

Universidad Complutense de Madrid

Universidad Nacional de Educación a Distancia



Master en Ingeniería de sistemas y control

**MODELO DE PROGRAMACIÓN ENTERA-MIXTA DE
LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE UNA
RED DE GAS NATURAL. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD
Y SIMULACIÓN FÍSICA DE LA RED.**

Memoria presentada por

Elena Pastuschuk estepa

Bajo la dirección de

José Jaime Ruz Ortiz

Jesús Manuel de la Cruz García

Curso Académico 2013/2014

Febrero 2014

Master en Ingeniería de sistemas y control

**MODELO DE PROGRAMACIÓN ENTERA-MIXTA DE
LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE UNA
RED DE GAS NATURAL. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD
Y SIMULACIÓN FÍSICA DE LA RED.**

Proyecto tipo B

Memoria presentada por

Elena Pastuschuk estepa

Bajo la dirección de

José Jaime Ruz Ortiz

Jesús Manuel de la Cruz García

AUTORIZACIÓN.

Autorizamos a la Universidad Complutense y a la UNED a difundir y utilizar con fines académicos, no comerciales y mencionando expresamente a sus autores, tanto la memoria de este Trabajo Fin de Máster, como el código, la documentación y/o el prototipo desarrollado.

Firmado:

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'ELP' with a stylized flourish at the end.

Elena Pastuschuk Estepa

RESUMEN.

En este trabajo se desarrolla un modelo matemático de los almacenamientos subterráneos de gas natural para su incorporación al sistema general de optimización. El modelo de almacenamientos construido bajo el paradigma de la programación lineal entera mixta, presenta tres modos de operación y contempla, el cambio de periodos de inyección a extracción o viceversa dentro del intervalo temporal de optimización. Además del modelo de almacenamientos, también se diseñan para el sistema de optimización dos módulos, uno que permita la realización de estudios de sensibilidad y coste y otro que permita la detección de las causas que provocan la aparición de soluciones no factibles. Por último se elabora una herramienta de simulación en MATLAB del comportamiento físico de una red de gas natural para validar las planificaciones propuestas por el sistema de optimización logística.

Palabras clave: *Almacenamientos subterráneos, estudio de costes, estudio de sensibilidad, optimización, planificación logística, programación matemática, red de gaseoductos, simulación del comportamiento físico y soluciones no factibles.*

ABSTRACT.

This paper presents a mathematical model for the underground storage facilities of natural gas to be included into a general optimization system. The underground storage facility model is built under the paradigm of mixed integer linear programming. It has three operating modes and it contemplates the change between injection periods and extraction period. Besides the storage facilities model, two new modules for an optimization system was designed. The first one allows sensitivity and cost studies and the second one allows the detection of infeasibility causes. Finally, we developed a MATLAB simulation tool of the physical behavior of a natural gas network to check either the results of the logistic optimization are valid or not.

Keywords: *Cost study, infeasible solutions, logistic planning, mathematical programming, optimization, pipeline network, sensitivity study, simulation of the physical behavior and underground storage facility.*

ÍNDICE.

LISTAS DE FIGURAS Y TABLAS	7
<hr/>	
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Objetivos y planteamiento del problema.	14
1.2. Organización de la memoria.	15
<hr/>	
CAPÍTULO 2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL.	16
2.1. Objetivos del capítulo.	17
2.2. Bases físicas del funcionamiento de los almacenamientos subterráneos.	18
2.2.a. Tipos de almacenamientos subterráneos.	18
2.2.b. Estructura física.	20
2.2.c. Modelación computacional estocástica.	21
2.2.d. Instalaciones de almacenamientos subterráneos en España.	22
2.3. Modelado de los almacenamientos subterráneos.	23
2.3.a. Características y requisitos generales para el modelo de programación matemática.	23
2.3.b. Modelado del reparto de una cantidad de gas en función de unos escalones de saturación.	24
2.3.c. Modelado del modo de operación de reparto de la desviación de stock.	28
2.3.d. Modelado del modo de operación de modulación libre.	29
2.3.e. Modelado del modo de operación de modulación libre.	29
2.3.f. Función de coste	30
2.4. Resultados	31
2.4.a. Modo de operación de reparto de la desviación del stock en función de escalones de saturación.	31
2.4.b. Modo de operación de modulación libre.	36
2.4.c. Modo de operación de cantidades fijas.	38
<hr/>	
CAPÍTULO 3. MÓDULO PARA EL ESTUDIO DE LA SENSIBILIDAD. IDENTIFICACIÓN DE CAUSAS DE SOLUCIONES NO FACTIBLES.	40
3.1. Objetivos del capítulo.	41
3.2. Separación de los términos de penalización y coste en la función objetivo.	42
3.3. Módulo para el estudio empírico de la sensibilidad.	43

3.4. Aplicaciones del módulo de estudios de sensibilidad.	44
3.4.a. Estudio de sensibilidad de los pesos de los términos relacionales con la Operación BRS de la función de coste.	45
3.4.b. Utilización del módulo de estudio de sensibilidad para asignar un coste económico a términos de precio desconocido.	49
3.5. Identificación de las causas de soluciones no factibles.	59
<hr/>	
CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO FÍSICO DE LA RED	63
4.1. Objetivos del capítulo.	65
4.2. Fundamentos teóricos: comportamiento de un gas en el interior de un tubo, funcionamiento de las estaciones de compresión.	65
4.2.a. Comportamiento del gas en el interior de un tubo.	66
4.2.b. Funcionamiento de las estaciones de compresión.	67
4.3. Construcción del modelo de la red.	69
4.3.a. Estructura de datos.	69
4.3.b. Variables y términos, funciones y bloques de código.	70
4.3.c. Problema de optimización de los lazos.	73
4.3.d. Modelado del sistema.	74
4.4. Resultados.	75
<hr/>	
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.	83
5.1. Conclusiones.	83
5.2. Trabajos futuros.	84
<hr/>	
REFERENCIAS.	85

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

FIGURAS.	Página
Figura 1.1. Sistema Gasista Español	12
Figura 2.1. Significado de los periodos de extracción e inyección del sistema.	17
Figura 2.2. Gasómetro de la Troy Gas Light Company (Rensselaer County, New York).	18
Figura 2.3. Estructura de un almacenamiento en rocas porosas (almacenamiento de Serrablo).	19
Figura 2.4. Sección transversal de una instalación de almacenamiento en una cavidad salina.	19
Figura 2.5. Esquema de la estructura del almacenamiento acuífero de Yela	20
Figura 2.6. Identificación de fallas y cimas como parte del modelo geológico del yacimiento de Chicontepec, México.	21
Figura 2.7. Sección horizontal de la distribución de linotipos como parte del modelo petrofísico del yacimiento de Chicontepec, México.	21
Figura 2.8. Ubicación de los almacenamientos subterráneos en la red de gas Española.	22
Figura 2.9. Escalonamiento de la inyección y extracción de gas de los almacenamientos.	23
Figura 2.10. Reparto de la demanda en función de los escalones de saturación.	24
Figura 2.11. Definición del vector $binAlm$ y las cantidades V_c y V_b .	25
Figura 2.12. Estrategia para la generación de $binAlm1$.	25
Figura 2.13. Forma de utilizar el vector auxiliar $pesoBin$ para generar $binAlm1$.	27
Figura 2.14. Definición de las variables V_i y V_s	28
Figura 2.15. Extracción. Falta gas para llegar al stock objetivo.	28
Figura 2.16. Inyección. Sobra gas para llegar al stock objetivo.	28
Figura 2.17. Extracción. Sobra gas para llegar al stock objetivo.	29
Figura 2.18. Inyección. Falta gas para llegar al stock objetivo.	29
Figura 2.19. Términos de la función de coste del sistema SPOL(RBG).resaltados en naranja aparecen los términos de la función de coste relacionados con este capítulo.	30
Figura 2.20. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Abril de 2013.	32
Figura 2.21. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Mayo de 2013.	32
Figura 2.22. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Junio de 2013.	32
Figura 2.23. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Julio de 2013.	32
Figura 2.24. Programación de los almacenamientos en el mes de Abril de 2013.	32

Figura 2.25.	Programación de los almacenamientos en el mes de Mayo de 2013.	32
Figura 2.26.	Programación de los almacenamientos en el mes de Junio de 2013.	33
Figura 2.27.	Programación de los almacenamientos en el mes de Julio de 2013.	33
Figura 2.28.	Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Noviembre de 2013.	34
Figura 2.29.	Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Diciembre de 2013.	34
Figura 2.30.	Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Enero de 2014.	34
Figura 2.31.	Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Julio de 2013.	34
Figura 2.32.	Programación de los almacenamientos en el mes de Noviembre de 2013.	35
Figura 2.33.	Programación de los almacenamientos en el mes de Diciembre de 2013.	35
Figura 2.34.	Programación de los almacenamientos en el mes de Enero de 2014.	35
Figura 2.35.	Programación de los almacenamientos en el mes de Febrero de 2014.	35
Figura 2.36.	Programación de los almacenamientos en el mes de Abril de 2013. Modulación libre.	36
Figura 2.37.	Programación de los almacenamientos en el mes de Mayo de 2013. Modulación libre.	36
Figura 2.38.	Programación de los almacenamientos en el mes de Junio de 2013. Modulación libre.	37
Figura 2.39.	Programación de los almacenamientos en el mes de Julio de 2013. Modulación libre.	37
Figura 2.40.	Programación de los almacenamientos en el mes de Noviembre de 2013. Modulación libre.	37
Figura 2.41.	Programación de los almacenamientos en el mes de Diciembre de 2013. Modulación libre.	37
Figura 2.42.	Programación de los almacenamientos en el mes de Enero de 2014. Modulación libre.	37
Figura 2.43.	Programación de los almacenamientos en el mes de Febrero de 2014. Modulación libre.	37
Figura 2.44.	Programación de los almacenamientos en los meses de Abril y Mayo de 2013. Cantidades fijas.	38
Figura 2.45.	Programación de los almacenamientos en los meses de Junio y Julio de 2013. Cantidades fijas.	38
Figura 2.46.	Programación de los almacenamientos en los meses de Noviembre y Diciembre de 2013. Cantidades fijas.	39
Figura 2.47.	Programación de los almacenamientos en los meses de Enero y Febrero de 2014. Cantidades fijas.	39
Figura 3.1.	Esquema del sistema empírico de asignación de pesos.	40
Figura 3.2.	Clasificación de los problemas de programación lineal en función del tipo de solución.	41
Figura 3.3.	Función de objetivo del sistema SPOL RBG.	42
Figura 3.4.	Barrido de tres parámetros con tres valores para cada uno.	43
Figura 3.5.	Generación masiva de bases de datos.	43
Figura 3.6.	Optimización sucesiva de varias bases de datos.	44

Figura 3.7.	Valores del parámetro de la función de coste.	45
Figura 3.8.	Estrategia para comprobar que los pesos de todas las plantas afectan del mismo modo a la función de coste.	46
Figura 3.9.	Coste en función del número de plantas con pBRSD al máximo.	46
Figura 3.10.	Coste en función del número de plantas con pBRSM al máximo.	46
Figura 3.11.	Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo wAASS=0.	47
Figura 3.12.	Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo wAASS=0.	47
Figura 3.13.	Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo wAASS=100.	47
Figura 3.14.	Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo wAASS=100.	47
Figura 3.15.	Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo wAASS=1000.	48
Figura 3.16.	Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo wAASS=1000.	48
Figura 3.17.	Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo wAASS=0.	48
Figura 3.18.	Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo wAASS=100.	48
Figura 3.19.	Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo wAASS=1000.	48
Figura 3.20.	Principales elementos de la red de gaseoductos de España.	49
Figura 3.21.	Resultados para la estación de compresión de Alcázar	52
Figura 3.22.	Resultados para la estación de compresión de Haro.	54
Figura 3.23.	Resultados para la estación de compresión de Tivisa	55
Figura 3.24.	Resultados para la estación de compresión de Zamora.	57
Figura 3.25.	Elementos de la red de gaseoductos que intervienen en una optimización a nivel 0 de transporte.	59
Figura 3.26.	Elementos de la red de gaseoductos que intervienen en una optimización a nivel 2 de transporte.	59
Figura 3.27.	Variables frontera entre los niveles 1 y 2 de transporte para las cinco zonas en las que se divide la red de gas.	60
Figura 3.28.	Variables frontera entre los niveles 1 y 2 de transporte para las cinco zonas en las que se divide la red de gas.	61
Figura 4.1.	Relación de realimentación entre simulación y optimización.	63
Figura 4.2.	Mapa de la península con las divisiones por zonas de transporte.	64
Figura 4.3.	Esquema de los gaseoductos e instalaciones a modelar.	65
Figura 4.4.	Estación de compresión de Sakhalin (Rusia).	65
Figura 4.5.	Pipe que conecta China con Myanmar.	65
Figura 4.6.	Flujo de gas a través de un gaseoducto.	66
Figura 4.7.	Esquema de una estación de compresión típica.	67

Figura 4.8.	Esquema de un compresor centrífugo (Solar Turbines Incorporated).	68
Figura 4.9.	Esquema unidimensional de la primera fase de un compresor centrífugo.	68
Figura 4.10.	Región de trabajo de un compresor obtenida fijando la presión de succión.	69
Figura 4.11.	Lazo cerrado Esquedas, Albeda, Castelnou y Zaragoza. Posibles flujos de gas.	69
Figura 4.12.	Problema de optimización de los lazos.	73
Figura 4.13.	Relaciones del bloque de código Lectura_Excel.	74
Figura 4.14.	Ejemplo ilustrativo de las relaciones de los bloques de código EC Nombre de la estación de compresión.	74
Figura 4.15.	Esquema de las relaciones del bloque de código Análisis.	75
Figura 4.16.	Región de trabajo de la Estación de Haro.	75
Figura 4.17.	Región de trabajo de la Estación de Bañeras.	75
Figura 4.18.	Región de trabajo de la Estación de Tivisa.	76
Figura 4.19.	Comparación del tramo modelado por el simulador y el optimizador.	76
Figura 4.20.	Desviaciones entre los flujos procedentes de la optimización y los procedentes de la simulación para cada uno de los subtramos del tramo analizado.	82
Figura 4.21.	Presiones de llegada del gas a las estaciones de compresión principales.	82

TABLAS		Página
Tabla 2.1.	Datos necesarios para el reparto de una determinada cantidad de gas entre los almacenes.	26
Tabla 2.2.	Variables necesarias para el reparto de una determinada cantidad de gas entre los almacenes.	26
Tabla 2.3.	Escalones de saturación obtenidos por simulación estocástica.	33
Tabla 2.4.	Escalonamiento para la modulación libre.	36
Tabla 3.1.	Resultados del estudio de sensibilidad.	46
Tabla 3.2.	Casos de optimización para la estación de Alcázar.	50
Tabla 3.3.	Casos de optimización para la estación de Haro.	50
Tabla 3.4.	Casos de optimización para la estación de Tivisa.	51
Tabla 3.5.	Casos de optimización para la estación de Zamora.	51
Tabla 4.1.	Ejemplo de estructura de datos.	70
Tabla 4.2.	Funciones necesarias para el simulador de la red.	72
Tabla 4.3.	Bloques de código necesarios para el simulador.	73

<i>Tabla 4.4.</i>	<i>Ejemplo de estructura de datos de los archivos ec_nombre de la estación de compresión.mat.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 4.5.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 26 de Septiembre de 2013.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.6.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 27 de Septiembre de 2013.</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 4.7.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 28 de Septiembre de 2013.</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 4.8.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 29 de Septiembre de 2013.</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 4.9.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 30 de Septiembre de 2013.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 4.10.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 01 de Octubre de 2013.</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 4.11.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 02 de Octubre de 2013.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 4.12.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 03 de Octubre de 2013.</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 4.13.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 04 de Octubre de 2013.</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 4.14.</i>	<i>Flujos resultantes de la optimización para el 05 de Octubre de 2013.</i>	<i>81</i>

CÁPITULO 1. INTRODUCCIÓN.

El gas natural llega por primera vez a España en 1969 en forma de gas natural licuado, o GNL, al puerto de Barcelona, lo que supuso el inicio de la expansión del gas natural a través de la red de transporte nacional. Desde ese momento el sistema gasista nacional ha continuado en una evolución constante hasta convertirse en la Red Básica de Gaseoductos de España que hoy conocemos (*figura 1.1*). La red española consiste en una red de transporte de alta presión que opera a más de 16 bares para el transporte del gas a grandes distancias y en una red de distribución que opera a una presión menor o igual a 16 bares que comunica la red de transporte con los usuarios finales. Estas dos redes de transporte conectan entre sí las principales ciudades del país, los almacenamientos subterráneos de Gaviota, Serrablo, Marismas y Yela, los yacimientos 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 seis plantas de regasificación (Huelva, Cartagena, Barcelona, Bilbao, Sagunto y Mugaridos). El transporte se controla gracias a catorce estaciones de compresión (Alcázar de San Juan, Algete, Almendralejo, Bañeras, Chinchilla, Córdoba, Crevillente, Denia, Haro, Montesa, Navarra, Paterna, Puertollano, Sevilla, Tivisa, Villar de Arnedo, Zamora y Zaragoza) situadas a lo largo de la geografía española y dirigidas desde el Centro Principal de Control (CPC) del Gestor Técnico del Sistema (GTS).



Figura 1.1. Sistema Gasista Español.

La gestión de una red logística se suele realizar a tres niveles diferentes: estratégico, táctico y operacional, dependiendo del horizonte temporal en el que se toman las decisiones [1]. El nivel estratégico define la estructura de la red logística, es decir, los medios de producción, almacenamiento y transporte disponibles para un horizonte temporal amplio, de varios años. Los estudios estratégicos tienen por objetivo determinar la mejor estructura de una red logística a partir de datos históricos conocidos y de previsiones estimadas. El nivel táctico planifica el funcionamiento de la red logística existente para satisfacer una demanda estimada en un horizonte temporal medio, del orden de meses. La planificación táctica de la red determina la utilización óptima de sus recursos en el período fijado. El

nivel operacional ejecuta los planes del nivel táctico sobre períodos temporales cortos, normalmente días. La Operación del Sistema Gasista requiere la elaboración de un Plan de Operación del Sistema con distintos alcances temporales que se pueden ir desarrollando de forma más precisa según son más firmes los valores establecidos para las nominaciones de cada usuario. La aplicación de técnicas de optimización logística en el diseño de este Plan de Operación dotan al GTS de una considerable ventaja estratégica, comercial y económica porque facilitan la automatización de la toma de decisiones que optimizan el funcionamiento a un coste reducido. En [2] se desarrolla el diseño de un sistema automático para la planificación óptima de la red, SPOL (RBG). El núcleo central de dicho sistema es un modelo de programación matemática lineal entera-mixta (MILP) que contempla diferentes niveles de precisión. El objetivo del sistema es minimizar, a lo largo del periodo de planificación y respetando las restricciones físicas de la red, los retrasos en las descargas de los buques con respecto a las fechas acordadas, así como el coste del transporte de gas y las operaciones del gas de maniobra¹.

Así pues, el sistema SPOL(RBG) es un modelo matemático de restricciones que incorpora todas las relaciones físicas y normativas de la Red Básica de Gasoductos que son de interés para la generación automática de los diferentes planes de operación gasista. Dado el carácter relacional del modelo, se mantiene en todo momento una correspondencia directa entre los elementos físicos de la red y los módulos operacionales del modelo. El modelo contempla cinco tipos básicos de módulos: las plantas de regasificación, los almacenamientos, las conexiones internacionales, las tuberías de conducción (pipes) y las estaciones de compresión. Los tres primeros constituyen los nodos básicos de la red mientras que con los dos últimos se implementa las relaciones de transporte entre los nodos básicos.

El modelo de los almacenamientos subterráneos considerado en [2] contemplaba una modulación que solo incluía una operación escalonada con restricciones dependientes del día de la semana. Las necesidades del sistema, con respecto a 2011 (fecha de publicación de [2]), se han incrementado, y la programación que se hace de este tipo de instalaciones incluye, además de la modulación mencionada (a la que llamaremos *modulación libre*), otros dos modos de operación. El primero de ellos, al que llamaremos *reparto de la desviación de stock*, repartirá la diferencia del stock real de la red con respecto a un valor deseado entre los diferentes almacenamientos atendiendo a unos escalones de saturación que debe proporcionar el usuario. En el segundo, denominado *cantidades fijas*, el almacenamiento está completamente sometido a la producción que imponga el usuario, y el sistema de optimización de la red deberá tomar estos valores como dato y no como variables. Estos nuevos requisitos del sistema imponen la necesidad de una extensión del modelo matemático que permita la inclusión de los nuevos modos de operación en los almacenamientos.

El sistema de optimización SPOL(RBG) incluye una gran cantidad de parámetros. Muchos de estos parámetros tienen un sentido físico real, pero otros están diseñados para que el usuario del sistema pueda adaptar el comportamiento del mismo a las condiciones cambiantes o para permitir la presencia de las conocidas como restricciones blandas. En el caso de los parámetros que se emplean para la adaptación del sistema a las diferentes condiciones, se hace indispensable conocer en qué medida un cambio en ellos afecta a la función de coste. Precisamente en eso consiste un estudio de sensibilidad. La inclusión de un módulo que permita la realización de estudios de sensibilidad en un sistema de optimización ha de permitir seleccionar parámetros específicos del modelo de optimización para

¹ Se llama gas de maniobra a la cantidad de gas en que se diferencia la producción planificada de la demandada por los usuarios.

determinar cómo varían los resultados en función de los valores escogidos para los citados parámetros, especialmente la función objetivo. El problema principal que presentan estos parámetros de adaptación consiste en que no están asociados a un coste económico del sistema. La posibilidad de realizar estudios precisos de costes, que permitan considerar un valor económico para los parámetros de adaptación, está ligada a la existencia de un proceso de optimización de dos fases, que permita aislar el efecto de los términos de penalización de la función objetivo (los que permiten la existencia de restricciones blandas) y de los términos propiamente económicos (de coste).

En sistemas de optimización como el que se presenta en [2] la detección de causas de optimizaciones no factibles resulta crítica. Las optimizaciones no factibles derivan de que los datos iniciales que recoge el sistema provocan una inconsistencia en las restricciones. SPOL (RBG) ya contaba con sistemas de detección de este tipo de inconsistencias, sobre todo para el comportamiento de las plantas de regasificación y para las cantidades de gas contenidas en el sistema a nivel local y global, pero en una red de gas con un movimiento continuo de flujos en diferentes sentidos, es necesario que exista un módulo que permita detectar inconsistencias a partir del cálculo de los flujos residuales. Resueltas las inconsistencias y obtenida una solución factible, para saber si el resultado de una optimización, además de factible matemáticamente, es válido físicamente solo hay dos opciones. La primera es que, siempre que se trate de una red de gaseoductos real, un operario de esa misma red con suficiente experiencia y con ayuda de diferentes herramientas de cálculo, valide el resultado. La segunda opción, y más recomendable, elimina la intervención humana, y consistiría en trasladar los resultados obtenidos en el proceso de optimización a una herramienta de simulación del comportamiento del sistema. Las herramientas de simulación, además de reproducir el modo de operación del sistema frente a cada una de las soluciones propuestas de forma visual, son muy útiles a la hora de detectar posibles errores en la construcción del modelo.

1.1. Objetivos y planteamiento del problema.

El desarrollo de este trabajo tiene como objetivo básico la ampliación del sistema SPOL(RBG) [2] con un modelo de almacenamientos subterráneos que se adapte a los requisitos del sistema, un módulo que permita la realización de estudios de sensibilidad y coste y un módulo que permita la detección de las causas que provocan la aparición de soluciones no factibles. Además de estas intervenciones realizadas sobre el sistema de optimización, se persigue un segundo objetivo tan importante como el primero: el diseño y la implementación de un simulador del comportamiento físico de la red para validar las planificaciones propuestas por el sistema de optimización logística. Así pues, de manera más esquemática, los objetivos que se persiguen y el modo en que se plantea su consecución en este trabajo es el siguiente:

- Inclusión de un modelo matemático de almacenamientos subterráneos que permita al sistema de optimización ajustar la cantidad de gas almacenado en la red (stock) a un valor dado por las demandas comerciales con la mínima desviación. Se deben considerar los tres modos de operación que tienen los mismos: reparto de la desviación de stock, cantidades fijas y modulación libre. El modelo matemático, además de operar de las tres maneras posibles, ha de tener en cuenta que en el periodo de inyección se introduce gas en el almacén y que en el periodo de extracción se saca fuera de él, independientemente de cuál sea el modo de operación. Además ha de incrustarse en el optimizador global de la red.

- Diseñar toda la estructura que corresponde a un módulo para estudios de sensibilidad y de costes en un sistema de optimización. Para facilitar los estudios económicos se implementará un proceso de optimización de dos fases que permitirá aislar el efecto de los términos de penalización de la función objetivo del de los términos económicos. En lo que se refiere a los estudios de sensibilidad, el módulo permitirá seleccionar parámetros específicos del modelo de optimización para determinar cómo varían los resultados en función de los valores escogidos para los citados parámetros, especialmente la función objetivo.
- Dotar al optimizador de una forma de identificación para causas detectadas de soluciones no factibles debidas a inconsistencias entre los datos que necesitan los diferentes niveles de optimización del sistema. Para incorporar esta funcionalidad al sistema bastará con modelar la realización de un cálculo de flujos residuales entre los datos de los niveles de optimización del transporte implicados.
- Elaboración (diseño e implementación) de un simulador del comportamiento físico de la red para validar las planificaciones propuestas por el sistema de optimización logística. El simulador consistirá en un modelo de presiones y flujos de un gas que se distribuye por una red de gaseoductos. En el modelado de la red también se tendrá en cuenta la existencia de estaciones de compresión, empleadas para impulsar el gas a través de la red y permitirá ajustar las presiones y flujos en la red teniendo en cuenta la existencia de lazos cerrados. Esta herramienta de simulación, implementada con MATLAB, recibirá como entrada los flujos de gas entrantes o salientes de la red al completo (producción de las plantas de regasificación, flujos de gas inyectados y extraídos de los almacenes, producción de los yacimientos subterráneos y entrada y salida de gas por las conexiones internacionales), así como la demanda detallada de cada uno de los nodos de la red, y devolverá una respuesta que permita identificar como viables los datos de entrada, como por ejemplo el valor de la presión en puntos clave de la red.

1.2. Organización de la memoria.

La memoria está dividida en cinco capítulos si incluimos esta introducción. En los capítulos del dos al cuatro se abordan los objetivos del apartado 1.1. En el capítulo 2 que lleva por título “*Extensión del modelo matemático de optimización: almacenamientos subterráneos*”, resulta claro que el objetivo planteado corresponde al de la inclusión de un modelo matemático de almacenamiento que permita al sistema de optimización ajustar la cantidad de gas almacenado en la red al valor dado por las demandas comerciales con la mínima desviación considerando los tres modos de operación. En el capítulo 3, de nombre “*Módulo para el estudio de la sensibilidad. Identificación de causas de soluciones no factibles*” se plantean los objetivos dos y tres descritos en el apartado anterior, es decir, el diseño de la estructura que corresponde a un módulo para estudios de sensibilidad y de costes en un sistema de optimización y la identificación para causas de soluciones no factibles debidas inconsistencias entre los datos que necesitan los diferentes niveles de optimización del sistema. El cuarto capítulo “*Simulación del comportamiento físico de la red*”, se centra en el último de los objetivos: la elaboración del simulador del comportamiento físico para validar las planificaciones propuestas por el sistema de optimización logística. Para terminar en, el último capítulo, se expondrán las conclusiones obtenidas y los trabajos futuros que podrían realizarse en este campo.

CÁPITULO 2. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL.

En este capítulo abordamos el diseño del modelo matemático de los almacenamientos subterráneos de gas natural para su incorporación al sistema general de optimización SPOL (RBG) [2]. Los almacenamientos subterráneos son elementos importantes de las redes de gas natural ya que facilitan su regulación, inyectando gas en la red en los períodos de bajo consumo y extrayéndolo en los períodos de mayor consumo. Esta polivalencia hace que los almacenamientos subterráneos sean imprescindibles para asegurar la continuidad y suministro de gas en caso de fallo de los aprovisionamientos o para hacer frente a los picos de consumo, debidos a las variaciones estacionales o para modular la demanda [3]. La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento. Por ello es imprescindible la existencia de las instalaciones de almacenamientos subterráneos a fin de proporcionar mayor autonomía, seguridad y flexibilidad al sistema.

