñar un sistema para realizar análisis empírico de sensibilidad usando técnicas de barrido para los parámetros de interés.

Referencias y Bibliografía

- [1] Goslinga, J., Kaulback, M., Witczak, K. y McNeill, B. "A Method for Pipeline Network Optimization", *ASME Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Volume V., Pipeline Technology, pp.31-43, 1994.
- [2] Osiadacz, A.J. y Bell, D.J. "Simplified Algorithm For Optimization Of Large-Scale Gas Networks", *Optimal Control Applications and Methods*, Vol. 7, pp. 95-104, 1986.
- [3] Rachford, Jr. H.H. y Carter, R. G. "Optimizing Pipeline Control In Transient Gas Flow", *Pipeline Simulation Interest Group*, 32nd Annual Meeting, 2000.
- [4] Shaw, D.C. "Pipeline System Optimization: A Tutorial", *Pipeline Simulation Interest Group*, 26th Annual Meeting, San Diego, CA, October, 1994.
- [5] Sung, W., Huh, D., Lee, J. y Kwon, O. "Optimization of Pipeline Networks with a Hybrid MCST-CD Networking Model", *SPE Production and Facilities*, pp. 213-219, August 1998.
- [6] Wilson, J.G, Mallinson, J.R. y Ceney, J.E. "Simulation and Optimization of Gas Transmission Systems", *Int. Gas Research Conference*, pp.373-385, 1986.
- [7] Percell, P.B. y Ryan, M.J. "Steady-State Optimization of Gas Pipeline network Operation", *Pipeline Simulation Interest Group*, Annual Meeting, Tulsa, Oklahoma, October 22-23, 1987.
- [8] Tsal, R.J., Gordon, E., Simpson, K.O. y Olson, R. R. "Optimal Gas Pipeline Design via Dynamic Programming with Variable Stages", *Pipeline Simulation Interest Group*, Annual Meeting, New Orleans, LA, October 30-31, 1988.
- [9] Gopal, V.N. "Techniques to optimize fuel and compressor combination selection", *American Gas Association Transmission Conference*, 1979.
- [10] Zimmer, H.I.. "Calculating optimum pipeline operations, *American Gas Association Transmission Conference*, 1975.
- [12] Short, M. y Meller, S.H. "Elements of Comprehensive Pipeline Optimization", *International Pipeline Conference*, Volume 2, pp. 1211-1220, 1996.
- [13] Bolkan, Y.G., Mehrotra, A.K. y Hastaoglu, A.M. "Development of an Efficient Algorithm for Optimal Pipeline Design and Operation", *ASME Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, Volume V-B, Pipeline Technology, pp.517-524, 1992.
- [14] Carter R. "Pipeline optimization: Dynamic programming after 30 years", *Pipeline Simultaion Interest Group*, URL: www.psig.com, 1998.
- [15] Goldberg, D.E. y Kuo, C.H. "Genetic Algorithms in Pipeline Optimization", *Pipeline Simulation Interest Group*, Annual Meeting, Albuquerque, New Mexico, October 24-25, 1985.
- [16] Goldberg, D. E. "Computer-Aided Pipeline Operation Using Genetic Algorithms and Rule Learning. Part I: Genetic Algorithm in Pipeline Optimization", *Engineering with Computers*, Vol 3 (1), pp. 35-45, 1987.

- [17] Wright S., Somani M., y Ditzel C.. “Compressor station optimization”, *Pipeline Simulation Interest Group*, Denver, Colorado, October 1998.
- [18] Smeers, Yves y De Wolf, Daniel. “The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm”, *MANAGEMENT SCIENCE*, Vol. 46, Nr. 11:1454.1465, 2000.
- [19] Sekirnjak, E. “Mixed Integer Optimization for Gas Transmission and Distribution Systems”, *INFORMS Meeting*, Seattle, October 1998.
- [20] Ruz José, Sáenz Fernando, y de la Cruz Jesús. “Modeling Natural Gas Networks for Planning and Scheduling”, *Proc. 4th Workshop on Constraint Programming For Decision and Control*, Poland, pp. 17-24, 2002.
- [21] Möller, M., “Mixed Integer Models for the Optimisation of Gas Networks in the Stationary Case”, *PhD thesis*, Technische Universität Darmstadt, 2004.
- [22] Wu, S., Ríos-Mercado, R. Z., Boyd, E.A y Scott, L.R., “Model Relaxations for the Fuel Cost Minimization of Steady-State Gas Pipeline Networks” *Mathematical and Computer Modelling*, 31(2-3):197-220, 2000.
- [23] Martin, A., Möller, M., y Moritz, S., “Mixed integer models for the stationary case of gas network optimization”, *Math. Programming*, v105, pp. 563-582, 2006.
- [24] Van der Hoeven, T., “Constrained Network Simulation”, *PSIG* 0311, 2003.
- [25] Letniowski, F. W., “Compressor Station Modelling in Networks”, *PSIG*, 1993.
- [26] Carter, R. G., “Compressor Station Optimization: Computational Accuracy and Speed”, *PSIG*, 1996.
- [27] Herrán González, A., “Modelado, Planificación y Control de Sistemas de Distribución de Gas y Derivados del Petróleo”, *Tesis Doctoral*, Universidad Complutense de Madrid, 2008.