El modelo matemático de optimización de los almacenamientos ha de poder incorporarse en el modelo completo de la red de gas [2], por ello se plantea como un problema de optimización matemática lineal entera mixta con restricciones. La optimización en términos de coste de los almacenamientos subterráneos de gas natural ya se ha abordado en otros trabajos. Los eslovenos Žlender y Kravanja emplean una aproximación no lineal [4] para optimizar los costes de operación. Flanigan dedica un capítulo entero de su libro [5] a la optimización de los almacenamientos y lo aborda de una manera más cualitativa, no diseña ningún algoritmo matemático, pero hace una extensa comparativa entre el coste de añadir algún elemento al almacenamiento, de elegir un tipo de almacenamiento u otro y el ahorro que supone a largo plazo. En [6] Jakub y Stopa usando el método SIMPLEX iterativo calculan el número de pozos que optimizan el coste de un almacenamiento subterráneo, así como su emplazamiento. Lo novedoso de este trabajo es que no se optimiza la operación del almacenamiento subterráneo como un elemento aislado, sino que, partiendo de unas restricciones físicas en la producción de estas instalaciones, tiene en cuenta el conjunto de la red de gaseoductos, y emplea el almacenamiento con la función real que tiene de modular la producción del sistema para que se satisfaga la demanda.

Una característica de los almacenamientos que hace que el modelado sea particular, y que se tendrá también en cuenta en este capítulo, es la de sus dos modos de operación dependiendo de la época del año en la que nos encontremos. En el periodo estival, que se considera desde el mes de Abril al mes de Octubre, ambos incluidos, el almacén debe operar en el llamado modo de *Inyección* (extrae gas del sistema y se guarda en el almacenamiento), y en el periodo invernal, que va desde el mes de Noviembre a Marzo, ambos incluidos, el almacén operará en modo *Extracción* (extrae gas del almacenamiento y lo inyecta al sistema). Este comportamiento se ilustra en la *figura 2.1* y motivará la existencia de una división en el modelo matemático, de modo que se consideren los dos comportamientos en paralelo con condiciones opuestas y que el uso de uno u otro dependa del usuario del programa de optimización.

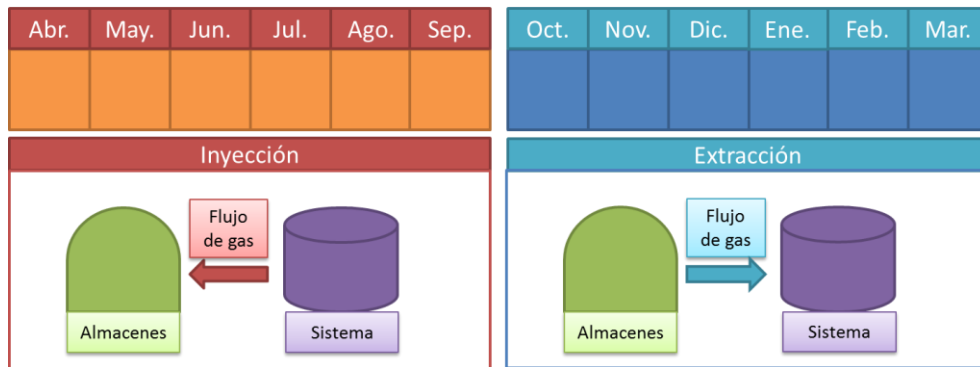


Figura 2.1. Significado de los periodos de extracción e inyección del sistema.

Este capítulo se dividirá en cinco apartados, comenzando por la enumeración de los objetivos que se persiguen en el mismo. Una vez resaltados los objetivos se profundizará en las bases físicas del funcionamiento de los almacenamientos subterráneos. En tercer lugar abordaremos el modelado matemático de los mismos. Para terminar el capítulo, se mostrarán los resultados de optimizar el transporte de la red de gaseoductos con el nuevo modelo y cómo se cumplen los comportamientos deseados.

2.1. Objetivos del capítulo.

El objetivo de este capítulo es el diseño de un modelo matemático de los almacenamientos subterráneos que permita, empleando la modulación adecuada, ajustar la cantidad de gas almacenado en la red (stock) a un valor dado por las demandas comerciales² con la mínima desviación. Para ello el modelo debe contemplar tres modos de operación:

- **REPARTO DE LA DESVIACIÓN DE STOCK:** Se trata de un modo de funcionamiento en el que el sistema de optimización global, que llevará integrado este modelo de almacenes, repartirá la desviación del stock de la red, con respecto al valor deseado, entre los diferentes almacenamientos atendiendo a unos escalones de saturación que debe proporcionar el usuario.
- **CANTIDADES FIJAS:** En este segundo modo el almacenamiento está completamente sometido a la producción que imponga el usuario, y el sistema de optimización de la red deberá tomar estos valores como dato y no como variables.
- **MODULACIÓN LIBRE:** Este modo de operación permite que el sistema gestione las cantidades que se extraen/inyectan de/en los almacenamientos subterráneos siguiendo una serie de reglas de modulación que tienen que ver con el día de la semana y con el hecho de que las cantidades que se pueden inyectar o extraer no son continuas, están discretizadas en escalones.

El modelo matemático, además de operar de las tres maneras descritas, ha de tener en cuenta que en el periodo de inyección se introduce gas en el almacén, y que en el periodo de extracción se saca fuera de él, independientemente de cuál sea el modo de operación. Además ha de integrarse en el optimizador global de la red. Sería imposible tratarlo de forma independiente, pues va directamente asociado con el valor global del stock. Para terminar, ha de recordarse que, puesto que se trata de obtener valores óptimos, habrá que definir una función de coste, y dicha función deberá alcanzar un valor mínimo.

² Entendemos por demanda comercial el volumen total y/o capacidad total de transporte que los agentes del sistema prevén que se consumirá durante el día. Este consumo debe ser consistente con la nominación (cantidad de gas solicitada al gestor del sistema) del suministro de gas realizada.

2.2. Bases físicas del funcionamiento de los almacenamientos subterráneos.

El gas natural es el combustible fósil de más difícil almacenamiento. Al tratarse de un gas debe almacenarse en un contenedor impermeable y a presión; además debido a su bajo poder calorífico por unidad de volumen a la presión atmosférica, requiere presiones de almacenamiento mucho mayores o recipientes presurizados. Desde finales del siglo XIX hasta principios del siglo pasado, para el almacenamiento de gas en las grandes ciudades se empleaban unos contenedores a presión atmosférica denominados gasómetros [5]. El mayor de estos gasómetros tenía una capacidad de poco más de trescientos mil metros cúbicos, aunque los volúmenes típicos estaban en torno a cincuenta mil metros cúbicos. Estos sistemas de almacenamiento funcionaban bien cuando la demanda de gas era baja y el precio elevado, pero cuando se produjo un crecimiento de esta demanda y una bajada de precios, el gasómetro dejó de ser rentable económicamente. Para el almacenamiento de gas también se han empleado recipientes a alta presión, pero resultan tan caros que solo se ha hecho en casos en los que el sobrecoste económico estuviera plenamente justificado y el volumen no fuera demasiado grande.



Figura 2.2. Gasómetro de la Troy Gas Light Company (Rensselaer County, New York).

Las instalaciones de almacenamientos subterráneos han evolucionado, pues, como las preferidas para cubrir las necesidades especiales del sistema. En la mayoría de los casos se emplean yacimientos agotados transformados. Los primeros almacenamientos subterráneos comenzaron a construirse en Estados Unidos y en Canadá en las primeras décadas del siglo pasado. Inicialmente se utilizaban yacimientos petrolíferos ya agotados, pero en los años 30 comenzaron a realizarse las primeras pruebas de almacenamientos en acuíferos, construyéndose el primer almacenamiento de este tipo en Kentucky en 1946. También se pueden emplear cavidades excavadas en sal para guardar gas, como se hizo por primera en Michigan. La forma en que se diseña y se utiliza un almacenamiento subterráneo depende en gran medida de la previsión de demanda, que a su vez depende de la meteorología y, en menor medida del tipo de usuarios del sistema.

2.2.a. Tipos de almacenamientos subterráneos.

Los almacenamientos subterráneos de gas se clasifican en función del tipo de estructura geológica que los alberga existiendo cuatro tipos:

- **ROCAS POROSAS (YACIMIENTOS AGOTADOS DE GAS O PETRÓLEO).**

La mayoría de las instalaciones de almacenamiento de gas se crean en las rocas porosas de yacimientos de gas agotados que han estado en operación durante décadas. Es menos costo desarrollar yacimientos agotados que otros tipos de instalaciones, porque los pozos de drenaje y las cañerías de recolección existentes pueden reutilizarse. Los yacimientos están compuestos por

rocas sedimentarias y arenisca, cuya composición básica consiste en unos granos constitutivos entre los cuales existen unos espacios naturales llamados poros [8]. Los poros están interconectados formando una red de canales diminutos que permiten que el gas fluya y se almacene. De los cuatro almacenamientos subterráneos operativos en el sistema gasista español, tres son de este tipo: Serrablo (*figura 2.3*), Gaviota y Marismas.

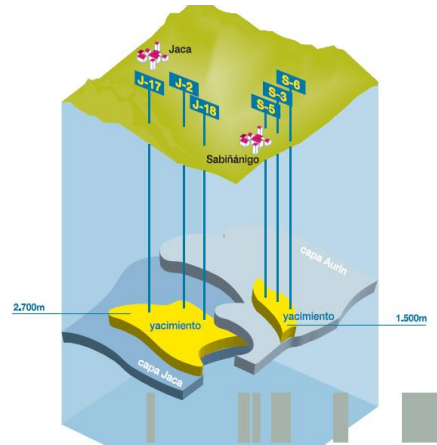


Figura 2.3. Estructura de un almacenamiento en rocas porosas (almacenamiento de Serrablo).

- CAVIDADES SALINAS.

La sal tiene diversas propiedades que la hacen ideal para el almacenamiento de gas. Posee una resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas que de lo contrario podrían dar lugar a fugas. Los valores de porosidad y permeabilidad respecto a hidrocarburos líquidos y gaseosos se acercan a cero, de modo que el gas almacenado no puede escapar [7]. Las cavernas de sal constituyen la opción preferida para el almacenamiento comercial, porque permiten frecuentes alternancias cíclicas y altos regímenes de inyección y producción. En nuestro país no existen almacenamientos de este tipo.

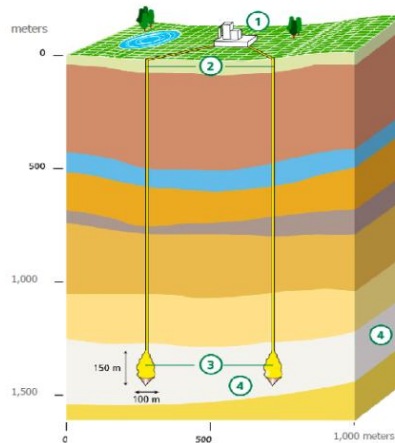


Figura 2.4. Sección transversal de una instalación de almacenamiento en una cavidad salina. 1 es la estación central, 2 es el conducto de almacenamiento, 3 corresponde a las cavidades salinas y 4 al lecho salino [10].

- MINAS ABANDONADAS.

En algunos lugares del mundo, como el Reino Unido existe una larga tradición minera y ha habido una explotación extensiva sobretodo del carbón. La minería ha generado espacios y cavernas de diferentes tamaños, formas y composición geológica [8]. El que el espacio creado pueda emplearse

para almacenar el gas depende del tipo de método que se empleó para minar, de hecho no es factible usar la mayoría de las cavernas, sobre todo si se emplearon métodos muy antiguos. En España no existe ningún almacenamiento de este tipo.

- **ACUÍFEROS.**

Los acuíferos son formaciones subterráneas, de rocas porosas y permeables que actúan como reservorios naturales de agua. Los acuíferos son el tipo menos conveniente y más cara su instalación para el almacenamiento de gas natural [9]. Las características geológicas de las formaciones acuíferas no son tan bien conocidas como las de los yacimientos agotados, por tanto es necesaria una inversión significativa de tiempo y dinero para averiguar dichas características y determinar su idoneidad para el almacenamiento de gas natural. Además, deben realizarse pruebas sísmicas, tal y como se hace para la exploración de potenciales formaciones de gas natural. Existen 627 almacenamientos subterráneos de gas natural en el mundo, 81 de los cuales son acuíferos salados profundos, incluido uno bajo el casco urbano de Berlín. En nuestro país solo existe un almacenamiento operativo de este tipo: el de Yela (*figura 2.5*), en Guadalajara.

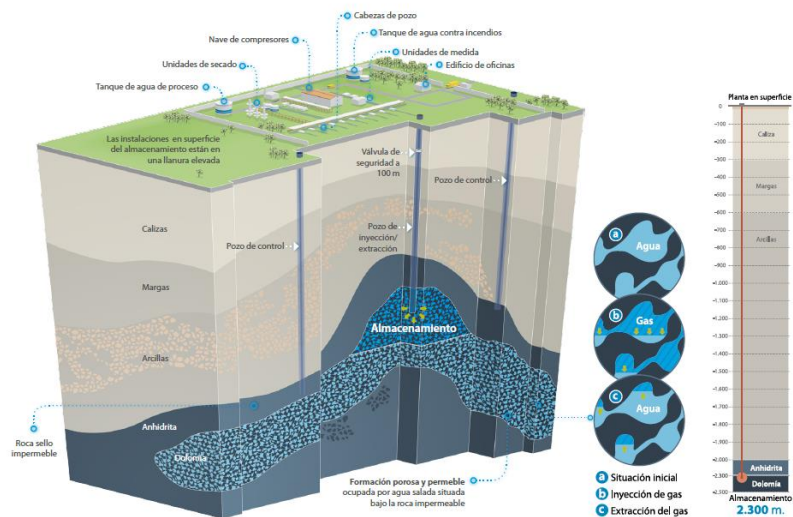


Figura 2.5. Esquema de la estructura del almacenamiento acuífero de Yela.

2.2.b. Estructura física.

Una instalación de almacenamiento por lo general consta de algunos de los siguientes componentes [5]:

- **RESERVA SUBTERRÁNEA:** son estructuras geológicas consistentes en un medio poroso que tiene un cierto grado de permeabilidad. La porosidad permite que el gas natural entre en el medio y la permeabilidad permite que el gas fluya de un punto a otro dentro del medio. Casi siempre hay una capa impermeable que recubre el medio poroso (roca sello) y que generalmente se curva en forma de cúpula y previene que el gas contenido en el medio poroso ascienda a la superficie. Gracias a su curvatura, la roca sello también puede evitar el movimiento lateral del gas hacia el exterior del medio poroso. En algunos casos una falla geológica puede haber producido un desplazamiento vertical en uno o más lados de la arenisca para proporcionar un cierre lateral. La parte inferior del medio poroso puede estar sellada por roca impermeable, o por agua. Debido a las características específicas de cada almacenamiento en particular, puede que no sea factible retirar una porción particular de gas de la reserva, ya sea para controlar el influjo de agua, la forma de la burbuja de gas, o por otras razones. Esta cantidad de gas se denomina “gas colchón”.

- **POZOS (DE INYECCIÓN, DE EXTRACCIÓN, DE INYECCIÓN-EXTRACCIÓN):** Los pozos se utilizan para transferir gas de la reserva subterránea. Los pozos combinados inyección-extracción son los más comunes y económicos y se pueden emplear tanto para introducir como para retirar gas de la reserva. Los pozos de inyección-extracción se diferencian de los que no son de uso combinado sobre todo en el calibre, que es mucho mayor. Existe un último tipo de pozos, los de observación, que se utilizan para controlar la entrada de agua en un depósito y son de pequeño diámetro.
- **SISTEMA DE RECOLECCIÓN:** conecta el sistema de pozos con el punto central de las instalaciones. Este sistema de recogida es similar al sistema de recolección en un campo de producción de gas natural, excepto que las líneas de recolección han de ser más grandes y capaces de mover una mayor cantidad de gas, pues los pozos son de mayor calibre.
- **INSTALACIONES DEL SISTEMA:** deben de incluir un compresor que permita mover el gas, un sistema de medición, un deshidratador que permita evaporar el agua de sellado que se extraiga del almacenamiento, y, por supuesto una línea de transmisión.

2.2.c. Modelación computacional estocástica.

Para gestionar de manera adecuada, prever el comportamiento de las instalaciones y asegurarse de que en ningún momento se planifican operaciones que puedan comprometer la estabilidad geológica de la zona en la que está ubicado el almacenamiento, las empresas gasistas emplea modelos computacionales estocásticos de los mismos. Estos son conocidos como modelos Geopetrofísicos [11]. Consisten en un modelo geológico, que hace una descripción de los rasgos geológicos estructurales del yacimiento (figura 2.6), y un modelo petrofísico que describe la distribución de las propiedades petrofísicas de las rocas (porosidad, permeabilidad, saturación, etc)(figura 2.7).

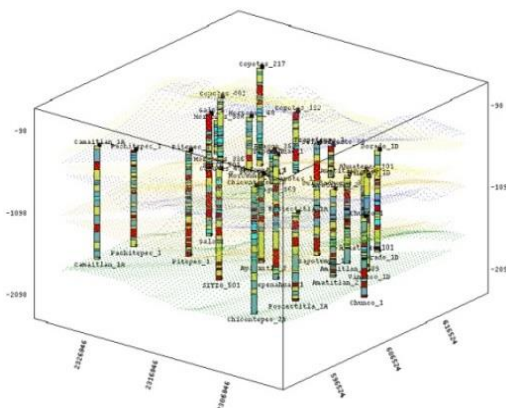


Figura 2.6. Identificación de fallas y cimas como parte del modelo geológico del yacimiento de Chicontepec, México.

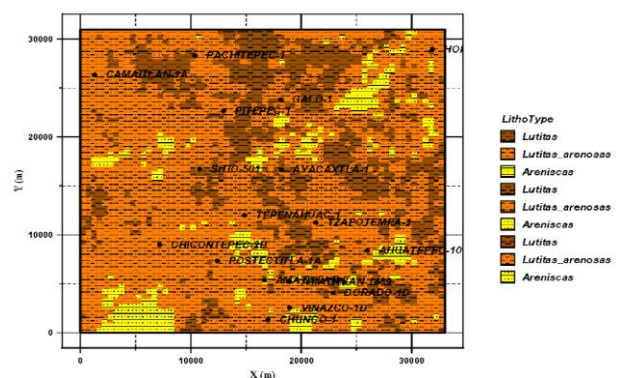


Figura 2.7. Sección horizontal de la distribución de litotipos como parte del modelo petrofísico del yacimiento de Chicontepec, México.

Los resultados que arrojan las simulaciones sobre este tipo de modelos estocásticos son los que han de emplearse en la programación del funcionamiento de los almacenamientos subterráneos como restricciones. Esto es justamente lo que motiva la existencia del modo de operación “Reparto de la desviación de stock” y “Cantidades fijas” que se detallan en los objetivos de este capítulo.

2.2.d. Instalaciones de almacenamientos subterráneos en España.

En España hay cinco almacenamientos subterráneos operativos de gas: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas, tres más en desarrollo: Cástor, Palancares y Poseidón, y uno en investigación: Reus, como se muestra en la *figura 2.8*. Nos centraremos en los almacenamientos operativos, para los cuales hemos desarrollado los correspondientes modelos matemáticos de optimización. No obstante, teniendo en cuenta que el sistema de planificación y optimización SPOL, en un futuro muy próximo deberá tener en cuenta los almacenes en desarrollo, toda la programación se ha realizado tomando cada almacén como componente de un vector de almacenamientos, para que añadir al sistema un nuevo almacén revista las mínimas dificultades posibles. La capacidad de almacenamiento de Gas Natural en el conjunto de los cuatro almacenes operativos del territorio español, se sitúa en 3.246.500 metros cúbicos. Esta cifra supone el 41% de la capacidad de almacenamiento en tanques de gas de la UE.



Figura 2.8. Ubicación de los almacenamientos subterráneos en la red de gas Española.

A continuación se presentan las características más relevantes de los almacenamientos subterráneos operativos:

- **SERRABLO**
Está situado entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo (Huesca) y ocupa un antiguo yacimiento de gas natural. Entró en funcionamiento en 1989, tiene una capacidad total de 1.100 millones de metros cúbicos y una inyección máxima de 3,8 millones de metros cúbicos. Además presenta la particularidad de que el gas se encuentra distribuido en dos pozos diferentes con capacidad de operación independiente, de modo que en el modelo matemático se tratarán como almacenamientos separados.
- **GAVIOTA**
También utiliza un antiguo yacimiento de gas. Está frente a la costa de Bermeo (Vizcaya), y cuenta con una capacidad total de 2.681 millones de metros cúbicos y una inyección máxima de 4,5 millones. Están en funcionamiento desde 1994, y en 2011 se aprobó un proyecto de ampliación, que actualmente se encuentra parado.
- **YELA**
Ubicado en Brihuega (Guadalajara) se puso en marcha en el último trimestre de 2012, su capacidad total es de 2.000 millones de metros cúbicos y su inyección máxima es de 10 millones. Se asienta sobre un acuífero salino fósil situado a 2.300 metros de profundidad.

- MARISMAS

Es un pequeño almacenamiento que aprovecha un antiguo yacimiento de gas con una capacidad total de 61 millones de metros cúbicos y una capacidad de extracción de 0,36 metros cúbicos diarios. En esta misma zona la compañía prevé construir un nuevo almacenamiento con el mismo nombre, que tendrá una capacidad total de 514 millones de metros cúbicos.

2.3. Modelado de los almacenamientos subterráneos.

Conociendo el funcionamiento y los tipos de almacenes subterráneos de gas natural podemos pasar a tenerlos en cuenta en el conjunto del sistema. Como ya se ha explicado el papel de los almacenamientos en la red de gas de un país es asegurar la continuidad del suministro de gas en caso de fallo de los aprovisionamientos, hacer frente a los picos de consumo y modular la demanda. España importa prácticamente la totalidad del gas natural que consume y su capacidad de almacenamiento es escasa, aproximadamente el 10% de la de otros países europeos de nuestro entorno, de modo que una buena planificación del modo en que operan los almacenes es imprescindible.

2.3.a. Características y requisitos generales para el modelo en programación matemática.

La forma en la que operan los almacenamientos es discreta, es decir, la cantidad de gas que se puede inyectar o extraer ha de corresponder con unos determinados valores. A estos valores los llamamos escalones (figura 2.9). Consecuencia directa de este comportamiento es la aparición de la llamada *Operación de Balance Residual del Sistema (Operación BRS)*. Se define la Operación BRS como la diferencia entre la cantidad de gas que se ha producido (introducido en el sistema a través de los elementos de entrada de gas en el sistema) y la cantidad que habían nominado los usuarios, de manera que, cuando su valor es negativo, se produce menos gas del nominado, y si es positivo se produce más. La Operación BRS tiene como consecuencia directa la generación de un excedente o una ausencia de gas en el sistema, a este gas se le denomina gas de maniobra. Para cada día el valor de la operación BRS total de los almacenamientos debe estar comprendida entre un valor máximo y uno mínimo. Para comprender mejor este concepto puede ponerse un ejemplo. Supongamos que en el sistema hay nominada una producción de 110 GWh, pero, por algún motivo técnico, tan solo se producen 96 GWh reales, es decir, tendríamos una Operación BRS de valor -14 GWh para el día en cuestión, y esta Operación BRS genera un exceso de 14 GW de gas en el sistema con respecto al que debería haber.

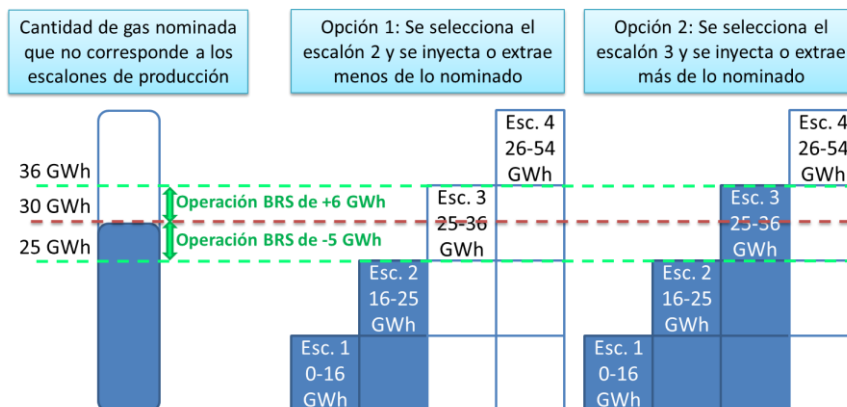


Figura 2.9. Escalonamiento de la inyección y extracción de gas de los almacenamientos.

Además de las restricciones con respecto al BRS, existen una serie de condiciones con respecto al balance de cada almacenamiento. La planificación de la producción (cantidad que se extrae o se inyecta

de cada almacén) se hace de manera diaria en periodos bimensuales. La cantidad de gas que hay en el almacén al inicio del periodo recibe el nombre de stock inicial. El stock tiene que mantenerse cada día (stock diario) entre un valor máximo y uno mínimo diferentes para cada uno de los almacenes. El umbral mínimo para el stock recibe el nombre de existencias estratégicas. Las existencias estratégicas son un tanto por ciento de la capacidad total del almacén. En cuanto al flujo de entrada y salida del total de los almacenes, también ha de estar por debajo de un umbral que no comprometa las capacidades físicas del sistema.

2.3.b. Modelado del reparto de una cantidad de gas en función de unos escalones de saturación.

Antes de ver el modelado de los tres modos de operación se presenta una función esencial del optimizador, la del reparto de una determinada cantidad entre los diferentes almacenamientos atendiendo a los escalones de saturación obtenidos mediante simulación en un modelo estocástico. Los resultados que arroja la simulación son de la forma:

- 1º Marismas hasta 4 Gwh al día.
- 2º Gaviota hasta 26 Gwh al día.
- 3º Aurín hasta 23 Gwh al día.
- 4º Gaviota hasta 25 Gwh al día.
- 5º Yela hasta 10 Gwh al día.

Estos resultados establecen una priorización en el orden en que deben inyectarse o extraerse el gas en los almacenamientos. La forma en que se emplean estos resultados sería la siguiente. Supongamos que en un día del periodo de optimización hay que inyectar o extraer 70 GWh de los almacenes³, el llenado o el vaciado se haría de la siguiente manera: 4 GWh de Marismas, 26 GWh de Gaviota, 23 GWh de Aurín, los 17 GWh restantes de Gaviota otra vez y nada de Yela. El sistema es completamente análogo al de llenado de niveles en una configuración electrónica. En la *figura 2.10* puede verse este reparto de manera gráfica.

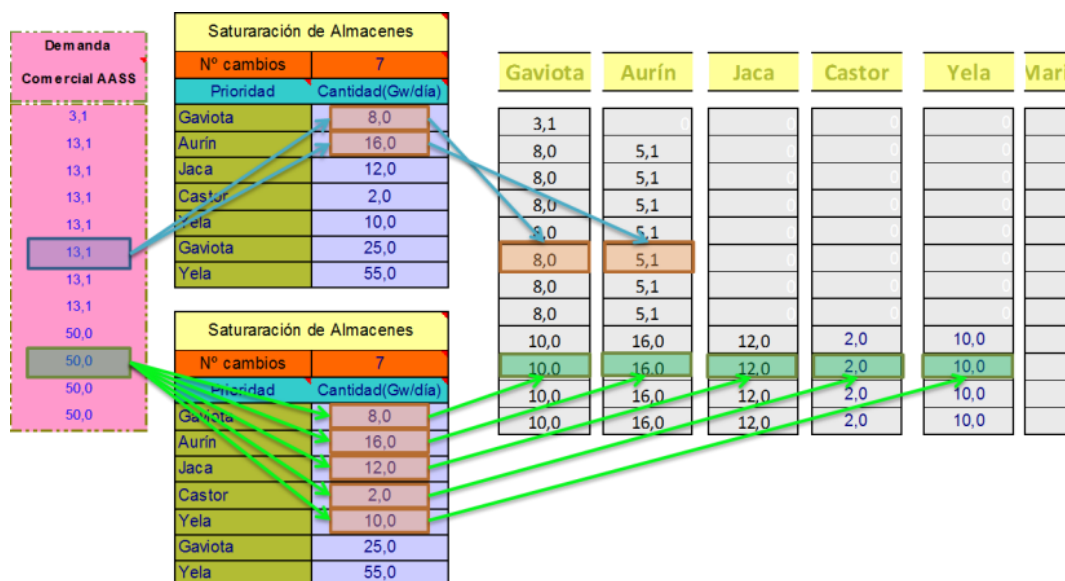


Figura 2.10. Reparto de la demanda en función de los escalones de saturación.

³ Esa cantidad de 90 GWh para inyectar o extraer puede corresponder a la cantidad nominada por los usuarios (demanda) o bien a la suma/resta de la demanda y las cantidades V_s y V_i

Además la tabla de especificación de la saturación de los almacenes no tiene siempre el mismo número de elementos. La forma en que el sistema de optimización aborda este problema es la siguiente. En primer lugar se genera un vector llamado *binAlm* con valor 1 en tantas posiciones consecutivas como escalonamientos completos de prioridad de almacenes se saturan. A la cantidad de gas que puede asignarse a escalonamientos completos la llamaremos V_b , y al complemento, a la cantidad que sobra y que no corresponde a ningún escalón completo la llamaremos V_c . Una vez realizado este reparto de cantidades, está claro que la cantidad V_c debería de ir a parar al escalón que corresponde al primer cero del vector *binAlm* (figura 2.11).

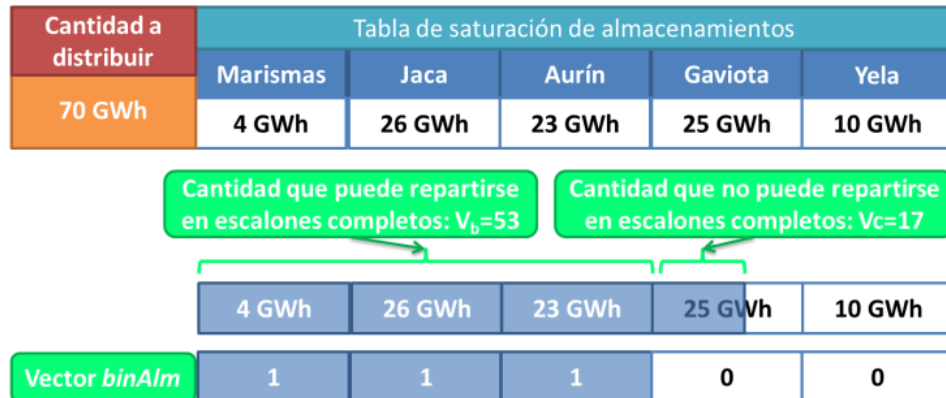


Figura 2.11. Definición del vector *binAlm* y las cantidades V_c y V_b .

Para poder almacenar la cantidad V_c , se necesitará un vector *binAlm1*, de la misma longitud que *binAlm* cuyas componentes sean cero salvo la posición que corresponde a la primera componente nula del vector *binAlm*. Para generar *binAlm1* interpretamos los dos vectores implicados como la expresión binaria de dos números enteros que difieran en 1. Si damos la vuelta al vector *binAlm* obtendremos un número binario y el vector *binAlm1* será el correspondiente al siguiente número (ver figura 2.12). Con los vectores *binAlm* y *binAlm1*, basta con multiplicar las cantidades por los vectores y asignarlos como flujos entrantes o salientes en los almacenamientos adecuados.



Figura 2.12. Estrategia para la generación de *binAlm1*.

Conocida la estrategia, se pasa al planteamiento matemático de la misma. Para abordar este planteamiento desde el punto de vista de la programación matemática lineal entera mixta con *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*, es necesario definir unos datos, unas variables de decisión, las restricciones y por supuesto, dado que se trata de un programa de optimización, una función de coste. Analizaremos la función de coste en el apartado 2.3.f. *Función de coste* y aquí nos ocuparemos de los datos, variables y restricciones que tienen que ver con el reparto de una cantidad de gas entre los almacenamientos en función de los escalones de saturación.

- **DATOS:**

A continuación, en la *tabla 2.1* se presentan los datos necesarios para poder hacer el reparto de almacenes.

Nombre	Descripción
Cantidad	Es un vector columna con tantas filas como días tenga el periodo. Contiene la cantidad de gas que los usuarios demandan inyectar o extraer para el total de los almacenes y que puede corresponder a la cantidad nominada por los usuarios (demanda) o a la demanda más/menos una cantidad que permita ajustar el stock global del sistema a un stock objetivo.
NumCamAlm	Corresponde al número de escalones de saturación, 5 en el caso de la <i>figura 2.10</i> .
Peso	Es un vector con tantas componentes como escalones de saturación y contiene las cantidades de saturación ordenadas, así en el ejemplo de la <i>figura 2.10</i> , el vector de pesos será [4,26,23,25,10].
PesoBin	Es un vector auxiliar que se emplea para obtener el valor del número decimal que corresponde al vector binAlm invertido.

Tabla 2.1. Datos necesarios para el reparto de una determinada cantidad de gas entre los almacenes.

- **VARIABLES:**

En la *tabla 2.2* se encuentran las variables de decisión que intervienen en el reparto.

Nombre	Descripción
binAlm	Es un vector con tantas componentes como escalones definidos haya y con valor 1 en tantas posiciones consecutivas como escalonamientos completos de prioridad de almacenes se saturen.
binAlm1	Un vector de la misma longitud que <i>binAlm</i> cuyas componentes sean cero salvo la posición que corresponde a la primera componente nula del vector <i>binAlm</i> .
flujoA	Es una matriz de tantas filas como almacenes y tantas columnas como días tenga el periodo de optimización. Contiene la cantidad de gas, en valor absoluto que entra o sale de cada almacenamiento cada día
V_c	Es un vector con tantas componentes como días tenga el periodo de optimización y que contiene la cantidad que corresponde al gas que se puede quedaría sin inyectar o extraer de los almacenamientos después de haber completado los escalones de saturación.
Y_c	Es una matriz auxiliar con tantas filas como días tenga el periodo de optimización y tantas columnas como escalones de saturación que se emplea para hacer el producto binario de dos matrices.

Tabla 2.2. Variables necesarias para el reparto de una determinada cantidad de gas entre los almacenes.

- **RESTRICCIONES:**

Teniendo todos los datos necesarios, entran en juego las restricciones a la hora de asignar valores a las variables. Comenzamos por la generación del vector *binAlm*, que ya se ha explicado que tiene que contener unos en las posiciones que corresponden a escalones que se van a completar. Imponemos, en primer lugar, que la cantidad total sea la suma de pesos multiplicando al Vector *binAlm* mas la cantidad sobrante V_c (ecuación 2.1).

$$Cantidad = \sum_{i \in NumCamAlm} [Peso(i) \cdot binAlm(i)] + V_c \quad (2.1)$$

Además, como los escalones son consecutivos, los unos de *binAlm* también han de serlo (ecuación 2.2).

$$binAlm_{escalón} \geq binAlm_{escalón+1} \quad (2.2)$$

Con el vector $binAlm$ generado correctamente, se pasaría a generar el vector binario $binAlm1$ con valor 1 exclusivamente en el primer bit a 0 de $binAlm$ a partir de $binAlm$. Para ello, como podía verse en la *figura 2.11*, se interpretan ambos vectores como la expresión binaria de dos números enteros que se diferencian en 1. En la *figura 2.13* puede verse la manera exacta en la que se hace el cálculo y su expresión matemática es la de la ecuación 2.3.

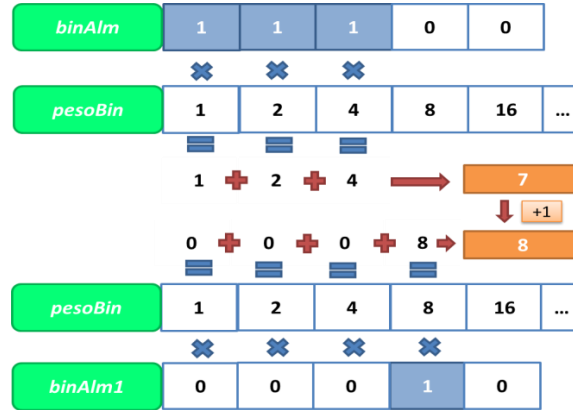


Figura 2.13. Forma de utilizar el vector auxiliar $pesoBin$ para generar $binAlm1$.

$$\sum_{i \in NumCamAlm} [pesoBin(i) \cdot binAlm(i)] = \sum_{i \in NumCamAlm} [Peso(i) \cdot binAlm1(i)] - 1 \quad (2.3)$$

Como el vector $binAlm1$ solo debe tener una componente igual a 1 bastará con imponer que la suma de sus componentes sea 1 (ecuación 2.4):

$$\sum_{i \in NumCamAlm} binAlm1(i) = 1 \quad (2.4)$$

Con los vectores $binAlm$ y $binAlm1$, debemos asegurarnos de que V_c , la cantidad que sobra después de haber completado los escalones, es igual o inferior a la cantidad del escalón en el que vamos a introducirla. En el caso de la figura 2.10, tendríamos que asegurarnos de que V_c es menor que 25.

$$V_c \leq \sum_{i \in NumCamAlm} binAlm1(i) \cdot Peso(i) \quad (2.5)$$

La última restricción que quedaría por plantear tiene que ver con la cantidad que se reparte para cada almacén.

$$flujoA = \sum_{i \in NumCamAlm} Peso(i) \cdot binAlm(i) + Y_c(i) \quad (2.6)$$

Donde Y_c es el resultado del producto binario continuo de $binAlm$ y V_c , que requiere de un tratamiento especial en el lenguaje de programación empleado. La forma en que se define este tipo de productos en *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio* es la que aparece en el conjunto de ecuaciones 2.7, que habrá que repetir para cada día del periodo de optimización.

$$\begin{aligned} Y_c &\leq 1024 \cdot binAlm1 \\ Y_c &\leq V_c \\ Y_c &\geq V_c - 1024 \cdot (1 - binAlm1) \end{aligned} \quad (2.7)$$

2.3.c. Modelado del modo de operación de reparto de la desviación de Stock.

El modo de operación de reparto de la desviación del stock obedece a la función moduladora de la demanda que ha de tener un almacenamiento. El hecho de que algunos elementos del sistema sean discretos y que existan unas fuertes restricciones ocasionadas por las elevadas medidas de seguridad del sistema, hace que no se pueda satisfacer exactamente la demanda, ocasionando una cantidad de gas llamado BRS. Lo que se pretende con este modo de operación es que el almacenamiento asuma esta desviación con respecto al que sería el stock objetivo. Para que el stock real no se desvíe del stock objetivo se han definido dos nuevas variables: V_i , que define la variación del stock real por debajo del objetivo, y V_s , que define la variación del stock real por encima del objetivo. El problema de que el sistema tienda al stock objetivo, con la definición de estas dos nuevas variables, se reduce a minimizarlas (incluyéndolas en la función de coste general del sistema) y repartir, en la medida de lo posible, las cantidades V_i y V_s en la producción de los almacenes, lo cual garantiza que el stock real se aproximará lo máximo posible al objetivo.



Figura 2.14. Definición de las variables V_i y V_s

Antes de iniciar el reparto de las cantidades V_i y V_s , habrá que sumarlas o restarlas, dependiendo, respectivamente, de si la cantidad falta o sobra en el sistema, a la demanda de los almacenes, y después de ello es cuando puede hacerse el reparto de la demanda y la desviación de stock conjuntamente. El reparto ha de hacerse conforme a unos escalones de saturación establecidos por simulación en un modelo estocástico, tal y como se ha comentado en el apartado anterior (2.3.b. Modelado del reparto de una cantidad de gas en función de unos escalones de saturación). También ha de tenerse en cuenta en qué ciclo se encuentra el almacén, pues si está en un ciclo de inyección, no puede extraerse nada del almacenamiento y viceversa, si nos encontramos en un ciclo de extracción no se podrá introducir nada en el almacén. Estos requisitos de funcionamiento pueden visualizarse de forma esquemática en las figuras 2.15-2.18, y para facilitar su comprensión se expone un ejemplo. Supongamos que nos encontramos en un periodo invernal (el ciclo operativo es el de extracción) y que un día del periodo de optimización, por motivos físicos, existe un excedente de gas en el sistema con respecto al stock objetivo de $V_s = 60$ GWh. En este caso, y puesto que estamos en un periodo de extracción, no se podía inyectar esta cantidad (si pudiera introducirse la cantidad sobrante en el almacenamiento, no habría problema). Supongamos ahora también que la demanda total para el almacén es de 40 GWh ese día. En este caso, el modo en el que procede el sistema es deteniendo la extracción de los almacenamientos, aunque no se satisfaga la demanda, de modo que la cantidad V_s se reduciría a 20 GWh a la vez que la operación BRS global de los almacenamientos se viera incrementado en 40 GWh en valor absoluto.

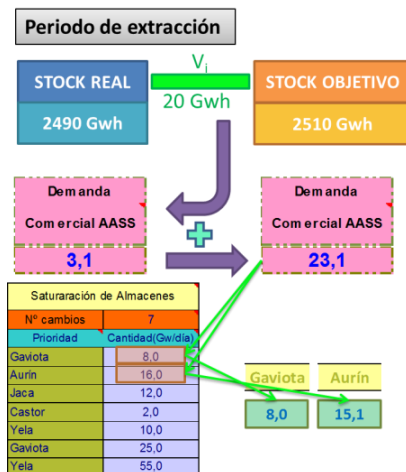


Figura 2.15. Extracción. Falta gas para llegar al stock objetivo.



Figura 2.16. Inyección. Sobra gas para llegar al stock objetivo.



Figura 2.17. Extracción. Sobra gas para llegar al stock objetivo.

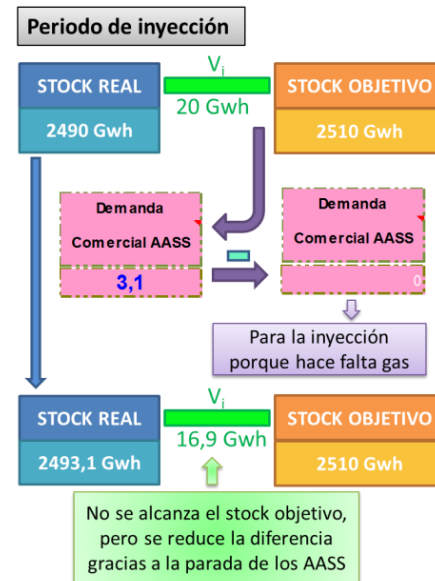


Figura 2.18. Inyección. Falta gas para llegar al stock objetivo.

Esta funcionalidad se ha introducido en el sistema a través del valor llamado *Cantidad* cuya definición puede verse en la *tabla 2.1*. Como *Cantidad* incluye para cada día el valor que debe repartirse entre los almacenes bastará como definirla como la demanda más V_i y menos V_s (ecuación 2.8).

$$Cantidad = V_i + demanda - V_s \quad (2.8)$$

2.3.d. Modelado del modo de operación de cantidades fijas.

En este caso el sistema deberá operar tomando los flujos programados para cada día del periodo de optimización con independencia de los escalones de saturación. La existencia de este modo de operación obedece a la existencia de multitud de acciones que requieren un comportamiento específico del sistema, como por ejemplo, durante los cambios de ciclo, de inyección a extracción y viceversa, se requiere que los almacenes permanezcan inactivos unos días. La cantidad de días es completamente impredecible pues depende de la experiencia y habilidad del equipo de personas encargados de cambiar la configuración del almacén o de las condiciones meteorológicas.

2.3.e. Modelado del modo de operación de modulación libre.

La modulación libre, igual que la de cantidades fijas, no tiene en cuenta los escalones de saturación que resultan de las simulaciones, pero sí la existencia de unos escalones de producción prefijados para cada almacenamiento. Esta modulación libre la hace el sistema de optimización teniendo en cuenta que se pretende minimizar la operación BRS y que deben observarse una serie de restricciones:

- Cada día solamente opera un escalón. Esta restricción puede expresarse imponiendo como condición que la suma de los escalones operativos para un solo día y en un solo almacén sea menor o igual que uno.
- De lunes a viernes se mantiene el mismo escalón. La forma en la que el optimizador mantiene esta restricción es gracias a la definición de una estructura semanal que contempla a qué día de la

semana corresponde cada día del periodo de optimización. Una vez contemplado esto basta con imponer lo siguiente:

$$\begin{aligned}
 Escalón_{Lunes} &= Escalón_{Martes} \\
 Escalón_{Martes} &= Escalón_{Miércoles} \\
 Escalón_{Miércoles} &= Escalón_{Jueves} \\
 Escalón_{Jueves} &= Escalón_{Viernes}
 \end{aligned}
 \tag{2.9}$$

- Los sábados y los domingos se mantienen en el mismo escalón y el lunes puede mantenerse o bajar, en el caso de que el periodo sea de extracción, y mantenerse o subir en el caso de que el periodo sea de inyección. Otra forma de expresar la transición de Domingo a Lunes sería decir que el escalón del lunes ha de ser como mucho igual que el domingo, y como poco, dos escalones menor, en el caso de extracción y que el escalón del lunes ha de ser como poco igual que el domingo, y como mucho, dos escalones mayor en el caso de inyección.
- Si se para la inyección o extracción en una AASS, ha de ser una semana como poco. Para mantener esta condición, el sistema reconoce cuando el flujo del almacén es cero y mantiene ese valor para los siguientes 7 días.

2.3.f. Función de coste.

En este caso no es una función de coste completa. Como ya se ha comentado, este modelo matemático para los almacenamientos subterráneos está integrado en un sistema de optimización multi-objetivo de la red completa, con una función de coste que incorpora los términos de todos los elementos de la red, de modo que lo que analizaremos aquí serán los términos correspondientes a los almacenamientos (figura 2.19).



Figura 2.19. Términos de la función de coste del sistema SPOL(RBG).resaltados en naranja aparecen los términos de la función de coste relacionados con este capítulo.

- **TÉRMINOS QUE FAVORECEN LA CONVERGENCIA AL STOCK OBJETIVO.**
Para que el stock del sistema converja hacia el valor objetivo se habían definido las cantidades variables: V_i y V_s , que definen la variación del stock real por debajo y por encima del objetivo respectivamente (figura 2.13). Si definimos *PenTenStock* como el valor de la penalización que se asigna a cada GWh que el sistema se desvía del valor objetivo, entonces este término de la función de coste será:

$$PenTenStock \cdot \sum_{\text{días}} (V_i + V_s) \tag{2.10}$$

- **TÉRMINOS RELACIONADOS CON LOS ALMACENAMIENTOS.**
En lo que a almacenamientos subterráneos se refiere, el único parámetro que puede suponerle un coste al sistema es el de la operación BRS y es por eso que este término de la función de coste puede escribirse como se indica en la ecuación 2.11, en donde w_{AASS} es el peso de penalización que

se le asigna a cada GWH de la Operación BRS y $Alm_absOpBrs$ es la Operación BRS diaria en valor absoluto del total de los almacenes.

$$w_{AASS} \cdot \sum_{\text{días}} Alm_absOpBrs \quad (2.10)$$

2.4. Resultados

Se analizarán los resultados que proporciona el optimizador para los almacenamientos subterráneos en dos de los tres modos de funcionamiento, el de reparto en función de los escalones de saturación, el de modulación libre y el de cantidades fijas. Los resultados mostrados corresponden a los mismos datos de origen sobre los que se han ejecutado diferentes simulaciones en los distintos modos de operación. Se han escogido un total de 4 periodos bimensuales, dos para extracción y otros dos para inyección. En las representaciones gráficas de los comportamientos del sistema, a pesar de que los periodos de optimización son bimensuales, se representa solo un mes, para facilitar la visualización.

Para extracción los periodos sobre los que se han actuado han sido Noviembre - Diciembre de 2013 y Enero -Febrero 2014 (en el periodo de Enero – Febrero de 2014 se ha trabajado con previsiones de demanda, no con datos reales). Para mostrar el comportamiento en el periodo de inyección, se han optimizado los periodos Abril – Mayo de 2013 y Junio – Julio 2013.

2.4.a. Modo de operación de reparto de la desviación de stock en función de escalones de saturación.

Como se ha detallado en el apartado 2.3.c. *Modelado del modo de operación de reparto de la desviación de Stock*, la característica básica de este modo de operación consiste en el hecho de que las desviaciones que puedan producirse del valor del stock del sistema con respecto a una cantidad objetivo, deben ser asumidas por los almacenamientos. La cantidad objetivo no consiste en un valor único, sino en dos valores que definen un intervalo en el que se considera que debe operar el sistema. A continuación presentamos 4 gráficas (*figuras 2.20-2.27*), para los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio, es decir el periodo estival, el de Inyección.

Los gráficos de las *figuras 2.20 a 2.23* disponen de dos ejes de ordenadas, el de la izquierda, con cantidades mayores, es el que debe usarse para las cantidades genéricas del sistema (stock global, límite inferior del stock y límite superior del stock) y el de la derecha, con cantidades más pequeñas, que es el que debe usarse a la hora de observar las cantidades relacionadas con los valores de los almacenes (demanda y cantidades a inyectar). Así pues, correspondientes al eje izquierdo tendríamos las líneas discontinuas en rojo y azul, que definen los valores entre los que debería encontrarse el stock resultado, en color naranja el stock que obtendríamos como resultado de la optimización y también en trazado discontinuo, pero en verde, el stock que tendríamos si no se hubiera incrementado la cantidad inyectada en los almacenamientos subterráneos. Al eje derecho le corresponderían la línea continua de color azul, que no es más que la cantidad que hay que repartir entre los almacenes atendiendo a los escalones de saturación (en dicha cantidad ya viene considerada la que necesita inyectarse para asumir la desviación de stock), y la línea discontinua en color morado mostraría la demanda programada por los usuarios.

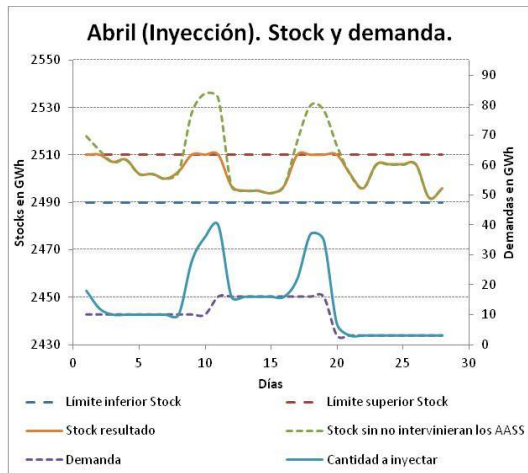


Figura 2.20. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Abril de 2013.

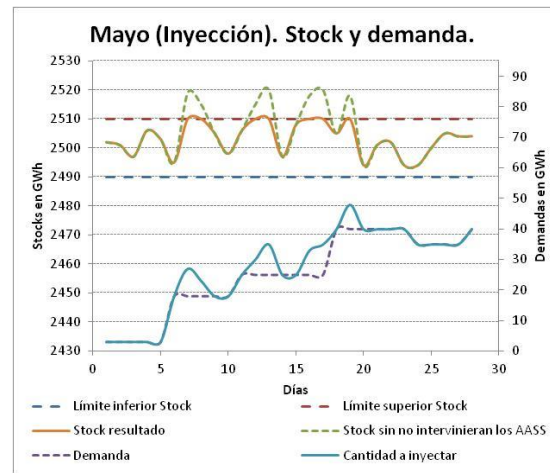


Figura 2.21. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Mayo de 2013.

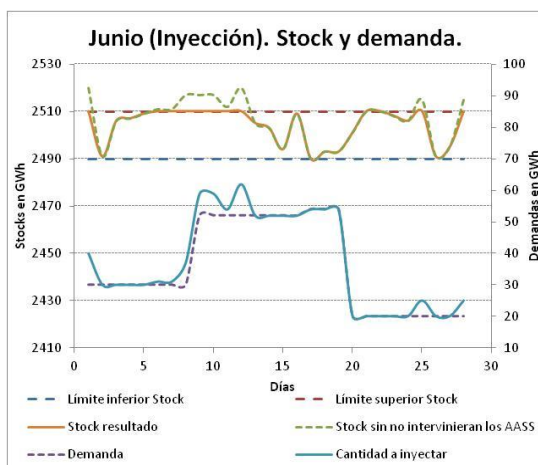


Figura 2.22. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Junio de 2013.

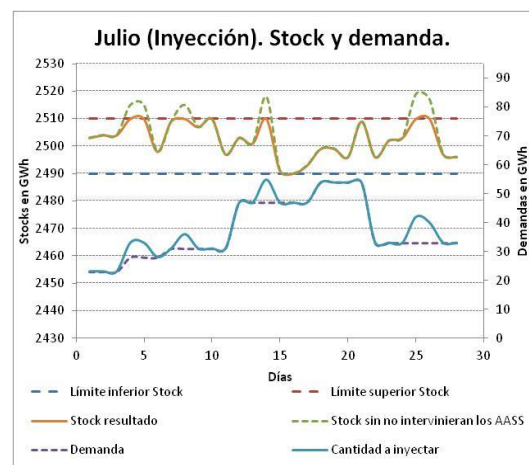


Figura 2.23. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Julio de 2013.

Al observar las figuras resulta indiscutible que el modelado cumple el requisito de que los almacenamientos asuman la desviación del stock real con respecto al objetivo, y solo restaría comprobar que efectivamente el reparto se hace conforme a unos escalones de saturación obtenidos mediante simulaciones estocásticas. El modo en que el sistema de optimización ha realizado el reparto para los cuatro meses que se están estudiando puede verse en las figuras 2.24 a 2.27.

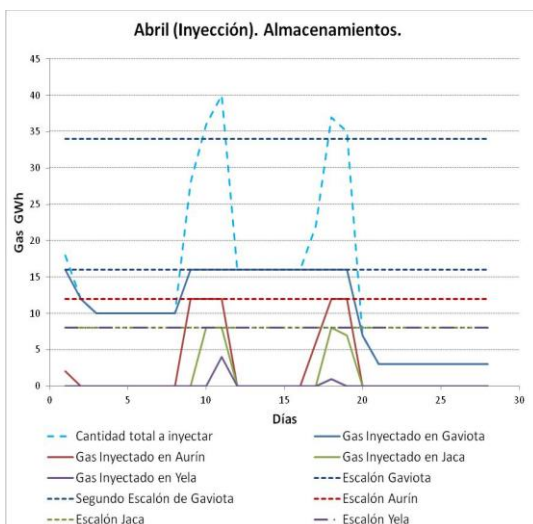


Figura 2.24. Programación de los almacenamientos en el mes de Abril de 2013.

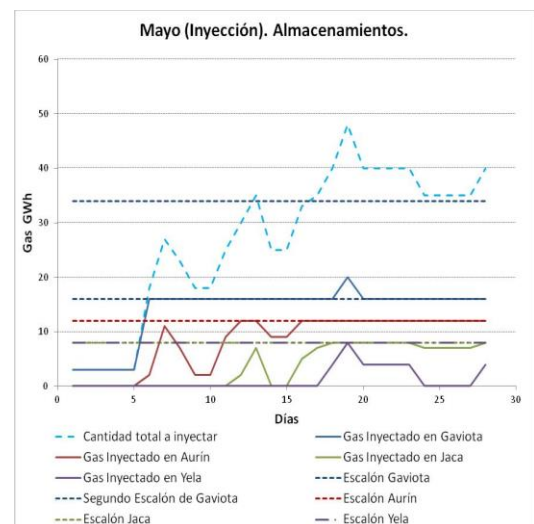


Figura 2.25. Programación de los almacenamientos en el mes de Mayo de 2013.

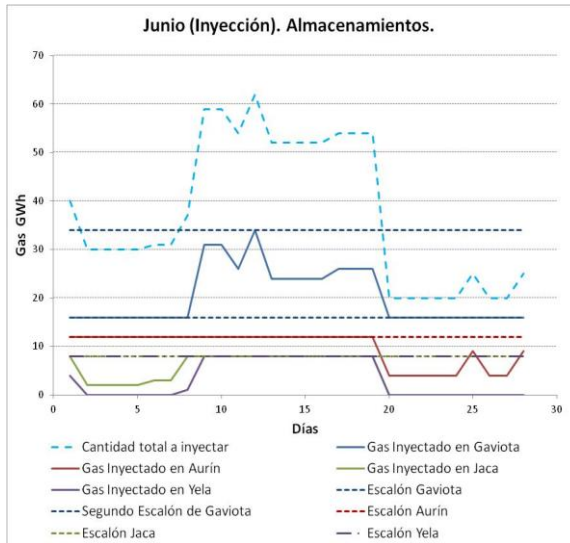


Figura 2.26. Programación de los almacenamientos en el mes de Junio de 2013.

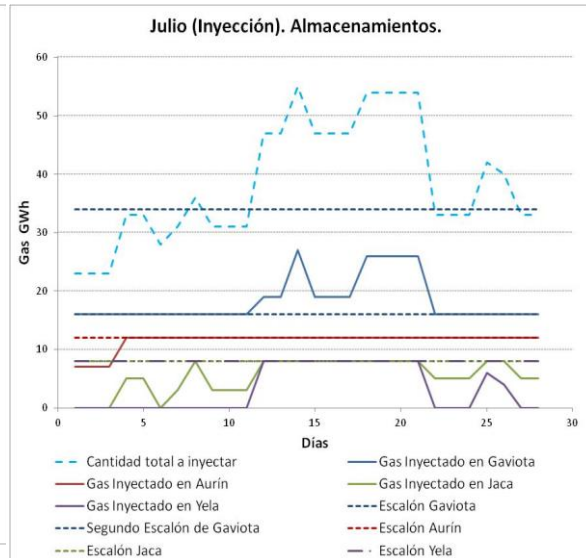


Figura 2.27. Programación de los almacenamientos en el mes de Julio de 2013.

Los escalones de saturación con los que se han hecho las optimizaciones son los de la *tabla 2.3*. Como puede verse en las *figuras 2.24 – 2.27*, el reparto de los almacenes se ha hecho de manera adecuada y nunca se excede la cantidad de gas que permiten inyectar los escalones de saturación, que se presentan en las figuras con líneas discontinuas. Obsérvese por ejemplo el caso del mes de Junio (*figura 2.26*). Vemos que la cantidad a inyectar, la demanda más la desviación de stock (línea celeste discontinua), se sitúa entre 30 y 40 GWh. En el caso concreto de 30 GWh, de los días 2 al 5, según los escalones de saturación de la *tabla 2.3*, puede introducirse esta cantidad empleando el primer escalón de Gaviota, Aurín y 2 GWh de Jaca. Esta es exactamente la programación que hace el sistema para esos cuatro días: la línea continua azul se sitúa en 16, indicando que se han inyectado los 16 GWh permitidos en gaviota, la línea roja continua se encuentra en 12, indicando que también se ha saturado el almacenamiento de Aurín y finalmente, la línea verde coincide con 2 GWh, indicando que en el almacenamiento de Yela solo se inyecta esa cantidad sin llegar a saturar el escalón.

Almacén	Cantidad (GWh)
Gaviota	16
Aurín	12
Jaca	8
Yela	8
Gaviota	18

Tabla 2.3. Escalones de saturación obtenidos por simulación estocástica.

Comprobado que el modelo satisface todos los requisitos de este modo de operación para el periodo de verano, es decir, para el ciclo de inyección, hay que comprobar que sucede lo mismo para el periodo invernal. Para hacer el estudio del ciclo de extracción se emplea la misma tabla de escalones de saturación, el mismo intervalo de stock objetivo, el mismo código de colores, pero diferentes demandas y stocks resultantes. El signo de la demanda y del flujo de los almacenamientos en el periodo estival e invernal son opuestos, pero aquí se muestran los resultados con valores absolutos, por lo que no puede observarse dicho cambio de signo. De nuevo se hacen optimizaciones para cuatro meses, Noviembre y Diciembre de 2013 y Enero y Febrero de 2014. Siguiendo el esquema empleado para el periodo de

inyección, se muestran primero las cuatro gráficas que aseguran que el stock global del sistema se mantiene dentro de los límites establecidos a costa de los almacenes (figuras 2.28 - 2.31).

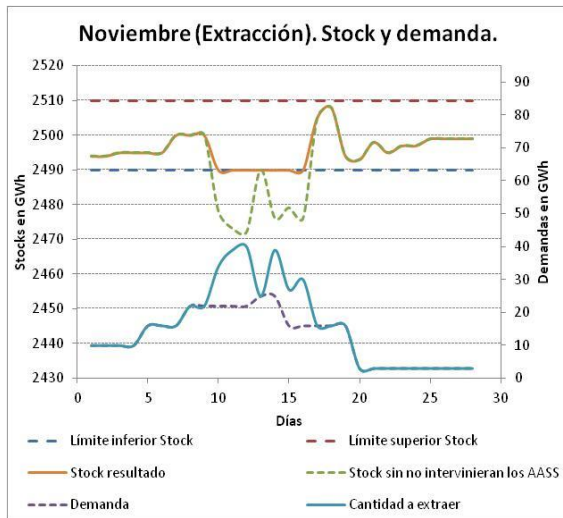


Figura 2.28. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Noviembre de 2013.

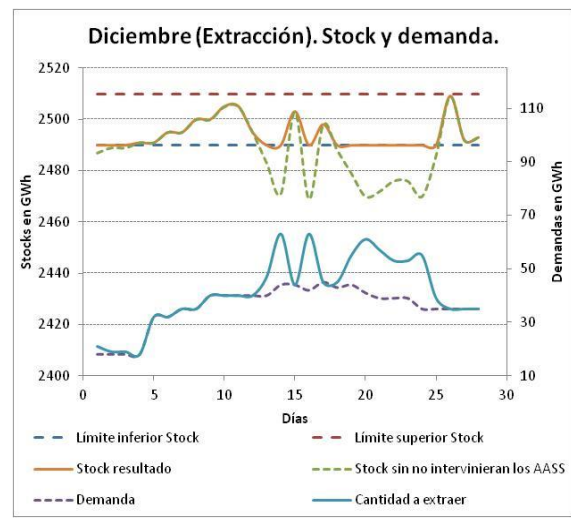


Figura 2.29. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Diciembre de 2013.

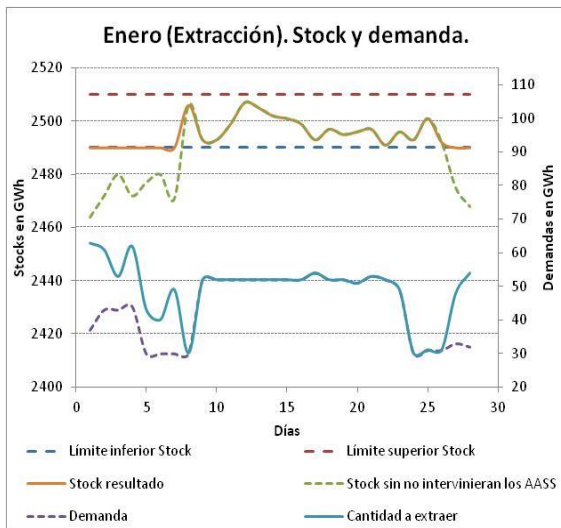


Figura 2.30. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Enero de 2014.

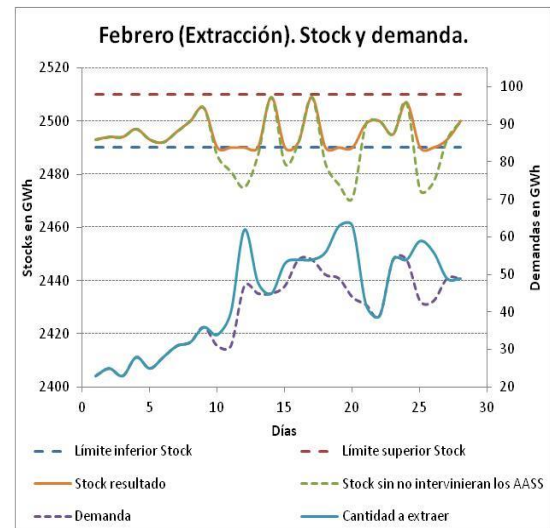


Figura 2.31. Evolución del stock, la demanda y la cantidad inyectada en el mes de Julio de 2013.

Los gráficos, de nuevo, disponen de dos ejes de ordenadas. Recordemos que el de la izquierda, con cantidades mayores, es el que debe usarse para las cantidades genéricas del sistema (stock global, límite inferior del stock y límite superior del stock) y el de la derecha, con cantidades más pequeñas, que es el que debe usarse a la hora de observar las cantidades relacionadas con los valores de los almacenes (demanda y cantidades a inyectar). Como el esquema de colores es el mismo, basta con que nos fijemos en que la línea naranja, la del stock resultante, se mantiene siempre entre los límites fijados como stock objetivo, mientras que la línea verde discontinua, que sería la del stock sin la intervención de los almacenes, rebasa continuamente estos límites. En los días en los que el stock se desviaría del stock objetivo puede verse como la cantidad que es necesario extraer se ve incrementada lo necesario para que el stock resultado se conserve entre los límites fijados.

El siguiente paso, una vez comprobado que para la extracción el modelo también se comporta correctamente, en lo que a asumir la desviación del stock se refiere, vuelve a ser el de comprobar que el reparto de la cantidad total de gas a extraer se efectúa de acuerdo con la tabla de escalones de

saturación (tabla 2.3). El modo en que el sistema de optimización ha realizado el reparto para los cuatro meses del periodo invernal que se están estudiando puede verse en las figuras 2.32 a 2.35, en las que se ha seguido el mismo esquema que para las figuras 2.24 – 2.27.

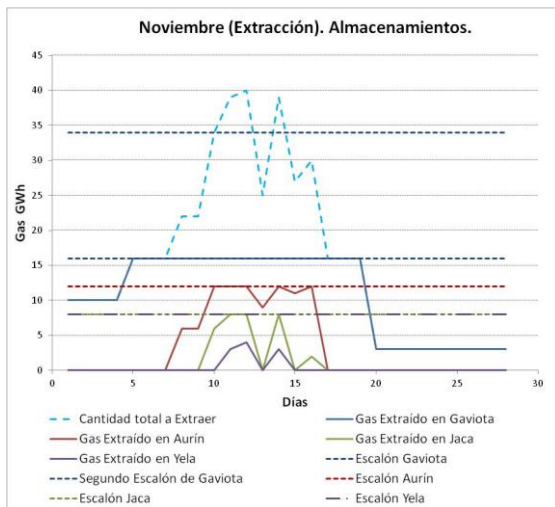


Figura 2.32. Programación de los almacenamientos en el mes de Noviembre de 2013.

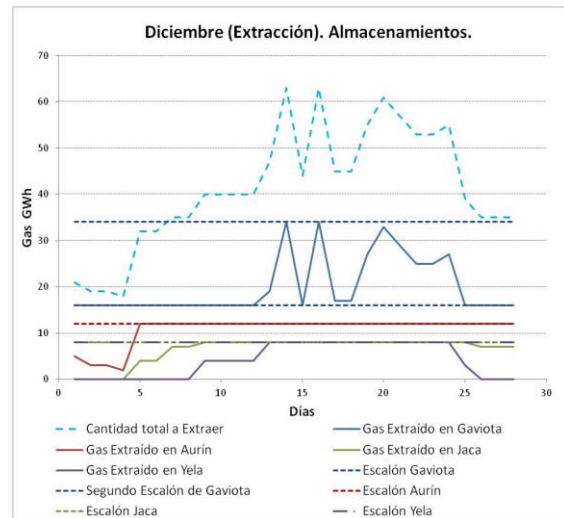


Figura 2.33. Programación de los almacenamientos en el mes de Diciembre de 2013.

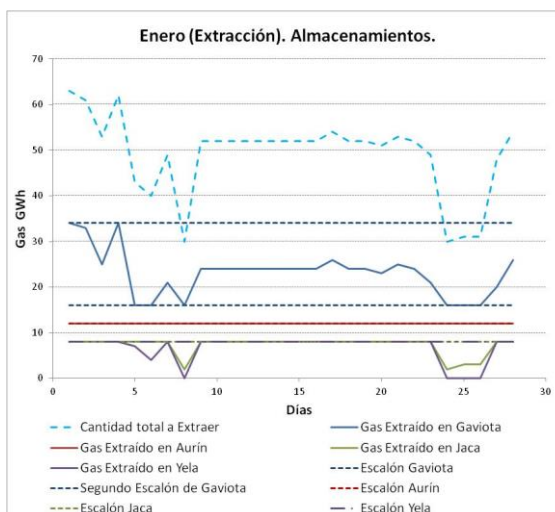


Figura 2.34. Programación de los almacenamientos en el mes de Enero de 2014.

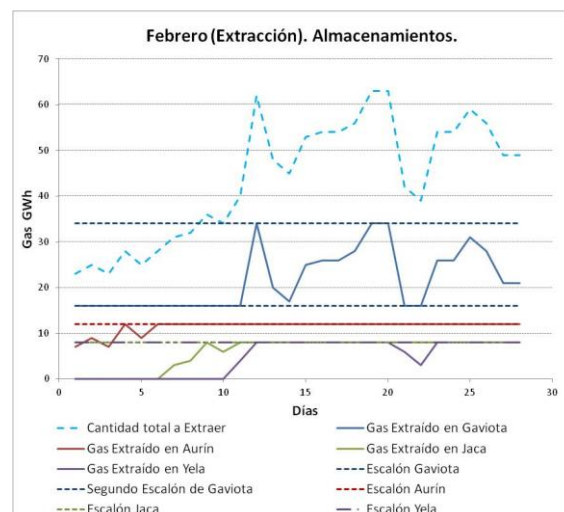


Figura 2.35. Programación de los almacenamientos en el mes de Febrero de 2014.

Recordando que los escalones de saturación aparecen con líneas discontinuas y la cantidad de gas extraída de cada almacén con líneas continuas, queda demostrado que el reparto de los almacenes se ha hecho de manera adecuada también para la extracción y nunca se excede la cantidad de gas que permiten inyectar los escalones de saturación. Está claro también que se respeta el orden de prioridades de la tabla 2.3, ya que en cualquiera de las imágenes puede observarse como el primer almacenamiento puesto en juego es Gaviota, hasta que se satura s primer escalón, seguido de Aurín, Jaca y Yela, y si con esto no ha bastado para cubrir la demanda comercial y la desviación del stock, es cuando se comienza a extraer de nuevo de Gaviota hasta agotar el segundo escalón de saturación.

Con todas estas pruebas queda verificado que el modelo cumple los requisitos necesarios para este modo de funcionamiento y solo queda comprobar que también los cumple para el resto de modos de funcionamiento.

2.4.b. Modo de operación de modulación libre .

Los requisitos que deben cumplirse para la modulación libre están descritos en el apartado 2.3.e. *Modelado del modo de operación de modulación libre* y pueden resumirse como que el almacenamiento opera según unos escalones de producción y que los cambios de escalón están regidos por una serie de reglas en función de los días de la semana. Las reglas en función del día de la semana serían básicamente tres: de lunes a viernes se mantiene el escalón, los sábados y los domingos también se opera en el mismo escalón y en la transición de domingo a lunes el escalón puede mantenerse o disminuir, pero nunca aumentar. Los escalones que pueden emplearse aparecen contemplados en la *tabla 2.4.*

Almacén	Cantidad Escalón 1 (GWh)	Cantidad Escalón 2 (GWh)	Cantidad Escalón 3 (GWh)
Gaviota	16	32	54
Serrablo	5	10	24
Jaca	3	8	12
Marismas	2	8	18

Tabla 2.4. Escalonamiento para la modulación libre.

A continuación, en las *figuras 2.36 a 2.39*, se presenta como ha modulado el sistema la inyección de gas en los almacenes en los meses de Abril, Mayo, Junio y Julio de 2013. Como los condicionantes para la modulación son en función del día de la semana, para cada uno de los meses se incluyen unas líneas de división verticales que señalan la posición de los domingos. Además en los gráficos se incluye también el valor de la Operación BRS, ya que de lo que se trata es de minimizar ese valor (es el único que tiene repercusión en este modo de operación). En ninguna de las figuras veremos nada relacionado con el stock global del sistema, pues cuando se opera en modulación libre, las desviaciones de stock con respecto al objetivo no son asumidas por los almacenamientos subterráneos. En este modo de operación los almacenamientos solamente se desviarán de la demanda comercial en caso de que el stock del sistema global estuviera fuera de los límites físicos y no se pudiera compensar mediante otros elementos de la red, como por ejemplo las plantas de regasificación.

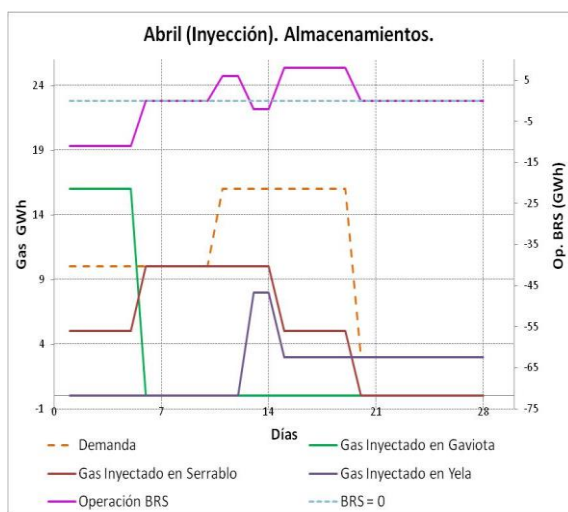


Figura 2.36. Programación de los almacenamientos en el mes de Abril de 2013. Modulación libre.

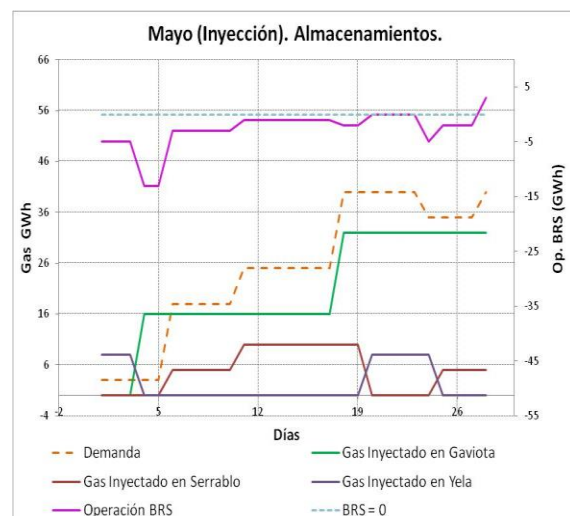


Figura 2.37. Programación de los almacenamientos en el mes de Mayo de 2013. Modulación libre.

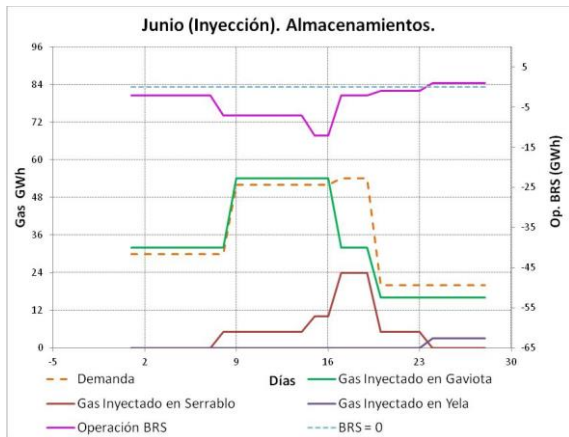


Figura 2.38. Programación de los almacenamientos en el mes de Junio de 2013. Modulación libre.

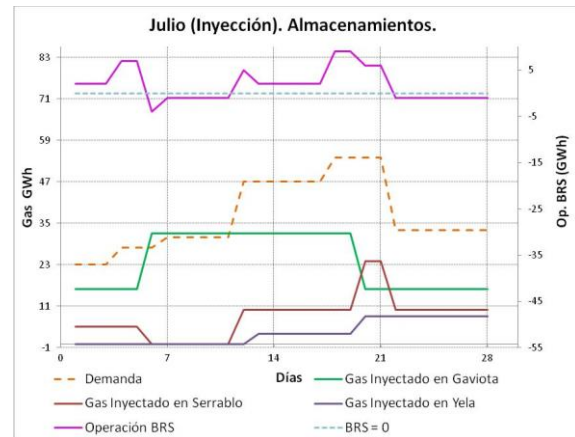


Figura 2.39. Programación de los almacenamientos en el mes de Julio de 2013. Modulación libre.

Como vemos se cumplen los requisitos de modulación para el periodo de inyección y además la Operación BRS tiene valores muy bajos. La bondad de este valor se debe a que el flujo de gas que entra en los almacenes va siguiendo la curva de demanda (línea naranja discontinua). Para que este modo de operación quede completamente validado debe comprobarse que se siguen respetando los criterios de los cambios de escalón durante el periodo de extracción. Las simulaciones para el periodo invernal se realizarán sobre los mismos datos del apartado anterior, es decir, los meses de Noviembre y diciembre de 2013 y los meses de Enero y Febrero de 2014 (figuras 2.40 a 2.43). Se empleará el mismo criterio de colores que para el periodo estival y también se incluirán las líneas verticales para señalar los Domingos.

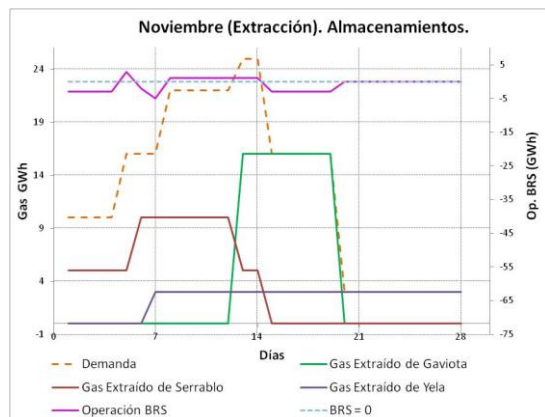


Figura 2.40. Programación de los almacenamientos en el mes de Noviembre de 2013. Modulación libre.

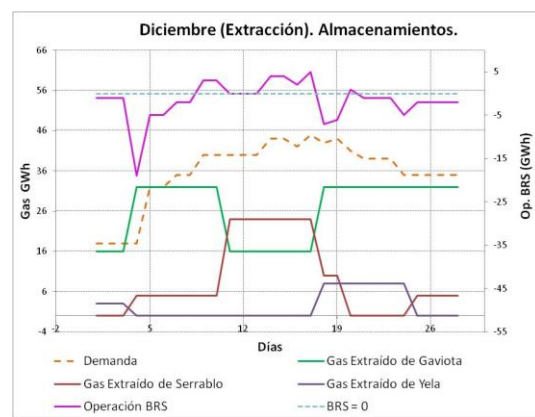


Figura 2.41. Programación de los almacenamientos en el mes de Diciembre de 2013. Modulación libre.

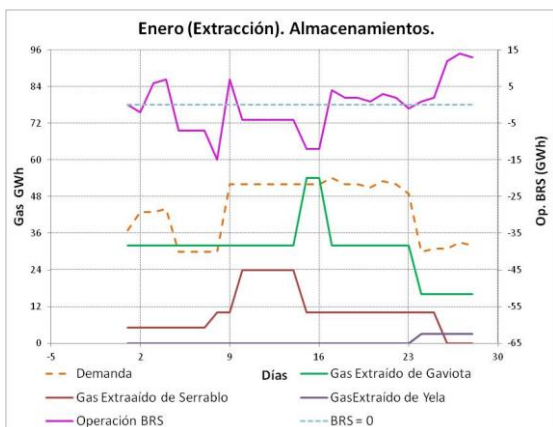


Figura 2.42. Programación de los almacenamientos en el mes de Enero de 2014. Modulación libre.



Figura 2.43. Programación de los almacenamientos en el mes de Febrero de 2014. Modulación libre.

Las *figuras 2.40 a 2.43* muestran que los almacenes funcionan correctamente en el periodo de extracción: funcionan de manera escalonada siguiendo los condicionantes impuestos en función del día de la semana. Con estas optimizaciones operando en el modo de modulación libre quedaría validado también este modo de operación y solo quedará confirmar que el último modo de operación funciona correctamente para que este modelado matemático quede confirmado como adecuado.

2.4.c. Modo de operación de cantidades fijas.

El funcionamiento del sistema en el modo de operación de cantidades fijas es el más fácil de comprobar para ello tomaremos las programaciones de los almacenes realizadas por los operadores para los meses con los que hemos estado trabajando: Abril, Mayo, Junio y Julio de 2013 del periodo de inyección y Noviembre y Diciembre de 2013 y Enero y Febrero de 2014 del periodo de extracción. Lo único que hay que comprobar es que el sistema extrae o inyecta exactamente los flujos impuestos. Esto es lo que se muestra en las *figuras 2.44 a 2.47*. Cada una de las figuras corresponde a un periodo de optimización mensual (en las dos primeras se ven los resultados del periodo de inyección y en las dos últimas se ven los resultados de dos periodos de extracción) y tienen dos ejes de ordenadas, el derecho tiene una escala diferente del izquierdo (el izquierdo va de -1 a 69 GWh y el derecho de -11 a 66 GWh). Los resultados que arrojan las optimizaciones para los flujos de los almacenamientos (líneas continuas) han de mirarse en el eje izquierdo, y los flujos que ya estaban programados antes de empezar la optimización (líneas discontinuas) han de mirarse en el eje derecho. Los flujos se dan en valor absoluto. Gracias al desfase entre los ejes puede visualizarse mejor que los valores son idénticos.

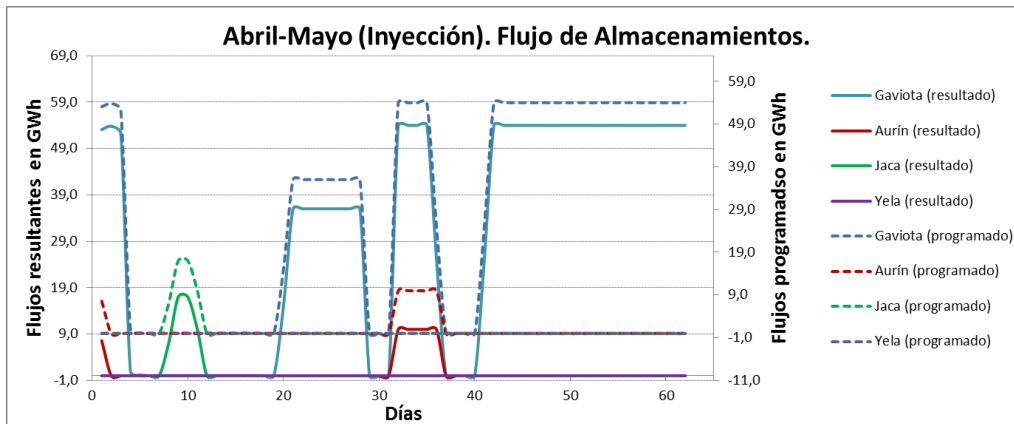


Figura 2.44. Programación de los almacenamientos en los meses de Abril y Mayo de 2013. Cantidades fijas.

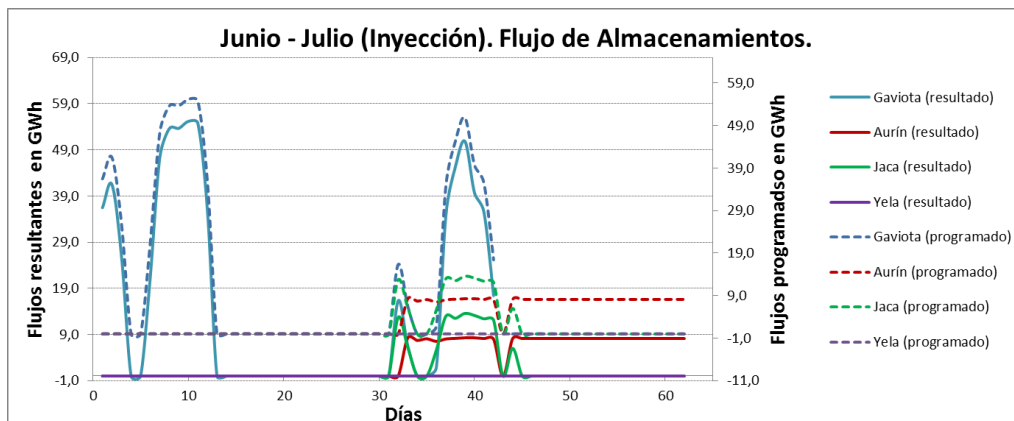


Figura 2.45. Programación de los almacenamientos en los meses de Junio y Julio de 2013. Cantidades fijas.

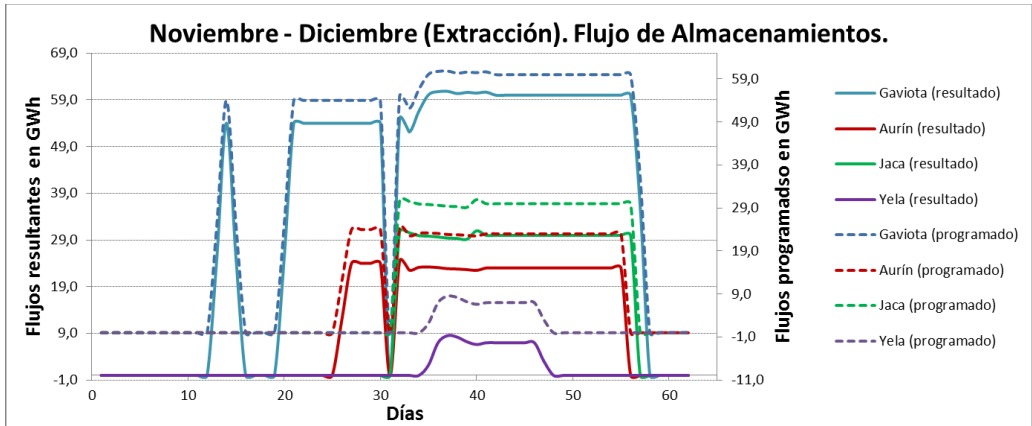


Figura 2.46. Programación de los almacenamientos en los meses de Noviembre y Diciembre de 2013. Cantidades fijas.

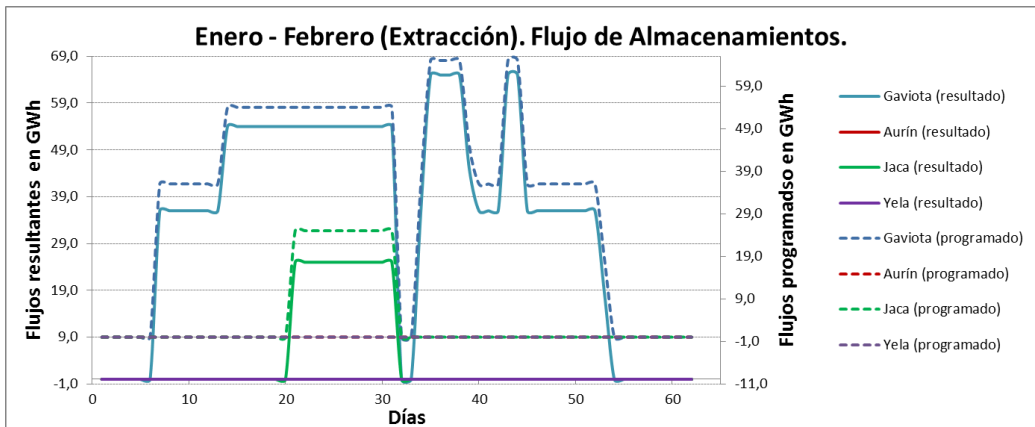


Figura 2.47. Programación de los almacenamientos en los meses de Enero y Febrero de 2014. Cantidades fijas

Con todos los resultados aportados podemos afirmar que se cumplen todos los requisitos de operación de los Almacenamientos y el modelo quedaría completamente validado.

CÁPITULO 3. MÓDULO PARA EL ESTUDIO DE LA SENSIBILIDAD. IDENTIFICACIÓN DE CAUSAS DE SOLUCIONES NO FACTIBLES.

El tercer capítulo de este trabajo tratará sobre dos funcionalidades claves de un sistema de optimización: los estudios de sensibilidad y la identificación de las causas de que no haya soluciones factibles. Sin estas dos funcionalidades ningún sistema de optimización estaría completo; si bien la posibilidad de realizar estudios de sensibilidad debería considerarse más bien una aplicación práctica de la herramienta de optimización que una funcionalidad de la misma. El análisis de la sensibilidad de los parámetros del sistema y el reconocimiento de las causas de la ausencia de soluciones factibles se realizará sobre el sistema de optimización SPOL (RBG) [2].

Una buena sintonización de los parámetros de la función objetivo resulta crucial en cualquier optimización. De forma habitual la función de coste o función objetivo está compuesta por valores de costes económicos conocidos, pero también puede darse el caso de que muchos de los comportamientos estén modelados de una manera más cualitativa porque no se conozcan los costes económicos reales [12 y 13]. Estos sistemas más cualitativos buscan un comportamiento concreto ante determinadas situaciones pero no contemplan de manera cuantitativa el sobrecoste de que el sistema no reaccione de manera adecuada. El modelado matemático de estos sistemas resulta complejo por la necesidad de asignar un valor numérico, un peso, a cada uno de los términos de la función de coste. Esta asociación de un peso a un término de la función de coste en los sistemas cualitativos puede hacerse siguiendo diferentes métodos como el de Brown y Gibson [14] o el llamado ABC (Activity-Based Costing) [15]. También se puede hacer de manera empírica, es decir, se asigna un peso, se estudia si el comportamiento del modelo es el deseado y dependiendo de si lo es o no, se fija el parámetro en el valor seleccionado o se vuelve a repetir el proceso variando el valor asignado.



Figura 3.1. Esquema del sistema empírico de asignación de pesos.

También podría darse el caso, como de hecho se da en la red de gasoductos de España que optimiza SPOL (RBG), de que el tipo de valores óptimos válidos dependan de, por ejemplo la época del año o la situación del mercado. Esta dependencia de factores externos ocasiona la necesidad de establecer valores variables para los pesos, de modo que pueda adaptarse la función de coste del sistema a las condiciones externas cambiantes. Una vez establecida esta necesidad, surge una nueva, determinar cuáles son los cambios en los valores de los pesos que afectan a la función de coste y en qué magnitud lo hacen. Precisamente en esto consiste un estudio de sensibilidad. Los estudios de sensibilidad de los parámetros de coste tienen mucha importancia a nivel económico, de modo y manera que no se inicia

ningún proyecto que revista grandes inversiones económicas sin un estudio de este tipo [16 y 17]. Este tipo de estudios ya se ha realizado con herramientas de optimización similares en el sector energético, más concretamente en el sector eléctrico [18].

A pesar de tener los parámetros y pesos de la función de coste perfectamente sintonizados y unos datos aparentemente correctos la optimización puede resultar no factible. El que una optimización no sea factible significa que no posee ninguna solución (sea o no óptima) dentro de la región factible determinada por la intersección de los semiplanos que definen las restricciones. Atendiendo al tipo de solución podemos clasificar los problemas de programación lineal en las categorías que se muestran en la *figura 3.2* [19]. Los lenguajes de modelado como OPL suelen informar del carácter factible, no factible (infeasible) o no acotado (unbounded) de la solución. Existen métodos y algoritmos para detectar el motivo de la presencia de soluciones no factibles [20-22], pero en este caso, aprovechando un gran conocimiento del sistema físico modelado y del programa de optimización, se procede analizando directamente la fuente del problema e incorporando indicadores para el usuario que resalten en donde se da el inconveniente.

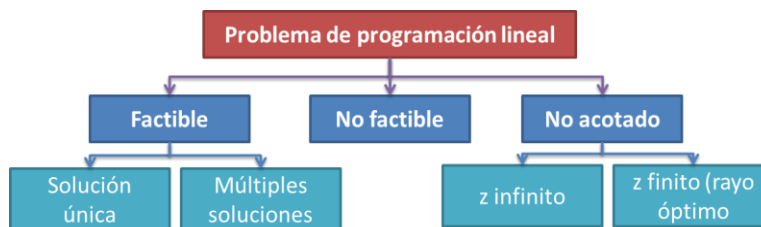


Figura 3.2. Clasificación de los problemas de programación lineal en función del tipo de solución.

El capítulo está dividido en cuatro apartados, comenzando por, como ya se hizo en el capítulo anterior, la enumeración de los objetivos que se persiguen en el mismo. Después de los objetivos se detalla la necesidad de la separación de los términos de penalización y coste en la función objetivo, así como la forma en la que se ha hecho. En tercer lugar abordaremos el diseño de un módulo para el estudio empírico de la sensibilidad de los parámetros de la herramienta SPOL (RBG). Justo a continuación se verán algunas de las aplicaciones de este módulo de sensibilidad, como el estudio de sensibilidad de los pesos de los términos relacionados con la Operación BRS⁴ de la función de coste o la utilización del módulo de estudio de sensibilidad para la asignar un coste económico a términos desconocidos. Por último, pero no por ello menos importante, nos centraremos en el tema de las soluciones no factibles y de la identificación de su causa.

3.1. Objetivos del capítulo.

En este capítulo se persigue el doble objetivo de diseñar toda la estructura que corresponde a un módulo para estudios de sensibilidad en un sistema de optimización y además, dotar a este sistema de una forma de identificación para causas detectadas de soluciones no factibles. Además, para mostrar la utilidad de estas dos funcionalidades, como ya se ha comentado en la introducción de este capítulo, se realizará un pequeño estudio de sensibilidad, otro estudio para asignar un peso económico a una cantidad que hasta ahora no lo tenía y se pondrá a prueba la detección de causas de soluciones no factibles. Con todo esto podemos esquematizar los objetivos del capítulo como:

⁴ La definición de la Operación BRS, así como la implicación que tiene sobre el sistema puede consultarse en el apartado 2.3.a. *Características y requisitos generales para el modelo de programación matemática* de este mismo trabajo.

- Diseño de un módulo para hacer estudios de sensibilidad.
- Mostrar ejemplos de aplicaciones del mismo.
- Identificación para causas detectadas de soluciones no factibles.
- Comprobación de que la identificación es correcta.

3.2. Separación de los términos de penalización y coste en la función objetivo.

La función objetivo del modelo de optimización se compone de dos tipos de términos: coste y penalización. Los primeros están asociados a los autoconsumos de las estaciones de compresión de la red y la Operación BRS. Los segundos se utilizan para introducir las llamadas restricciones blandas. El uso de restricciones blandas generaliza el modelo CSP (Problema de satisfacción de restricciones) clásico permitiendo que el usuario especifique sus preferencias respecto al conjunto de soluciones [23]. Las restricciones blandas que sólo se violan cuando no existe otra alternativa para que el modelo tenga solución. En la siguiente figura, la *figura 3.3*, se presentan todos los términos actuales de la función objetivo de SPOL (RBG).

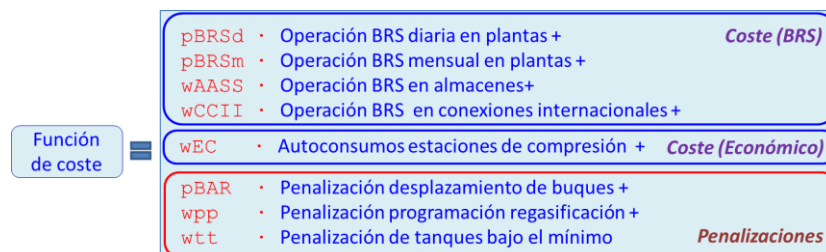


Figura 3.3. Función de objetivo del sistema SPOL RBG.

En la *figura 3.3* pueden apreciarse claramente los dos tipos de términos de la función objetivo, los de coste (tanto económicos como los de la operación BRS) y los que corresponderían a las penalizaciones. Cada uno de los términos aditivos en la función de coste está compuesto por dos valores que se multiplican entre sí. El primero de los multiplicandos, que aparece en color rojo, corresponde al peso que tiene la magnitud correspondiente, que es el segundo de los multiplicandos, el de color azul. A la hora de hacer estudios de sensibilidad o de costes, que requieren multitud de optimizaciones, resulta imprescindible que los únicos valores que varíen sean los costes económicos. Si variasen los costes y las penalizaciones de manera simultánea el estudio carecería de sentido. Para ilustrar esto imaginemos un sencillo ejemplo. Supóngase que se pretende estudiar el impacto que tiene la variación del peso $pBRSd$ sobre la función de coste, y para ello se hacen dos optimizaciones con dos valores que difieran en dos órdenes de magnitud entre sí, 1 y 100. Si permitimos que varíen las penalizaciones podría ocurrir que el coste total de las dos operaciones fuera el mismo, de lo cual se deduciría que el parámetro estudiado no afecta a la función de coste; sin embargo, podemos estar en un error, podría haber ocurrido que al aumentar el peso de la *Operación BRS diaria en plantas*, esta magnitud hubiera disminuido a costa de la *penalización de tanques bajo el mínimo*. En tal caso, el peso $pBRSd$ sí que tendría un efecto sobre la función de coste, pero habría quedado enmascarado por uno de los términos de penalización.

Para poder realizar los estudios de sensibilidad y asignación de costes, se ha introducido un mecanismo que permite separar el efecto de los términos de penalización y coste. Este mecanismo requiere de la ejecución de, al menos, dos optimizaciones consecutivas. En la primera sólo actúan los términos de penalización, salvándose los valores finales de las variables de ajuste de las restricciones blandas que hacen factible el problema. En la segunda y sucesivas sólo actúan los términos de coste, imponiéndose

los valores de las penalizaciones (variables de ajuste) obtenidos en la ejecución anterior. Con los mismos valores de las variables de ajuste de la primera ejecución se podrán realizar tantas ejecuciones como sean necesarias variando el peso relativo de los términos de coste y viendo el efecto que estas variaciones tienen sobre la solución. El mecanismo de fijación de estos valores es muy sencillo, basta con incluir una estructura condicional en función de un parámetro binario, de modo, que si ese parámetro, al que llamaremos *swPena*, es cero se imponen los valores de las penalizaciones de la optimización anterior y si cae uno, los parámetros pueden variar sin problema en la búsqueda de una solución óptima.

3.3. Módulo para el estudio empírico de la sensibilidad.

En [24] podemos encontrar un estudio exhaustivo sobre estudios de sensibilidad, monoparamétricos, multiparamétricos, con parámetros estadísticamente dependientes e independientes, lineales y no lineales. Este módulo permite la ejecución automática de una secuencia de optimizaciones para realizar estudios de sensibilidad utilizando uno de los métodos, el barrido de parámetros. Cuando el estudio va a hacerse sobre varios parámetros, el barrido de parámetros consiste básicamente en analizar la función de coste para toda la combinatoria posible de los parámetros. Supongamos que vamos a realizar un estudio sobre una función de coste tres parámetros independientes entre sí y que a cada uno de esos parámetros le vamos a asignar 3 valores diferentes: 1, 50 y 500. En este caso la combinatoria necesaria para el berrido de parámetros puede verse en la *figura 3.4*.

Configuración	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...
Parámetro 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	...
Parámetro 2	0	0	0	50	50	50	500	500	500	0	0	0	...
Parámetro 3	0	50	500	0	50	500	0	50	500	0	50	500	...

Figura 3.4. Barrido de tres parámetros con tres valores para cada uno.

La forma de introducir los datos necesarios para una optimización en la herramienta SPOL (RBG) es mediante una hoja de cálculo de Microsoft Excel, a la que llamaremos de forma genérica base de datos. Estas bases de datos tienen todas el mismo formato y estructura. Se ha diseñado un mecanismo de creación parametrizada de bases de datos. A partir de una determinada base de datos el sistema genera un número especificado de base de datos en las que se incorporan valores diferentes para determinados parámetros. Estos valores los fija el usuario con antelación utilizando la correspondiente hoja Excel. Además el sistema genera un archivo XML donde se codifica el orden de ejecución de las bases de datos generadas. En la *figura 3.5* se muestra de forma esquemática el funcionamiento.

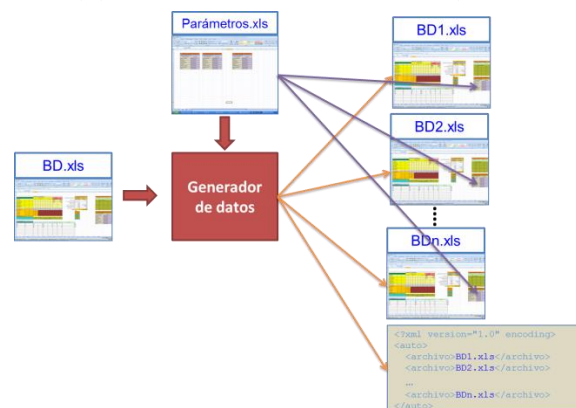


Figura 3.5. Generación masiva de bases de datos.

El generador masivo de bases de datos tiene la doble función de ahorrar tiempo de preparación del estudio y reducir la intervención del usuario, haciendo decrecer la posibilidad de un error debido al factor humano. Pensemos por un momento en la tarea que tendría que realizar un usuario en el caso de la *figura 5.4* y sin que existiera la generación automática. Para un estudio de tres parámetros con tres valores cada uno serían necesarias 3^3 optimizaciones para cubrir todo el espectro, es decir, que el usuario tendría que crear la primera base de datos, replicarla manualmente 27 veces y luego abrir estas bases de datos una a una y modificar los tres parámetros para que se adapten a cada una de las configuraciones. Las probabilidades de error son enormes y se incrementan conforme aumenta el número de parámetros y el número de valores que se pretende probar en cada uno de ellos. Gracias al generador masivo el usuario solo necesitaría construir la primera base de datos y escribir las configuraciones en la hoja de cálculo destinada a tal efecto.

Una vez generadas todas las bases de datos con los datos adecuados y los parámetros para el barrido es necesario hacer las optimizaciones. Tantas optimizaciones como bases de datos se hayan generado. En el Optimizador se ha diseñado un mecanismo de secuenciación de ejecuciones conducido por la información contenida en el archivo XML creado por el generador masivo en la fase anterior. Para utilizar esta opción se ha incorporado en el marco de control de la interfaz de usuario un nuevo botón habilita esta opción. La optimización automática de varias bases de datos lleva incorporada además la posibilidad de recolectar los resultados que el usuario desee visualizar en una hoja de cálculo diseñada para ello. La *figura 3.6* muestra de manera esquemática esta funcionalidad del sistema para el caso en el que se tuvieran que hacer un estudio variando dos parámetros, *A* y *B*, y quisiéramos ver cómo cambian los resultados para tres configuraciones diferentes.

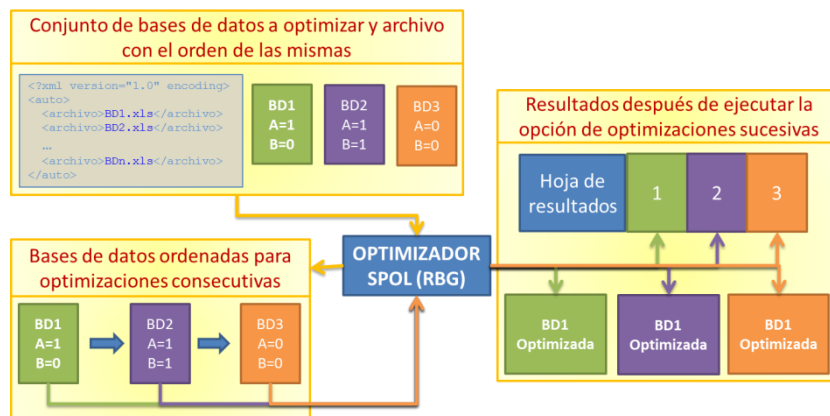


Figura 3.6. Optimización sucesiva de varias bases de datos.

3.4. Aplicaciones del módulo de estudios de sensibilidad.

Aunque la utilidad principal de la herramienta SPOL (RBG) es la de hacer las planificaciones de la red de gasoductos diariamente, al añadirle el módulos de estudios de sensibilidad se ha dotado al sistema de nuevas funciones como son los estudios sobre sensibilidades del sistema a la modificación de costes o la determinación de los costes de elementos cuyo valor no está definido de antemano. A continuación se presentan dos estudios, uno de sensibilidad y otro de costes realizados con datos reales.

El estudio de sensibilidad se ha hecho sobre tres de los parámetros de la función de coste de la *figura 3.3*, *pBRSD*, que corresponde a la Operación BRS generada cada día en las plantas, *pBRSm*, que

corresponde al peso que se le da al valor de la Operación BRS acumulada en total para el periodo completo de optimización y wAASS, que es el peso que se le da a la Operación BRS de los almacenamientos subterráneos. El estudio de costes está enfocado a la determinación de un coste económico para la Operación BRS.

3.4.a. Estudio de sensibilidad de los pesos de los términos relacionados con la Operación BRS de la función de coste.

Según el diccionario de la Real Academia Española, sensibilidad significa, en su quinta acepción: *capacidad de respuesta a muy pequeñas excitaciones, estímulos o causas*. Esta definición se ajusta perfectamente al propósito que se persigue con este estudio, en el que interesa el análisis de la capacidad de respuesta ante variaciones en los parámetros del proceso, entre otros factores. De una manera más formal, la sensibilidad se define [25] como la variación relativa de la función objetivo (F_{coste}) de un sistema frente a las variaciones relativas de uno o más parámetros (p) (ecuación 3.1).

$$S_p^{F_{coste}} = \frac{\partial F_{coste} / F_{coste}}{\partial p / p} = \frac{p}{F_{coste}} \frac{\partial F_{coste}}{\partial p} \quad (3.1)$$

Donde p corresponde a cualquiera de los tres parámetros sobre los que se va a hacer el estudio, los tres pesos de la función de coste, $pBRSd$, el de la Operación BRS generada cada día en las plantas, $pBRSm$, el del valor de la Operación BRS acumulada en total para el periodo completo de optimización y wAASS, el de la Operación BRS de los almacenamientos subterráneos. En función del valor que adquiera la sensibilidad ($S_p^{F_{coste}}$) sabremos si el parámetro afecta a la función de coste o no y en qué medida lo hace. La casuística puede verse en la *figura 3.7*.

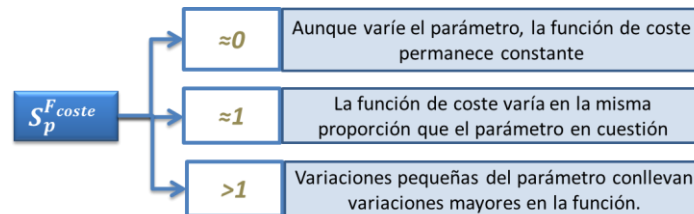


Figura 3.7. Valores del parámetro de la función de coste.

Puesto que se disponía de la herramienta de replicación masiva de bases de datos y la de optimizaciones automáticas encadenadas, el método seguido para realizar el estudio fue la observación de los cambios en la función de coste manteniendo fijo dos de los tres parámetros y haciendo barridos con el parámetro que no estaba fijado. La complejidad que reviste este estudio consiste en la cantidad de optimizaciones necesarias. Tengamos en cuenta que $pBRSd$ y $pBRSm$ son propios de cada planta, es decir, que hay seis parámetros $pBRSd$, uno por cada planta de regasificación y otros tantos del tipo $pBRSm$. El barrido adquiere proporciones considerables: tomando dos valores para $pBRSd$ y $pBRSm$ y tres para wAASS, la cantidad necesaria de optimizaciones es de $3 \cdot 12^2 = 432$.

El peso del BRS acumulado en cada una de las plantas, $pBRSm$, variará entre dos valores, uno 4 veces mayor que el otro, y lo mismo se hará con $pBRSd$, el peso de la Operación BRS generada cada día en las plantas. Antes de calcular los valores de la sensibilidad para cada uno de los 13 parámetros, se demuestra que se pueden promediar los valores de la sensibilidad para $pBRSd$ y $pBRSm$ en todas las plantas. La estrategia seguida para hacer esta afirmación se basa en que tenemos dos valores posibles, uno mayor que otro. Si todas las plantas afectaran en términos similares a la función de coste y

representamos el valor de la función de coste frente al número de plantas cuyo valor del peso en cuestión se encuentra al máximo, la tendencia debería ser lineal ascendente (ver figura 3.8).

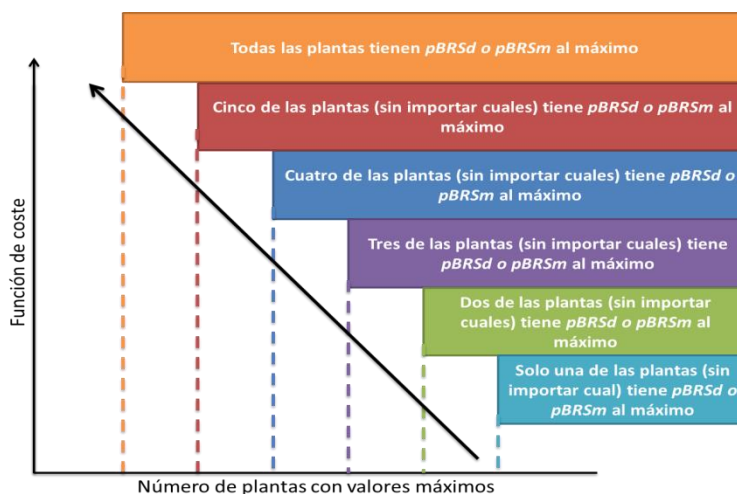


Figura 3.8. Estrategia para comprobar que los pesos de todas las plantas afectan del mismo modo a la función de coste.

Las figuras 3.9 y 3.10 corresponden a las representaciones gráficas del número de plantas con valores al máximo para los dos pesos estudiados. Ambos gráficos presentan una tendencia creciente, dispersa, pero homogénea, de lo que se deduce que el coste depende de este parámetro; si bien todas las plantas hacen la misma aportación.

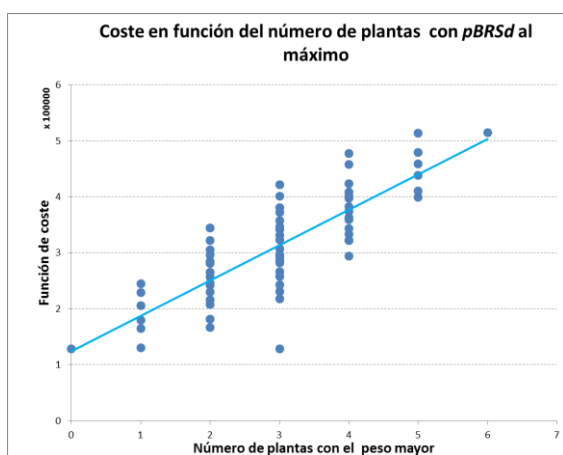


Figura 3.9. Coste en función del número de plantas con $pBRSd$ al máximo

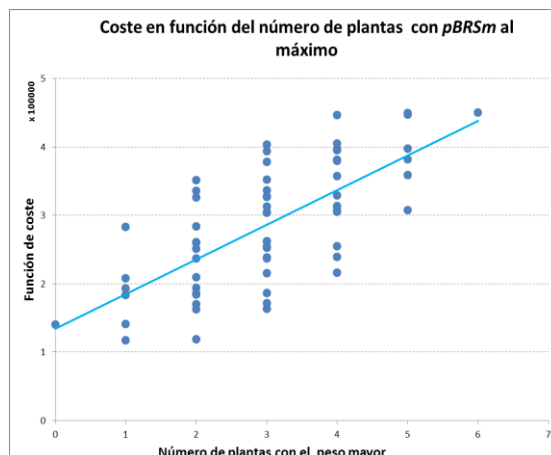


Figura 3.10. Coste en función del número de plantas con $pBRSm$ al máximo

Después de comprobar que se pueden promediar los valores de sensibilidad entre todas las plantas, pueden mostrarse los resultados de una manera mucho más simplificada. En la tabla 3.1 se muestran los valores de la sensibilidad, no solo con respecto a la función de coste total, sino con respecto a cada uno de los términos que la componen.

Términos de la función de coste	⇒ Operación BRS diaria en plantas	Operación BRS acumulada en plantas	Operación BRS en los AASS	Total
S_{WAASS}	0.333	0.512	14.455	1.378
S_{pBRSm}	1.432	6.891	1.245	0.989
S_{pBRSd}	29.136	3.530	0.956	4.994

Tabla 3.1. Resultados del estudio de sensibilidad.

El estudio concluye que el parámetro que más afecta a la función de coste es $pBRSD$, seguido de $wAASS$ y que el parámetro que menos afecta a dicha función es $pBRSm$. Además también puede verse, que, como es lógico, cada uno de los pesos afecta más al término al que multiplican. En las *figuras 3.11-3.16* puede verse gráficamente el comportamiento que está manteniendo la función de coste y como cambia la Operación BRS con respecto a la variación de dos de los tres parámetros. Recordemos que la operación BRS es uno de los parámetros más importantes de la red de gas y ha de ser el mínimo que las restricciones físicas del sistema permitan, solo hay que ver la importancia que toma en la función de coste. Para mostrar la variación con respecto a los tres parámetros, se ha fijado $wAASS$ en tres valores diferentes y se representa gráficamente la evolución del coste y el BRS con respecto a los otros dos pesos.

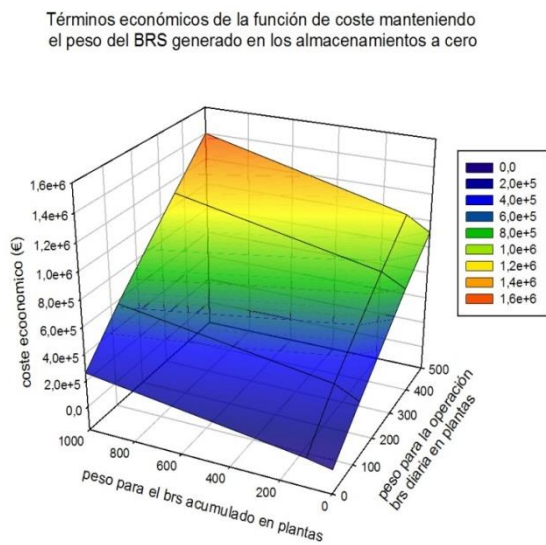


Figura 3.11. Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo $wAASS=0$.

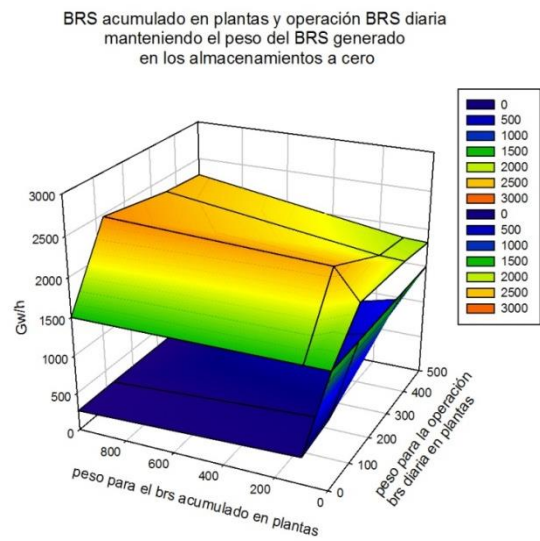


Figura 3.12. Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo $wAASS=0$.

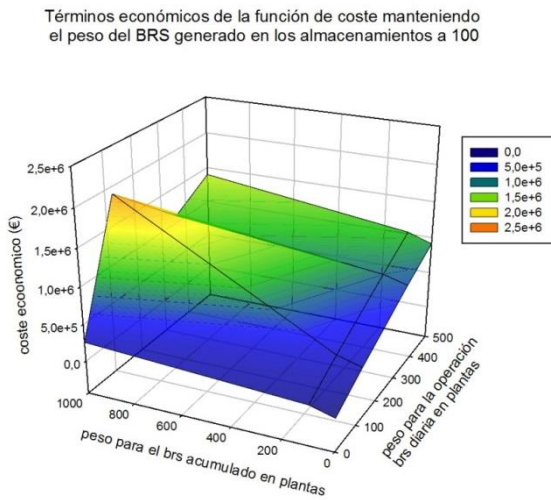


Figura 3.13. Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo $wAASS=100$.

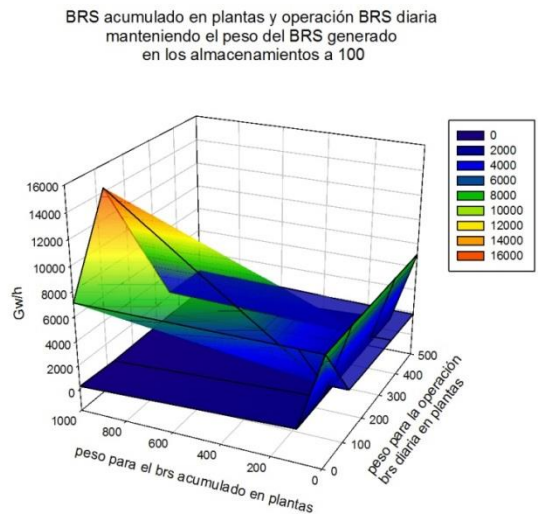


Figura 3.14. Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo $wAASS=100$.

Términos económicos de la función de coste manteniendo el peso del BRS generado en los almacenamientos a 1000

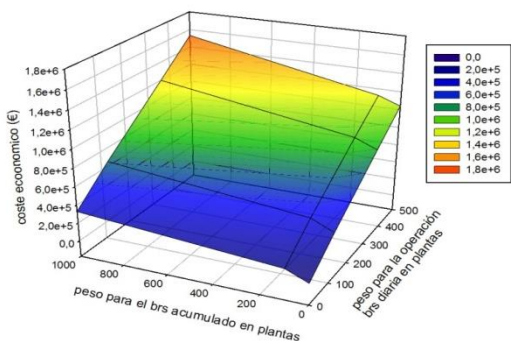


Figura 3.15. Evolución de la suma de los términos económicos de la función de coste manteniendo $wAASS=1000$.

BRS acumulado en plantas y operación BRS diaria manteniendo el peso del BRS generado en los almacenamientos a 1000

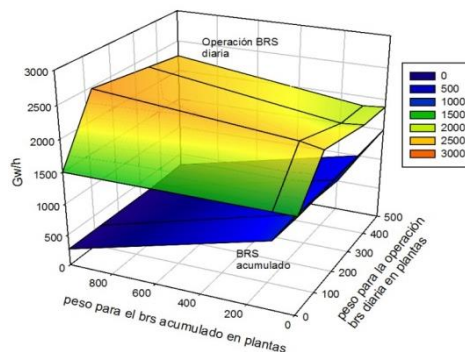


Figura 3.16. Evolución de la Operación BRS diaria y mensual acumulada de la función de coste manteniendo $wAASS=1000$.

Gracias a la separación de términos de la función de coste detallada en el apartado 3.2. *Separación de los términos de penalización y coste en la función objetivo*, puede asegurarse que no ha habido ningún cambio en las penalizaciones debido a un diferente incumplimiento de las restricciones. No obstante por completitud se realizaron de nuevo las 210 optimizaciones, pero esta vez sin fijar el valor de los términos de penalización, de modo que pudiera observarse como variarían sin no se hubiese implementado esta funcionalidad en el sistema (figuras 3.17-3.19).

Violaciones de las restricciones blandas de las plantas manteniendo el peso del BRS generado en los almacenamientos a cero

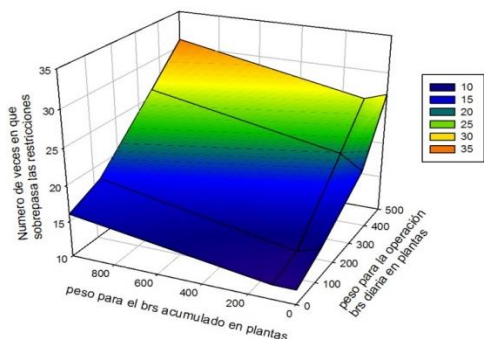


Figura 3.17. Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo $wAASS=0$.

Violaciones de las restricciones blandas de las plantas manteniendo el peso del BRS generado en los almacenamientos a 100

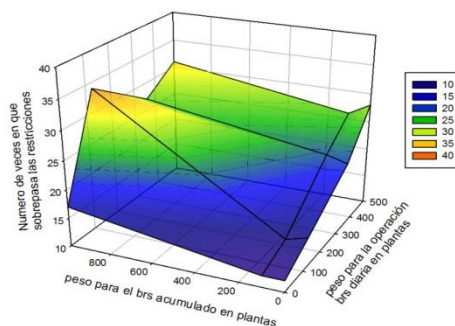


Figura 3.18. Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo $wAASS=100$.

Violaciones de las restricciones blandas de las plantas manteniendo el peso del BRS generado en los almacenamientos a 1000

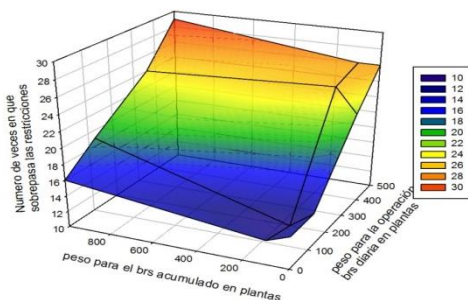


Figura 3.19. Evolución del incumplimiento de las restricciones manteniendo $wAASS=1000$.

Con las *figuras 3.16 - 3.18* que demuestran que la fijación de los términos de penalización de las restricciones blandas era indispensable para hacer un estudio de sensibilidad válido, quedaría terminado el estudio de sensibilidad. El resultado obtenido (*tabla 3.1*) tiene una interpretación física clara. El valor $pBRSd$ es el que más impacto tiene sobre la función de coste ($S_{pBRSd}^{Fcoste} = 4.994$). Este valor correspondería físicamente al coste económico que supondría la generación diaria de gas de BRS en las plantas, pero ese coste económico es desconocido y seguirá siéndolo, al menos, hasta que se saque a subasta pública. Por la sensibilidad de la función de coste a ese parámetro, deberá de ajustarse el precio lo más posible y hacerlo tan pequeño como sea posible o el coste se dispararía.

3.4.b. Utilización del módulo de estudio de sensibilidad para asignar un coste económico a términos de precio desconocido.

El objetivo de este estudio fue tratar de poner precio a la Operación BRS a partir del efecto que las variaciones del mismo tienen sobre el sistema. El único valor económico conocido es el coste del encendido de los turbocompresores de las estaciones de compresión, por ello se intentó buscar algún tipo de relación entre los valores del BRS y el funcionamiento de los turbos. Para estudiar la influencia que tiene el gas del BRS sobre las estaciones de compresión hay que forzar a la producción de BRS de las zonas a las que afecta dicha estación de compresión, de forma que, de existir una relación entre la Operación BRS y el número de turbocompresores encendidos de una estación de compresión, quede manifiesta. La intervención en este estudio se realizará sobre las plantas. No solo se forzará la producción de BRS, sino que también se aliviarán ciertas restricciones sobre las mismas, como por ejemplo, se permitirá que se vacíen los tanques. Antes de explicar las actuaciones que se han hecho sobre el sistema es necesario tener clara la posición de las estaciones de los elementos principales en la red de gaseoductos en España. Para ello, en la *figura 3.20*, se presenta un esquema de las entradas y salida de la red, así como la forma en la que están interconectadas las cinco zonas en las que se divide la península.

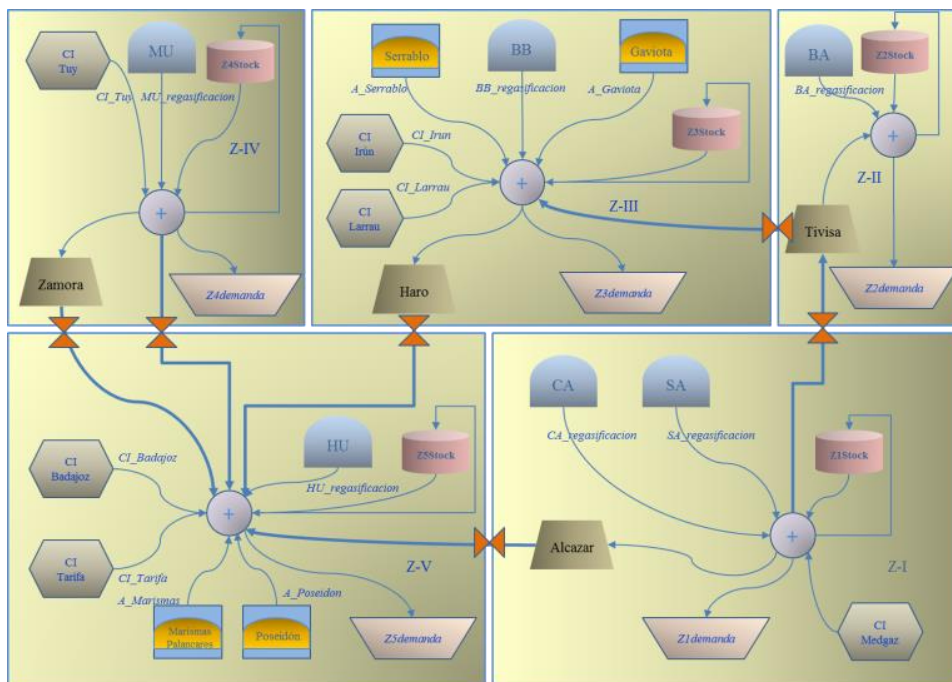


Figura 3.20. Principales elementos de la red de gaseoductos de España.

Una vez aclarado el esquema de la red, podemos ver de qué modo se ha forzado el comportamiento del sistema. Para cada estación de compresión se hicieron dos optimizaciones, una en la que se forzara la circulación de gas en un sentido y otra en el contrario, identificados como *caso 1* y *caso 2*. Como hay cuatro estaciones de compresión interzonales, el total de optimizaciones sería 8. Además, el proceso de la optimización de los 8 casos se hizo para datos de dos días diferentes (día 28 de junio de 2012 y día 3 de septiembre de 2012). En las *tablas 3.2 - 3.5* se detallan los casos posibles para las cuatro estaciones. Recordemos antes de leer las tablas que la operación BRS negativa indica que se ha producido menos gas del nominado comercialmente y la operación BRS positiva indica lo contrario.

Alcázar

La estación de compresión de Alcázar está situada en la zona V y conecta esta zona con la zona I. En la zona V se encuentra la planta de Huelva y en la zona I se encuentran las plantas de Sagunto y Cartagena.

CASO 1

Se fuerza un BRS muy alto y positivo en la planta de Huelva, y se procede al contrario con Sagunto y Cartagena, es decir, se la fuerzas a que tengan un BRS muy negativo. Con esto se pretende conseguir un flujo de gas que tenga como fuente la zona I y como sumidero la zona V.

CASO 2

Es el caso opuesto al de la izquierda. Se fuerza el comportamiento del BRS de las plantas justo al contrario, o sea, Cartagena y Sagunto con BRS muy altos y positivos y Huelva con BRS muy negativo. El flujo de gas debería establecerse en el sentido contrario al caso anterior, desde la zona V a la I.

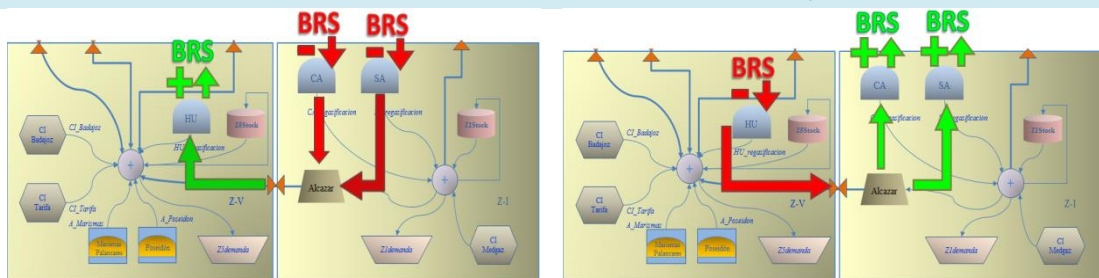


Tabla 3.2. Casos de optimización para la estación de Alcázar.

Haro

La estación de compresión de Haro está en la zona III y conecta esta zona con la zona V. En la zona III se encuentra la planta de Bilbao y en la V la de Huelva.

CASO 1

Se trata de forzar BRS muy altos y positivos en Bilbao y muy negativos en Huelva, y así el flujo de gas iría desde la zona III a la V.

CASO 2

El caso contrario al de la izquierda, con los BRS y el flujo de gas al revés

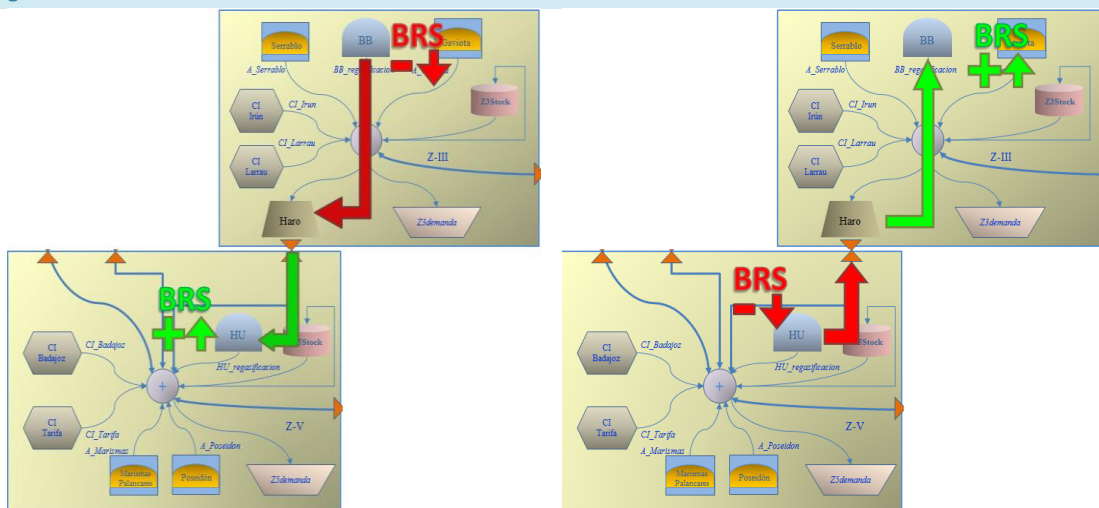


Tabla 3.3. Casos de optimización para la estación de Haro.

Tivisa

La estación de compresión de Tivisa se encuentra situada en la zona II y conecta esta zona con la III y la I. En la zona II se encuentra la planta de regasificación de Barcelona, en la zona I se encuentran Cartagena y Sagunto y en la zona III Se encuentra Bilbao.

CASO 1

En este caso se pretende forzar un BRS muy alto y positivo en Barcelona y muy negativo en el resto, es decir, Cartagena, Sagunto y Bilbao, provocando un flujo de gas desde las zonas I y III a la zona II.

CASO 2

En este caso se impone un BRS muy negativo en Barcelona y muy alto y positivo en el resto, con lo que el flujo saldrá de la zona II hacia las zonas I y III.

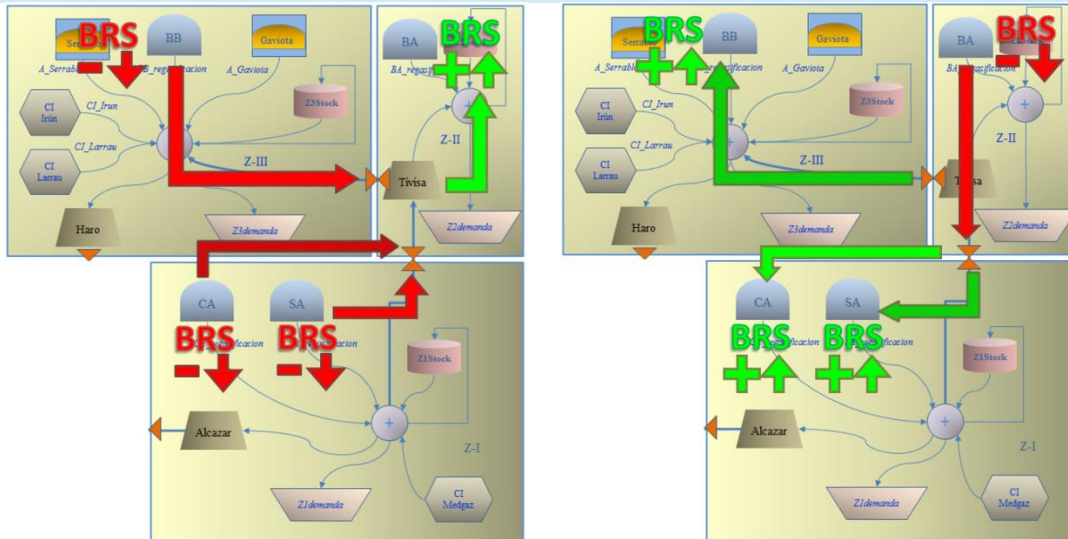


Tabla 3.4. Casos de optimización para la estación de Tivisa.

Zamora

La Estación de compresión de Zamora se encuentra la zona IV y conecta esta zona con la zona V. En la zona IV se encuentra la planta de Mugardos y en la V la de Huelva.

CASO 1

Se fuerza un BRS muy alto (positivo) en la planta de Mugardos y muy negativo en la planta de Huelva, con la intención de que se produzca un flujo que vaya de la zona V a la IV.

CASO 2

el BRS de Mugardos se forzará hasta alcanzar valores grandes y positivos y el de Huelva se hará lo más negativo posible, esperándose que esta actuación sobre el sistema derive en un flujo de gas desde la zona IV a la V.

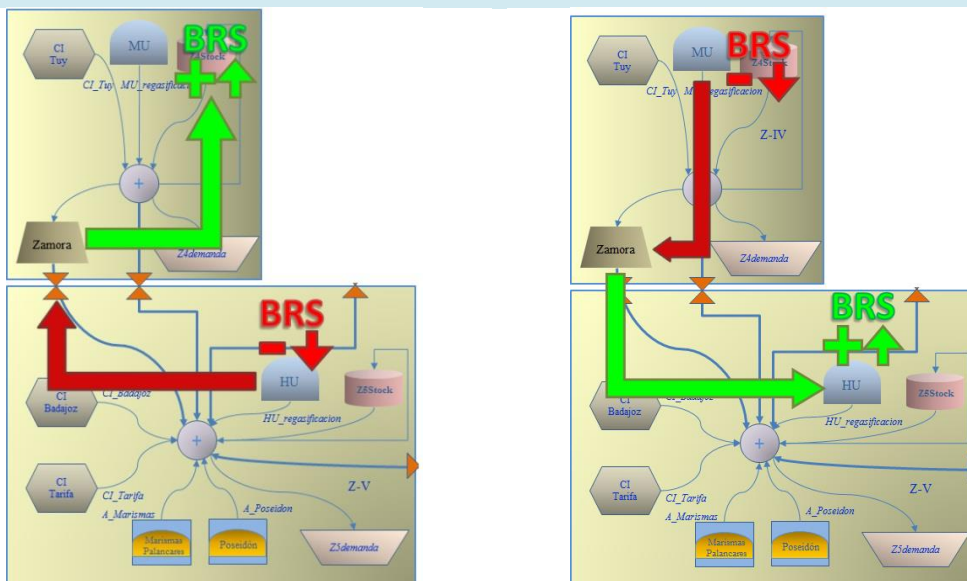


Tabla 3.5. Casos de optimización para la estación de Zamora.

A continuación se muestran los resultados obtenidos a partir de las simulaciones (figuras 3.21-24). Para cada estación de compresión contamos con 4 optimizaciones, las correspondientes al caso 1 y al caso 2 del día 3 de Septiembre y los mismos casos para el día 28 de Junio. Analizaremos los resultados estación a estación asegurando de que no queda nada sin discutir. Para cada estación de compresión se analizan 4 gráficos, uno por cada caso y por cada uno de los días, en el que se presenta la resta del caso de control con el caso en cuestión (lo que nos interesa es la diferencia entre un caso y el otro). Todos los gráficos presentan la misma estructura: en el eje vertical izquierdo aparece la cantidad de gas de BRS en que se diferencia el caso a estudiar y el caso de control en Gwh, mientras que en el vertical derecho aparece el número de turbocompresores activos. En el eje horizontal aparecen los días del periodo de optimización. Si el eje correspondiente a los turbocompresores aparecen valores negativos, a pesar de que el número de turbocompresores debería ser, por lógica, un entero positivo. Esto se debe a que lo que se está representando es la resta del valor del caso de control y el caso en cuestión. En el caso de control, como es el caso óptimo, sin ningún comportamiento forzado, es natural que no haya turbocompresores activados, al contrario que en el caso que estamos investigando, por eso al hacer la resta el número de turbocompresores sale negativo. Así pues, los valores negativos de los turbocompresores están asociados con el hecho de que están activos en el caso de estudio y no en el de control, y los valores positivos se asocian con que el turbocompresor de la estación en cuestión permaneció encendido en el caso 1 de control pero no en el de estudio.

La discusión de resultados se hará siempre empezando por el día 3 de Septiembre porque, aunque el 28 de Junio se sitúa antes en el calendario, a la hora de hacer este estudio, la primera optimización fue la correspondiente al día 3 de Septiembre, y por tanto las primeras hipótesis fueron establecidas de acuerdo con los resultados que arrojaba dicha optimización.

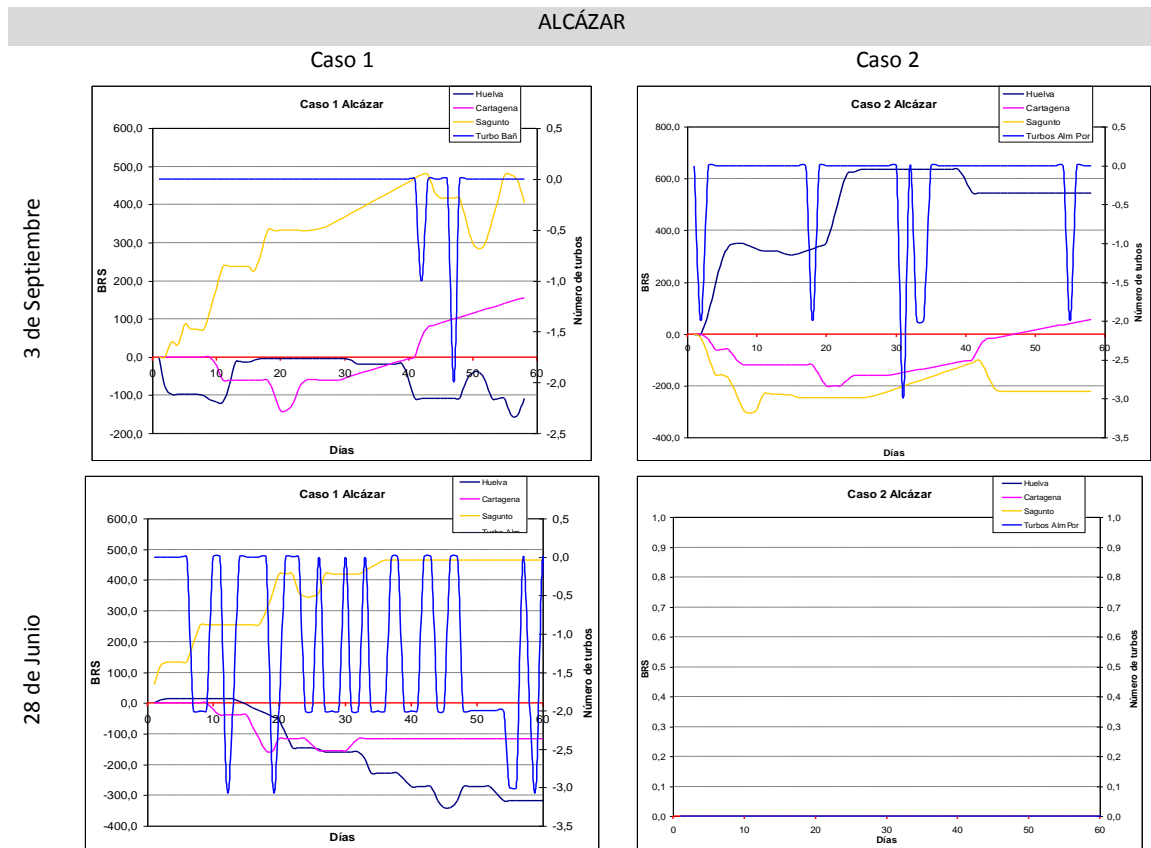


Figura 3.21. Resultados para la estación de compresión de Alcázar

Lo primero que se observa en el gráfico que corresponde al *caso 1* del 3 de Septiembre (gráfico superior izquierdo de la *figura 3.21*) es que aparentemente una subida en el BRS de Sagunto y Cartagena provocaría el encendido del turbocompresor de la estación intrazonal de Bañeras, pero la estación de Bañeras se encuentra en la zona II, y no tiene relación con el comportamiento que se pretende forzar, pero como se está considerando el sistema en global, supondremos que no es tan importante qué estación sea la que encienda los turbocompresores sino el hecho de que se han encendido. Si seguimos observando este gráfico, también podría pensarse que el encendido de los turbocompresores en Bañeras ocasiona el frenado de la tendencia decreciente en el BRS de Huelva y frena la tendencia de una producción creciente de BRS en la planta de Sagunto.

Una vez descrito el comportamiento observado en el *caso 1* del día 3 de Septiembre, el siguiente paso es comprobar que esta tendencia es la misma para el mismo caso del día 28 de Junio (gráfico inferior izquierdo de la *figura 3.21*). Ocurre que las tendencias no se pueden comparar estrictamente ya que el/los turbocompresor/es que se encienden pertenecen a la estación de Almendralejo, y no a la de Bañeras como en el caso anterior. Aun así, si solo se tuviese en cuenta el encendido del turbocompresor sin importar la estación a la que pertenece, la tendencia de la planta de Sagunto es la misma que a la observada en Septiembre, y cuando se encienden los turbocompresores, el BRS aumenta hasta alcanzar el límite superior que se le permite, no así la de Huelva, cuyo comportamiento es inverso en el caso de Septiembre y de Junio, teniendo siempre en cuenta que las estaciones de compresión activas no son las mismas. En cuanto al BRS de la planta de Cartagena, mirando el caso 1 del 28 de Junio, no parece tener relación con el encendido de un turbo cualquiera, pues baja y sube independientemente del BRS en cuestión.

Puesto que del *caso 1*, para Alcazar no hemos obtenido relación entre turbocompresores y BRS, se procede analizando el *caso 2* (gráficos de la derecha en la *figura 3.21*). En el *caso 2*, los turbocompresores que se activan pertenecen siempre a Almendralejo, de modo que la comparación es mucho más sencilla. Comenzamos, igual que para el *caso 1*, estableciendo las correspondencias que se observan entre el BRS y el encendido de turbocompresores en la optimización del día 3 de Septiembre. Se observa un aparente crecimiento en el BRS de Huelva al activar los turbocompresores de la estación de Almendralejo (gráfico superior izquierdo en la *figura 3.21*), aunque esa tendencia no se extiende a todo el periodo. Con los BRS de Sagunto y Cartagena no se puede hacer ninguna asociación puesto que presentan subidas y bajadas a lo largo del periodo que no obedecen al comportamiento de los turbocompresores. Puesto que en el *caso 2* los BRS de las plantas de las zonas correspondientes se fuerzan de manera opuesta a los del *caso 1*, el comportamiento esperado en la relación BRS-turbos es el opuesto al del *caso 1*, es decir, que BRS de Huelva bajase cuando se activan los turbos, pero recordemos que en el *caso 1*, el turbo que se activaba pertenecía a la estación de compresión de Bañeras, no a la de Almendralejo, de modo que no es viable sacar conclusiones a este respecto. En cuanto a las otras dos plantas en juego, tampoco se pueden sacar conclusiones, pues como se ha dicho los BRS presentan un comportamiento sin relación con los turbocompresores. Si revisamos este mismo caso para la optimización del día 28 de Junio, los resultados son más desalentadores aún. De hecho en el gráfico inferior derecho no se observa el trazado de ninguna línea. Esto se debe a que no hay variaciones entre el caso 2 y el de control para ese periodo. Recordemos que lo que se representa en las gráficas es la resta de los BRS correspondientes a cada caso y de los de control, así como la resta de los turbos activados en el caso en cuestión y los de control.

Una vez analizado el comportamiento para la estación de compresión de Alcázar, procedemos del mismo modo para la estación de Haro, y se muestran los resultados en forma gráfica (*figura 3.22*) y luego se procede a comentarlos.

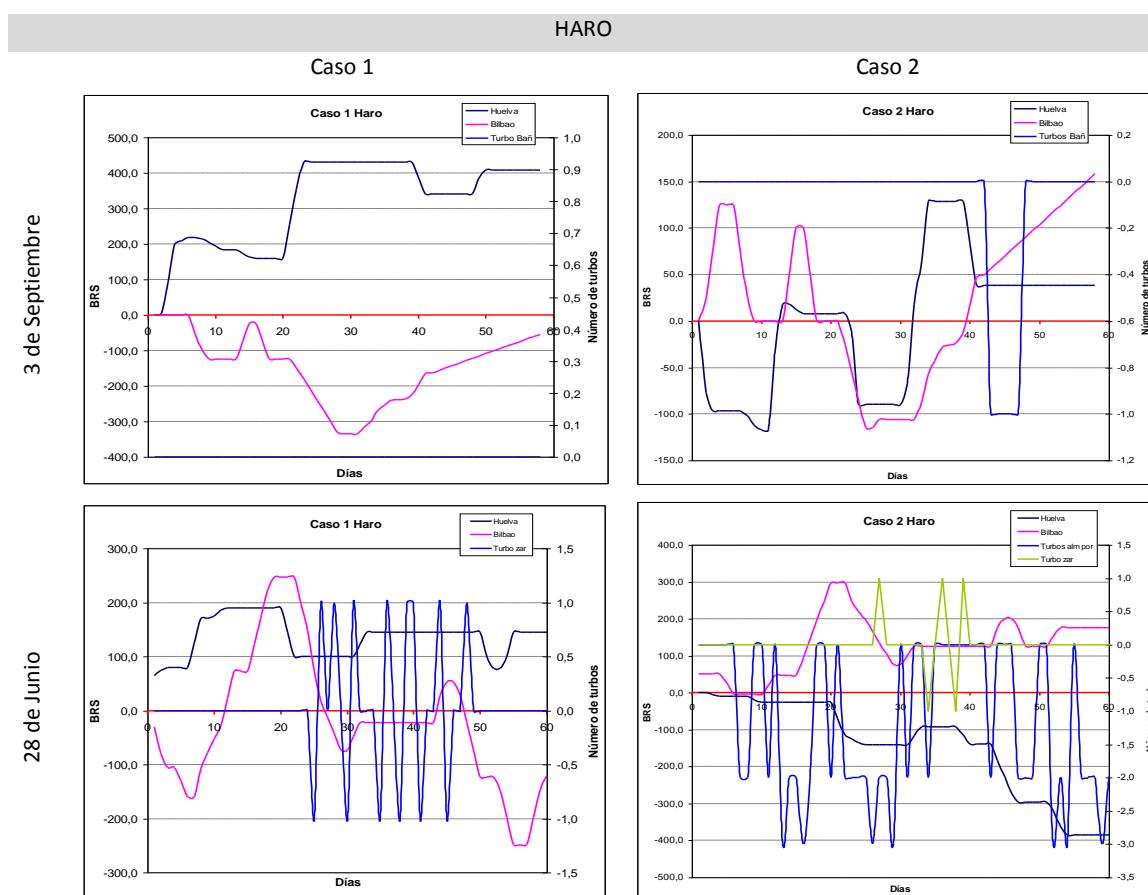


Figura 3.22. Resultados para la estación de compresión de Haro.

Para discutir los resultados se sigue el mismo proceso que en caso anterior, es decir, una discusión del *caso 1* y *2* por separado intentando visualizar una tendencia en la optimización del 3 de Septiembre y comprobar si se sigue la misma tendencia para el día 28 de Junio. En el *caso 1* del 3 de Septiembre (gráfico superior izquierdo de la *figura 3.22*) no se pueden observar relaciones turbo-BRS porque no se activa ningún turbocompresor. No ocurre lo mismo en la optimización del 28 de Junio (gráfico inferior izquierdo de la *figura 3.22*), en donde la estación de compresión de Zaragoza (zona III) si que activa sus turbocompresores. Si se observa la figura puede verse que, salvo alguna perturbación, existe una tendencia del BRS de la planta de Bilbao a bajar cuando se activa el turbo de Zaragoza. Para el BRS de la planta de Huelva, no se distingue tendencia alguna, de hecho, aunque pudiera parecer que los días en que los turbocompresores están activados, disminuye la creación de BRS, el comportamiento al final y al inicio del periodo invalida esa teoría.

Una vez hecho el análisis detallado del *caso 1* de esta estación, se pasa a revisar el *caso 2*, empezando siempre por la optimización del día 3 de Septiembre (gráfico superior derecho de la *figura 3.22*). En esta ocasión el turbocompresor que se activa es el de la estación de Bañeras (en vez de el de la estación de Zaragoza), que quedaría fuera de las zonas de estudio por encontrarse en la zona II, pero igual que se ha hecho para caso anterior de Alcázar, solo tomaremos en consideración el hecho de que se haya activado un turbocompresor, sin mirar de cuál se trata. Manteniendo este punto de vista, este es el primer caso

en el que se observa una clara reacción del BRS a la activación de un turbo. En la planta de Bilbao, el BRS cambia su tendencia de crecimiento escalonado por un crecimiento constante, mientras que para la planta de Huelva en BRS se estabiliza en un valor por debajo de 50. Con los prometedores resultados para el caso 2 del día 3 de Septiembre, queda comprobar que se sigue la misma tendencia el día 28 de Junio (gráfico inferior derecho de la figura 3.22), pero no la sigue. Para empezar en la optimización de este día los turbocompresores que se activan corresponden a Zaragoza y Almendralejo (en vez de Bañeras), de hecho en la estación de Almendralejo hay días que se encienden hasta 3 turbocompresores. Se observa un comportamiento que no se había observado hasta ahora, aparecen valores positivos para el número de turbocompresores. Esto (el valor positivo) significa que, mientras en el caso de control esos turbos permanecían activados algún día, al forzar los BRS en las plantas, se han podido apagar.

A parte del comportamiento que se ha descrito en el párrafo anterior, no se puede apreciar la misma tendencia en el día 28 de Junio que en el día 3 de Septiembre, de modo que este caso que en principio parecía bastante prometedor, tampoco arroja resultados que avalen la existencia de una relación entre el comportamiento de los BRS de las plantas y las estaciones de compresión. Ni siquiera es posible asociar una tendencia, aunque fuera diferente de la esperada. Nos encontramos de nuevo con el problema de que no podemos identificar el comportamiento del BRS con el comportamiento de los turbocompresores de las estaciones de compresión, al menos en el estudio de este caso que relaciona las zonas III y V y pasamos a estudiar el caso de Tivisa, siguiendo el esquema de los casos anteriores.

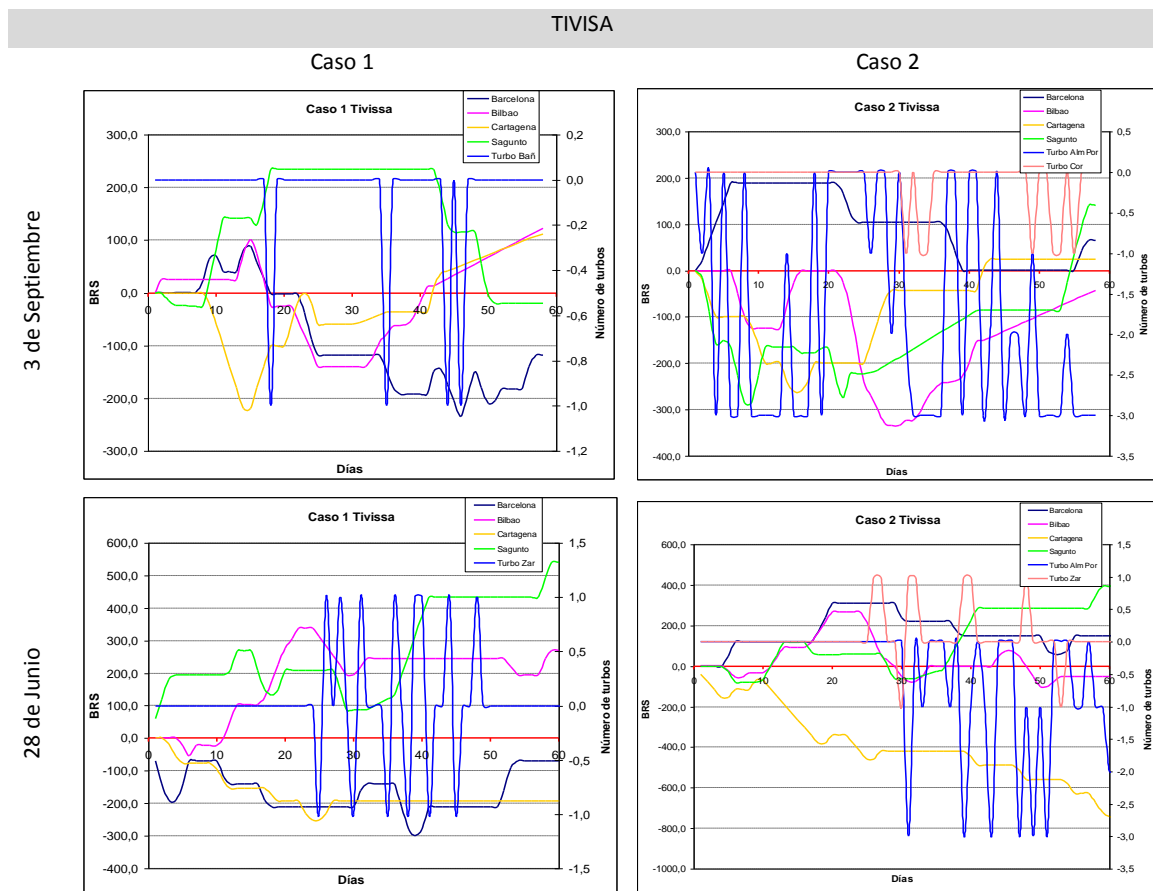


Figura 3.23. Resultados para la estación de compresión de Tivisa.

Comenzamos analizando el *caso 1* de las optimizaciones de Septiembre y Junio y luego el *caso 2*, también para los dos días. En el gráfico superior izquierdo de la *figura 3.23*, podemos observar tendencias en algunas de las plantas que relacionan el comportamiento del BRS con el encendido de los turbocompresores de la estación de Bañeras, que, como esta ocasión si que estamos estudiando la zona II, proporciona una información más fidedigna que cuando aparecía en casos anteriores. El BRS de la planta de Barcelona, parece descender cuando se enciende un turbocompresor, pero presenta una excepción al final del periodo. El BRS de la planta de Sagunto sigue una tendencia creciente hasta el día en que se enciende un turbocompresor en Bañeras, entonces la crecida se para y cuando se alcanzan los días en los que se enciende de nuevo un turbo, la tendencia se invierte y se vuelve decreciente. Al BRS de la planta de Cartagena le pasa justo lo contrario que al de la planta de Sagunto, al encenderse el turbo se frena la tendencia decreciente y el BRS sube y sube hasta que al final del periodo alcanza una tendencia de subida estable. Por último, de este gráfico sólo queda comentar que el BRS de la planta de Bilbao, no se pueden extraer conclusiones puesto que presenta un comportamiento independiente del entorno.

Una vez establecidas las posibles relaciones sobre la optimización del 3 de Septiembre, pasamos a analizar los resultados del mismo caso, pero en la optimización del 28 de Junio (gráfico inferior izquierdo de la *figura 3.23*) y así poder validar o desechar las hipótesis establecidas. El problema al intentar comparar estos dos casos aparecen al descubrir que el turbocompresor que acapara la actividad es el de la estación de Zaragoza, en vez de el de Bañeras como el caso de Septiembre. Ante esta dificultad el modo de proceder es el mismo que en casos anteriores y lo que se hace es considerar el encendido del turbocompresor independientemente del lugar donde se produce. Para este día la Barcelona tiene la tendencia inversa a la de septiembre, es decir, el BRS comienza descendiendo y al encender los turbocompresores se estabiliza y deja de descender salvo una perturbación que puede verse en la mitad del periodo. Al ser contrarias las tendencias, la posible relación que podría obtenerse para el BRS de la planta de Barcelona queda anulada. Lo mismo ocurre con la planta de Sagunto, tenemos tendencias dispares en las dos optimizaciones lo que ocasiona que no se pueda sacar ninguna conclusión respecto a su comportamiento. El BRS de la planta de Cartagena si es similar en los dos casos y frena su tendencia decreciente los días que el turbo de Zaragoza presenta actividad, pero para poder sacar una conclusión válida aún hay que esperar al estudio del *caso 2* para las optimizaciones de los dos días, en donde la tendencia, para que podamos dar la hipótesis como válida, ha de ser justamente la opuesta. En la planta de Bilbao se ve que el BRS se estanca, frenándose una tendencia creciente en cuanto comienza la actividad en los turbocompresores; ahora bien, como para Septiembre no se obtiene información, observar esta tendencia no reporta conclusiones.

En el *caso 2* del 3 de Septiembre (gráfico superior derecho de la *figura 3.23*) puede apreciarse la existencia de una novedad, hay más de una estación de compresión intrazonal con actividad, la de Almendralejo y la de Córdoba, ambas en la zona V, que ni siquiera es una de las que se estudian en este caso. De nuevo tenemos que aceptar el supuesto de que lo importante es que se active algún turbocompresor y no en dónde se encienda. La estación de Almendralejo, que en algunos días llega a tener activos hasta tres turbocompresores, aunque muy activa, no tiene influencia alguna sobre el comportamiento de los BRS's de las plantas, sin embargo, la estación de compresión de Córdoba si que parece tener alguna influencia sobre las plantas de Cartagena y Sagunto ya que frena la tendencia decreciente del BRS en las mismas (misma tendencia que en *caso 1*), pero recordemos que la tendencia esperada en este segundo caso, sobre todo en el caso de Cartagena, es la opuesta a la que esperaríamos

atendiendo al *caso 1*, con lo que el estudio de estas zonas tampoco arroja ningún dato. Se procede a analizar el comportamiento de la última estación de compresión, la de Zamora.

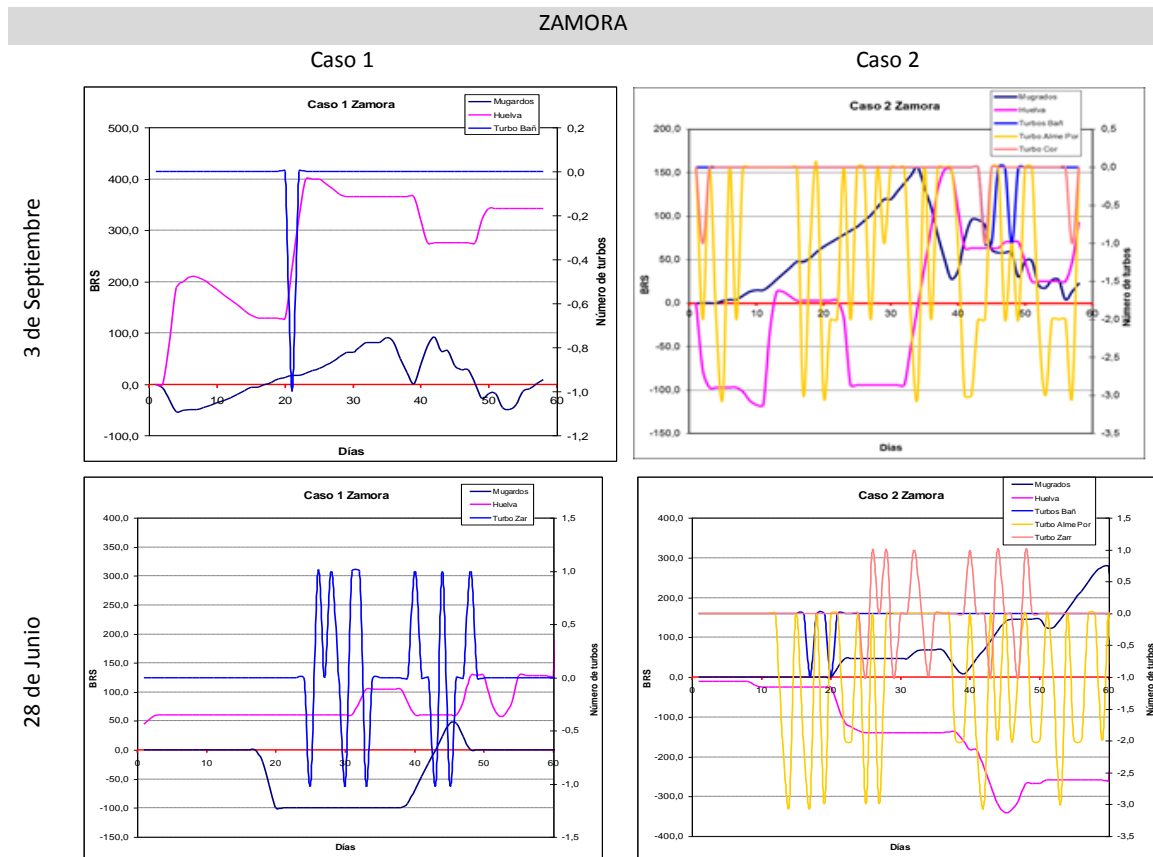


Figura 3.24. Resultados para la estación de compresión de Zamora.

Para esta última parte, en vez de estudiar los gráficos uno a uno, se procede a comparar directamente el mismo caso para las dos optimizaciones realizadas, las del 3 de Septiembre y la del 28 de Junio, y así comenzamos estudiando el *caso 1* (gráficos de la izquierda de la *figura 3.24*) para buscar relaciones en el comportamiento del mismo caso para las dos optimizaciones. El primer obstáculo que hay que salvar, y que ya se ha encontrado más veces, es el de que en cada una de las dos optimizaciones se activan turbocompresores diferentes, en la de Septiembre se activa un día el de la estación de compresión de Bañeras, que queda fuera de las zonas estudiadas, y en la de Junio, la actividad corresponde a la estación de Zaragoza, que está en la zona III, y por tanto también fuera de las zonas estudiadas, pero mantendremos el criterio seguido a lo largo del estudio de no tener en cuenta en donde se enciende el turbocompresor, sino el hecho de que se alguno en alguna estación se haya encendido. El segundo obstáculo que aparece tiene que ver con la actividad del turbocompresor de Zaragoza en la optimización de Junio. Como hasta ahora el hecho de que los valores de los turbos oscilen entre números positivos y negativos hace que tengamos que analizar con cuidado cuantas variaciones reales se han producido entre el número de turbos encendidos en el *caso 1* y el de control. Con este análisis se descubre que realmente en el *caso 1* de Junio se ha encendido el turbocompresor dos días menos que en el caso de control, así que la poca información que obtengamos hay que tratarla con mucha prudencia, porque no corresponde a una situación real.

Teniendo en cuenta estas dos salvedades, pasamos a observar con cuidado el comportamiento del BRS en las plantas implicadas para las dos optimizaciones. De la planta de Mugardos no podemos obtener

información. El BRS en esta planta lo mismo sube que baja independientemente del comportamiento de los turbocompresores de las plantas referidas, solamente en el caso de Junio, parece que el inicio de actividad en los turbocompresores frena la tendencia descendente del BRS de Mugaros, pero como ya se ha comentado, esta información, puede usarse para confirmar una hipótesis, pero no para establecerla. En cuanto a la otra planta que participa en este apartado, la de Huelva, en Septiembre, el encendido del turbocompresor de Bañeras hace que el BRS adquiera una tendencia ascendente muy pronunciada, pero en cuanto se observa el comportamiento en Junio, se descubre que esa tendencia observada no es una generalidad.

Las perspectivas son poco alagüeñas: como no tenemos ninguna hipótesis de los resultados del primer caso, tratar de contrastarlas con el caso 2, en el que se fuerza al sistema a un comportamiento opuesto, resulta una estrategia poco efectiva, pero a pesar de ello, se va a hacer el análisis por si en este último caso de este último apartado apareciera una evidencia que hiciera adoptar un nuevo planteamiento. Además la metodología para la discusión de este *caso 2* va a ser como la del *caso 1* de esta estación, en vez de como la seguida en los apartados anteriores, es decir, se van a comparar directamente los resultados del *caso 2* de las optimizaciones del día 3 de Septiembre y del día 28 de Junio (gráficos de la derecha de la *figura 3.24*). Ocurre también que para el *caso 2* la actividad de los turbocompresores es mucho mayor que en todos los casos que se han revisado hasta el momento, de hecho se activan compresores en tres plantas diferentes, la de Bañeras, la de Almendralejo y la de Córdoba. Bañeras solo enciende un turbocompresor dos días más en el caso 2 que en el de control y Córdoba tiene el patrón de actividad negativo/positivo del que ya se ha hablado sobradamente, y en definitiva la diferencia entre el caso de control y este, en lo que respecta a la estación de Córdoba, se reduce a la activación de un turbo en un solo día. La estación protagonista en este caso es la de Almendralejo, que cambia 16 días llegando a encender hasta 3 turbocompresores en algunos de ellos. Como además la estación de Almendralejo se encuentra situada en la zona cinco, que es una de las zonas que conecta la estación de Zamora, asumimos que podemos despreocupar las contribuciones de las otras dos estaciones mencionadas (Córdoba y Bañeras). Si fijamos nuestra atención el *caso 2* de Septiembre y Junio, se confirman las peores perspectivas, en Junio es imposible discernir un comportamiento general del BRS en ninguna de las dos plantas pues los turbos presentan actividad a lo largo de todo el periodo y los BRS no muestran una tendencia definida y en Septiembre, los BRS de Huelva y Mugaros siguen respectivamente una tendencia decreciente y creciente sin que les perturbe la actividad de los turbocompresores de Almendralejo.

Como esta era la última figura a analizar podemos resumir las conclusiones obtenidas de este estudio de costes:

- Los resultados deberían ser los mismos para en *caso 1* en las optimizaciones del día 3 de Septiembre y del día 28 de Junio, sin embargo esto solo ocurre en 3 ocasiones: en el estudio de la estación de Alcázar, en la planta de Sagunto; en el estudio de la estación de Tivissa, en la planta de Barcelona; y en el estudio de la estación de Zamora, en la planta de Mugaros. Para poder dar esos tres resultados como buenos, tendrían que cumplirse dos condiciones. En primer lugar, para estos casos, las tendencias del *caso 2* del día 3 de Septiembre y del 28 de Junio, deberían ser las mismas, y en segundo lugar, deberían ser las opuestas a las tendencias vistas en el *caso 1*. Desafortunadamente no se cumplen estas condiciones para ninguno de los casos anteriores, de modo que queda descartada cualquier posibilidad de obtener una conclusión válida.

- Además de la imposibilidad de validar los resultados con las optimizaciones hechas, contamos con otro problema adicional: los resultados que obtenemos son meras tendencias, en ningún momento se obtiene un valor numérico estable que nos permita relacionar el coste económico del encendido de los turbocompresores y el cambio de una cierta cantidad del BRS de las plantas.

Se concluye pues, que, con las optimizaciones realizadas, no existe una manera clara de relacionar las fluctuaciones del BRS con un valor monetario derivado del encendido de los turbocompresores. Para obtener un resultado debería pensarse en hacer un estudio estadístico de las relaciones BRS-turbocompresores haciendo un número suficientemente grande de optimizaciones. Esta posibilidad es viable gracias a la funcionalidad de optimización masiva que se ha implementado para la herramienta SPOL (RBG).

3.5. Identificación de las causas de soluciones no factibles.

El sistema de optimización SPOL (RBG) dispone de tres niveles de optimización: 0, 1 y 2 [2]. El nivel 0 (figura 3.25) (sin transporte) permite que la producción de gas de las plantas y el gas procedente de las conexiones internacionales y almacenamientos, se utilicen de forma conjunta, sin limitaciones de flujos interzonales, para satisfacer la demanda global de la red y sus variaciones de stock. El nivel 1 (figura 3.20) incorpora las demandas globales de cada zona y las limitaciones de los flujos interzonales, impuestas principalmente por las estaciones de compresión que hacen de frontera entre las zonas. Dentro de cada zona el tratamiento es análogo al que se hace a nivel global en toda la red en el modelo de nivel 0, es decir, el aporte neto de gas a la zona se utiliza sin limitaciones de flujos internos para satisfacer la demanda zonal y su variación de stock. El nivel 2 (figura 3.26) contempla la demanda de cada zona descompuesta en demandas locales interiores con sus correspondientes limitaciones, impuestas por la topología y capacidades de los pipes y las estaciones de compresión internas de la zona, manteniéndose naturalmente las limitaciones de flujos interzonales del nivel 1. La implementación por niveles del transporte facilita el desarrollo incremental de todo el sistema y su funcionamiento en la fase operativa del mismo, permitiendo la incorporación selectiva del nivel 2 de transporte a determinadas zonas, manteniéndose el de nivel 1 en las restantes. De esta forma el sistema puede operar aún cuando los datos conocidos de alguna de las zonas (topología interna, demandas internas, estaciones de compresión, capacidades de los pipes, etc.) sean incompletos.

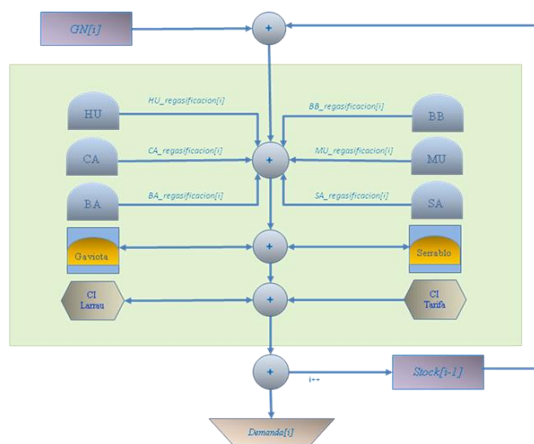


Figura 3.25. Elementos de la red de gasoductos que intervienen en una optimización a nivel 0 de transporte.

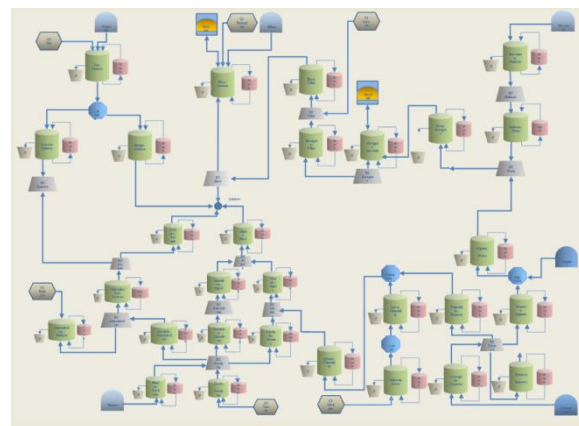


Figura 3.26. Elementos de la red de gasoductos que intervienen en una optimización a nivel 2 de transporte.

El optimizador disponía ya de varios test que estudian la factibilidad:

- TEST DE PLANTAS: Este programa de test identificará si existe alguna infactibilidad local en alguna de las plantas. Tratará de optimizar cada una de las plantas de forma independiente, sin tener en cuenta el transporte.
- TEST NIVEL 1: Este test permite saber si la optimización del sistema sería viable en el caso de que tuviéramos en cuenta, además de todo lo que comprende el nivel cero, el transporte interzonal.
- TEST NIVEL 2-1: Teniendo ya resuelto el Nivel 1 de transporte, este test comprobará las cinco zonas una por una a nivel de tramos.
- TEST NIVEL 2-2: evalúa todas las posibles combinaciones entre el nivel 1 y las distintas zonas, es decir, que va añadiendo poco a poco zonas y evaluando todas las combinaciones.

A pesar de toda esta capacidad de detección de causas de optimizaciones no factibles, se comprobó que pueden darse inconsistencias entre los niveles de transporte 1 y 2, de modo que se ha diseñado un test que permita desenmascarar este tipo de inconsistencia. El test se extiende a cada una de las cinco zonas y consiste en el análisis de los flujos residuales en cada una de las zonas, y para ello ha sido necesario introducir variables continuas para los flujos y variables binarias para la conmutación de la función de coste. Las variables continuas introducidas corresponden a cada una de las variables frontera en cada una de las zonas y para los dos niveles de transporte. En la *figura 3.27* se muestran de forma gráfica estas variables en cada una de las zonas. En cuanto a las variables binarias de conmutación consisten en un conjunto de variables que puestas a 1 hacen que en la función de coste se sume el término correspondiente y se tengan en cuenta las restricciones que mas involucran y que puestas a cero hacen que la variable a la que acompañan sea invisible para el sistema de optimización. La existencia de este tipo de variables de conmutación permiten aislar las variables frontera.

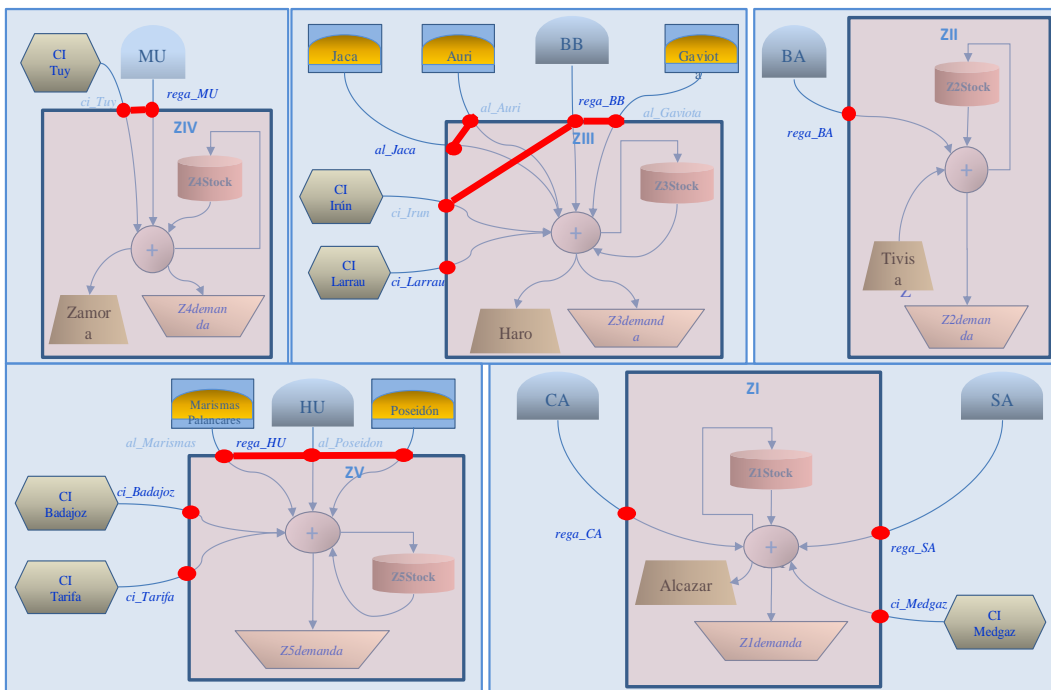


Figura 3.27. Variables frontera entre los niveles 1 y 2 de transporte para las cinco zonas en las que se divide la red de gas.

Además de visualizarlas de forma gráfica en la *figura 3.26* en la *tabla 3.6* podemos ver una descripción más detallada de las mismas. A estas variables son una serie de flujos residuales que han de valer cero para que la optimización pueda llevarse a cabo. El optimizador calcula los valores de estos flujos residuales para cada día del periodo y los plasma en una tabla destinada para ello en la base de datos en la que se volcarán el resto de resultados.

	Variable	Definición
Zona I	<i>rega_CA</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Cartagena.
	<i>rega_SA</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Sagunto.
	<i>ci_Mezgaz</i>	Es el flujo residual derivado de la conexión internacional de Mezgaz.
Zona II	<i>rega_BA</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Barcelona.
	<i>ci_Irún</i>	Es el flujo residual derivado de la conexión internacional de Irún.
Zona III	<i>ci_Larrau</i>	Es el flujo residual derivado de la conexión internacional de Larrau.
	<i>rega_BB</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Bilbao.
	<i>Rega_MU</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Mugarlos.
Zona IV	<i>ci_Badajoz</i>	Es el flujo residual derivado de la conexión internacional de Badajoz.
	<i>ci_Tarifa</i>	Es el flujo residual derivado de la conexión internacional de Tarifa.
	<i>rega_HU</i>	Es el flujo residual derivado de la regasificación de la planta de Huelva.

Tabla 3.6. Definición de variables frontera entre los niveles 1 y 2 de transporte.

Vemos un ejemplo de cómo se emplea este test de flujos residuales, para ello imaginemos un caso en el que la optimización de nivel 1 es factible y da un resultado sin problemas y al optimizar con el nivel 2 la misma base de datos, nos encontramos con que el resultado no es factible. Si esto ocurriera la primera comprobación a realizar sería comprobar que los flujos residuales de cada zona son cero en las tablas correspondientes de la base de datos. Si en algún caso los flujos no fueran cero, como se ve que pasa para la zona V en la *figura 3.28*, al aislar de donde procede el desajuste es sencillo comprobar si los datos de partida para los que se pretende hacer la optimización son correctos. En el caso de la *figura 3.28* el error provenía de un fallo en la generación de datos, de modo que los datos de la conexión internacional de Taifa y lo de Badajoz no estaban ubicados en la posición adecuada, ocasionando un desajuste que no salió a la luz hasta que se intentó optimizar con el nivel 2.

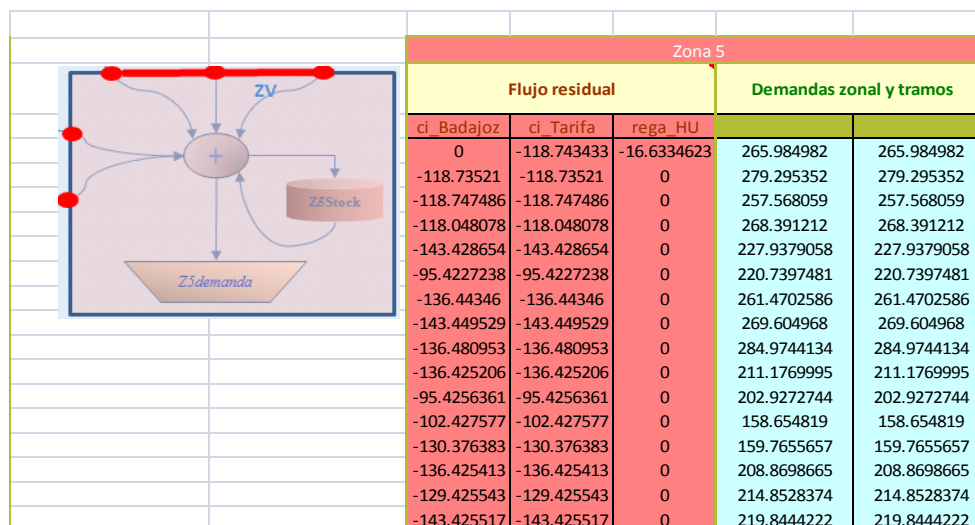


Figura 3.28. Variables frontera entre los niveles 1 y 2 de transporte para las cinco zonas en las que se divide la red de gas.

Con esto queda demostrado que el test de flujos residuales reviste una utilidad indiscutible, pues es capaz de hacer que una inconsistencia tan difícil de detectar como es la de los datos de entrada, y que tienen consecuencias fatales sobre un intento de optimización, sea claramente visible por el usuario.

CÁPITULO 4. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO FÍSICO DE LA RED.

En este cuarto capítulo se presenta una herramienta de simulación sobre MATLAB de los resultados obtenidos de las optimizaciones mediante el sistema SPOL RBG [2]. Una vez obtenida una solución al problema tras la optimización del proceso, es útil disponer de herramientas que ayuden al chequeo de la misma. Dichas herramientas, además de reproducir el modo de operación del sistema frente a cada una de las soluciones propuestas de forma visual, son muy útiles a la hora de detectar posibles errores en la construcción del modelo. El empleo de este tipo de herramientas de simulación y visualización para comprobar la validez de una optimización no es novedosa. A. Herrán ya la aplicó a un caso de optimización de una red de gaseoductos en su tesis [26] y existe diversa y variada literatura en cuanto a la importancia que tienen los simuladores de eventos discretos en las optimizaciones, ya sea para comprobar los resultados, o incluso, como método para realizarlas [27].

La necesidad de la existencia de esta herramienta es incuestionable. El sistema SPOL RBG, emplea para la optimización un resolutor comercial, CPLEX. Existen ciertos aspectos prácticos a considerar cuando se pretenden resolver dichos modelos mediante técnicas clásicas a través de un resolutor de este tipo. Entre tales aspectos prácticos se encuentran la linealización de términos no lineales y la adición, o supresión de restricciones redundantes para acelerar la convergencia del algoritmo utilizado. Consecuencia directa de estos aspectos prácticos es que la red de gaseoductos sobre la que estamos trabajando no esté modelada con el detalle físico, sino que se ha hecho un promediado de los valores del gas almacenado en los pipes sin tener en cuenta el comportamiento del gas en el interior del tubo. Así pues, en este caso concreto, lo que se persigue es una doble realimentación entre la optimización y la simulación (figura 4.1). Los resultados de la optimización se imponen en el simulador construido tramo a tramo. De cara a la detección de errores, la existencia de un simulador global carece de sentido, pues en caso de producirse un error en la simulación (derivado de unos malos datos de entrada), encontrar el dato exacto que produce el fallo sería prácticamente imposible, aunque si que podría aportar alguna idea a cerca de en donde podría situarse el fallo, por ejemplo si la presión en alguno de los puntos cayera por debajo del mínimo de entrega.

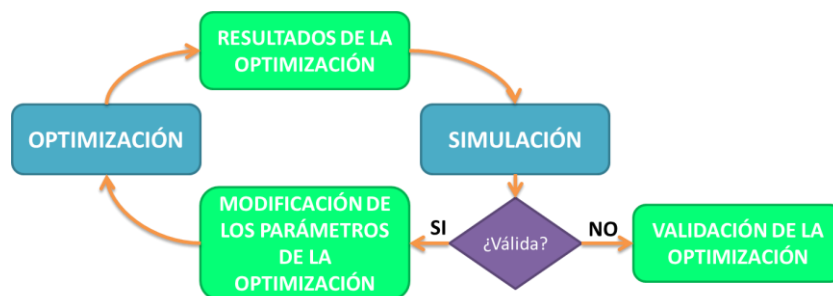


Figura 4.1. Relación de realimentación entre simulación y optimización.

El sistema de optimización SPOL RBG devuelve todos los valores de operación de la red, pero los que nos interesan de cara a la simulación son solo las entradas en el sistema, las salidas y los flujos por tramos. Con los datos de entrada y salida, el simulador será capaz, teniendo en cuenta el comportamiento físico del gas, de obtener los valores de flujos y presiones en puntos clave del sistema. Las presiones que devuelve el simulador nos permitirán conocer si la solución aportada por el optimizador es factible en lo

que a restricciones físicas se refiere (como por ejemplo la de que al final de un tramo se alcancen las presiones de aspiración que las estaciones de compresión necesitan para funcionar); mientras tanto los flujos que nos proporciona la simulación por tramos, al compararlos con los obtenidos en la optimización, nos permitirán saber si los parámetros fijos bajo los que actúa el optimizador son correctos. En caso de no ser correctos los parámetros impuestos por el optimizador, la doble realimentación nos permitiría cambiarlos y volver a simular para comprobar que se ha corregido el error (debe tenerse en cuenta que un simulador físico de eventos discretos no predice el valor de ninguna variable).

Al final de este capítulo se presentarán los resultados de las simulaciones, que, como ya se ha comentado, las simulaciones se han hecho tramo a tramo. El tramo para el que se presentan los resultados es un tramo real de la red de gaseoductos de España, el correspondiente a las zonas II y III. A efectos de transporte de gas la península ibérica está dividida en cinco zonas, las que se muestran en la *figura 4.2*. En dicha figura además se muestran resaltadas las zonas II (Este) y III (Norte), a las que corresponden las comunidades autónomas de: Cataluña, Aragón, Navarra, País Vasco y Rioja.

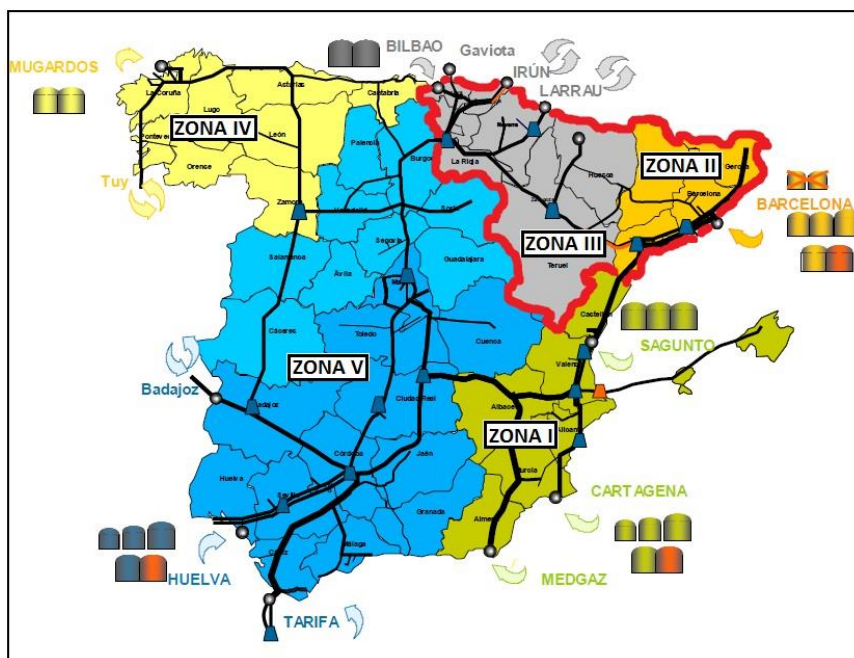


Figura 4.2. Mapa de la península con las divisiones por zonas de transporte.

Con la simulación de los tramos de la red que incluyen las zonas II y III se pretende ilustrar el comportamiento del resto de tramos, pues se trata de una región que incluye todas las instalaciones básicas de una red de gaseoductos. Cuenta con dos plantas de regasificación (las plantas de regasificación son elementos de entrada de gas en la red, cuya labor principal es la de convertir el gas natural que llega en estado líquido, GNL, en buques metaneros de nuevo a su estado gaseoso para inyectarlo en la red), dos almacenamientos subterráneos (de los que se ha hablado sobradamente en el capítulo 2 de este trabajo) y cinco estaciones de compresión (cuyo funcionamiento se detallará en el *apartado 4.2*). Además este tramo del gaseoducto cuenta con la particularidad de la existencia de un lazo cerrado. Entendemos por lazo cerrado una configuración del gaseoducto tal que un mismo punto puede alcanzarse por dos vías diferentes. Este tipo de conformaciones de la red requiere un tratamiento más especializado que se explica con detalle en el *apartado 4.3*. La disposición de todas estas estructuras, así como las conexiones entre ellas, se muestran en la *figura 4.3*.

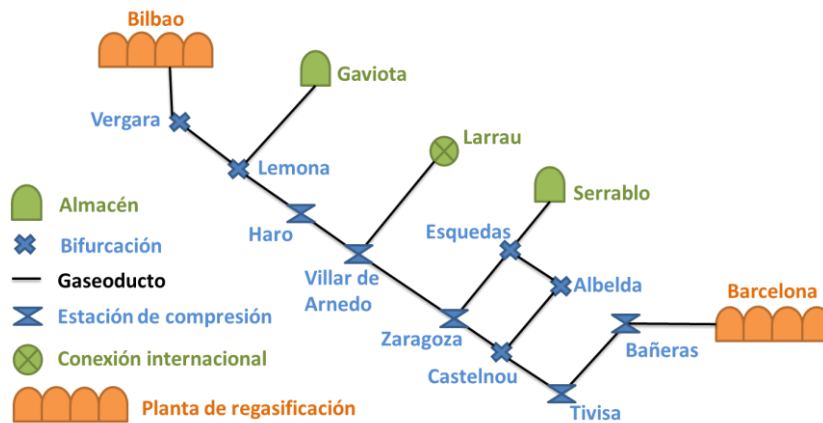


Figura 4.3. Esquema de los gaseoductos e instalaciones a modelar.

4.1. Objetivos del capítulo.

- El objetivo principal es diseñar, empleando MATLAB como herramienta, un modelo que reciba como entrada los flujos de gas entrantes o salientes de la red al completo (producción de las plantas de regasificación, flujos de gas inyectados y extraídos de los almacenes, producción de los yacimientos subterráneos y entrada y salida de gas por las conexiones internacionales), así como la demanda detallada de cada uno de los nodos de la red, y devuelva una respuesta que permita identificar como viables los datos de entrada y que además proporcione el valor de la presión en puntos clave de la red, como por ejemplo las estaciones de compresión. El modelo permitirá ajustar las presiones y flujos en la red teniendo en cuenta la existencia de lazos y de tramos desdoblados en ella.
- Resolución del problema de los lazos cerrados planteándolo como una optimización.
- Mostrar los resultados de algunas simulaciones.
- Proporcionar algunas de las nociones básicas del comportamiento del gas en los gaseoductos así como sobre el funcionamiento de las estaciones de compresión que se han empleado en la elaboración del modelo.

4.2. Fundamentos teóricos: comportamiento de un gas en el interior de un tubo, funcionamiento de las estaciones de compresión.

En este apartado se abordarán algunos comportamientos de forma teórica. Es imposible conocer la presión en los nodos de la red si no se comprende el comportamiento de un gas en un tubo, del mismo modo en que es imposible programar un sistema que emule el comportamiento de una estación de compresión sin saber cómo funciona una.



Figura 4.4. Estación de compresión de Sakhalin (Rusia).



Figura 4.5. Pipe que conecta China con Myanmar.

El modelo de simulación requiere conocer el comportamiento del gas en el interior de un tubo cilíndrico, porque los gaseoductos, los elementos por los que se transporta el gas, no son más que tuberías cilíndricas de diámetro constante. En el gaseoducto, el gas, ya sea por diferencia de alturas, por rozamiento o por diferencia de temperaturas, pierde energía, lo cual se traduce en una diferencia de presión que necesariamente ha de tenerse en cuenta en una caída de presión. Esta caída de presión será justamente la que trataremos en 4.2.a. *Comportamiento del gas en el interior de un tubo.*

Respecto a las estaciones de compresión, es necesario tenerlas en cuenta en la simulación, ya que, por supuesto, si no están comportándose de un modo pasivo, alteran tanto el flujo de gas que circula por un pipe, como su presión. Este es el motivo de que detallemos su funcionamiento en 4.2.b. *Funcionamiento de las estaciones de compresión.*

4.2.a. Comportamiento del gas en el interior de un tubo.

Sea un tubo cilíndrico de longitud L y diámetro D a través del que circula un flujo de gas ϕ .

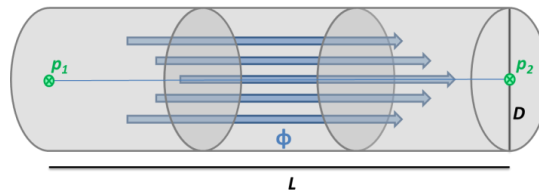


Figura 4.6. Flujo de gas a través de un gaseoducto.

En [28], J.Krope, P. Trop y D.Goričaneč, obtienen que la diferencia de presión de gas entre dos puntos de una tubería, designados con los números 1 y 2 (figura 4.6), puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$p_2^2 - p_1^2 = R \cdot L \cdot \phi^2 \quad [4.1]$$

Donde L es la longitud del tramo considerado, ϕ es el flujo de gas y R es un coeficiente llamado factor de resistencia que depende del factor de compresibilidad del gas (Z), la temperatura (T_m), el diámetro de la tubería (D), el recorrido libre medio de las moléculas de gas natural (λ), la constante de los gases (R_g) y una función a la que se nombrará como s y que a su vez depende de la diferencia de altura entre los puntos 1 y 2, de la gravedad de la temperatura γ , de nuevo, del factor de compresión.

$$R = \frac{4(e^s - 1)}{s \cdot \pi \cdot D^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot R_g \cdot T_m \cdot Z \cdot e^{-s} \quad [4.2]$$

El recorrido libre medio puede ser expresado en función de un coeficiente empírico llamado R_e que dependerá del gas a tratar:

$$\lambda = \left[2 \cdot \log_{10} \left(\frac{R_e}{\log_{10} R_e - 4.32} \right) \right]^{-2} \quad [4.3]$$

Para que el factor de resistencia quede totalmente definido, bastará pues con conocer la forma de la función s , que es la que corresponde a la ecuación [4.4]:

$$s = \frac{2 \cdot g}{R_g \cdot T_m \cdot Z} \cdot dz \quad [4.4]$$

Donde g es la aceleración de la gravedad, que en los cálculos a lo largo de esta práctica se tomará como $9.82 \text{ m}\cdot\text{s}^{-2}$, T_m la temperatura media del gas en el tramo y dz , la diferencia de altura entre los puntos 1 y 2.

Una vez que conocemos la expresión matemática que relaciona s con la diferencia de alturas, podemos observar que cuando la diferencia de alturas sea cero, es decir, los puntos del gaseoducto entre los que queremos conocer la presión estén a la misma altura, el valor de s será cero también, lo que hará que R sea cero, y por tanto la diferencia de presiones también tenga ese valor, y sabemos que eso no debe ser así, pues, esta diferencia de presiones no depende solamente de la inclinación del tubo.

Para solucionar este contratiempo basta con que definamos una nueva función, a la que llamaremos $ses1$, del siguiente modo.

$$ses1 = \begin{cases} \frac{s}{e^s - 1} & \text{si } s \neq 0 \\ 1 & \text{si } s = 0 \end{cases} \quad [4.6]$$

Incluyendo esta función en la ecuación [4.2] tendremos la definición que se utilizará para el factor de resistencia a la hora de calcular las diferencias de presiones:

$$R = \frac{4}{ses1 \cdot \pi \cdot D^2} \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot R_g \cdot T_m \cdot Z \cdot e^{-s} \quad [4.7]$$

4.2.b. Funcionamiento de las estaciones de compresión.

Una estación de compresión es un elemento de las redes de gas diseñado específicamente para aumentar la presión del gas que fluye a través de la misma. Estas estaciones tienen un comportamiento pasivo mientras están inactivas, pero, en caso de que sea necesario para el transporte de gas, se activan ejerciendo su función, a expensas de un cierto autoconsumo. Definimos autoconsumo la pequeña cantidad del gas vehiculado que se consume en el funcionamiento de los turbocompresores de la estación. Las estaciones de compresión de la red tienen una serie de componentes clave que pueden verse en la *figura 4.7*.

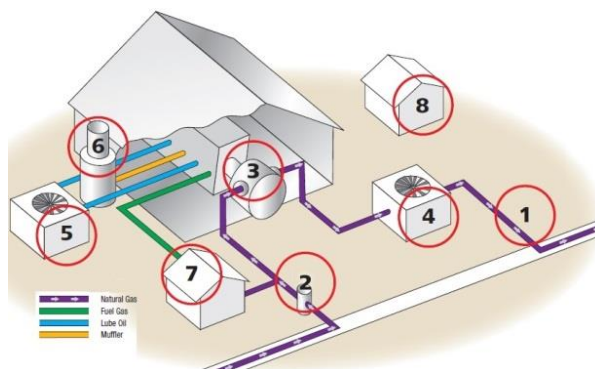


Figura 4.7. Esquema de una estación de compresión típica.

Procedemos pues a detallar cada uno de los elementos que aparecen numerados en la *figura 4.7*:

1. Zona de recepción del pipe: es la conexión entre los gaseoductos y la estación de compresión.
2. Separadores y depuradores: eliminan los residuos líquidos o sólidos que pudieran acompañar al gas que entra en la estación de compresión.
3. Compresores: de los compresores se hablará con más detenimiento a continuación.

4. Unidades de enfriamiento: en la estación de compresión se produce un aumento de la temperatura del gas como consecuencia del aumento de la presión, por tanto es necesario un enfriamiento del gas antes de devolverlo a la red.
5. Sistema de lubricación por aceite: destinado a proteger, lubricar y enfriar todas las partes móviles de los compresores de la estación.
6. Silenciadores: amortiguan el sonido de los compresores para que se adapten a las leyes vigentes.
7. Sistema de combustible: procesa el gas que entra a la planta para que sirva como combustible para la misma. Este comportamiento ya se ha visto al hablar de los autoconsumos.
8. Generadores de emergencia: se activarán en el caso de que haya una suspensión del suministro eléctrico.

El elemento principal de las estaciones de compresión es el turbocompresor centrífugo. El típico compresor centrífugo consiste [29-32], en una máquina de monoetapa con un rotor o en una máquina multietapa con toda una línea de motores. Cada una de las etapas consiste en un sistema de entrada (en el caso de la primera etapa), un canal de retorno, un impulsor, un difusor y después de la última etapa un colector de descarga. El gas entraría por el sistema de entrada y llegaría al primer impulsor. Un impulsor consiste en una serie de paletas giratorias que proporcionan energía mecánica al gas, así pues, el gas abandona el impulsor con mayor velocidad y presión de la que llevaba y avanza hasta el difusor. En el difusor la velocidad adquirida se emplea para aumentar aún más la presión. Los difusores pueden contener o no aspas. Si el compresor tuviera más de un impulsor, después de salir del difusor, el gas pasaría al siguiente impulsor a través del canal de retorno. Después del difusor del último impulsor, el gas entra en el colector de descarga.

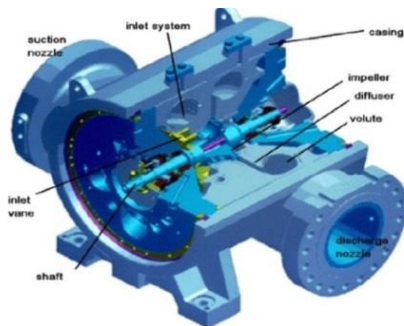


Figura 4.8. Esquema de un compresor centrífugo (Solar Turbines Incorporated).

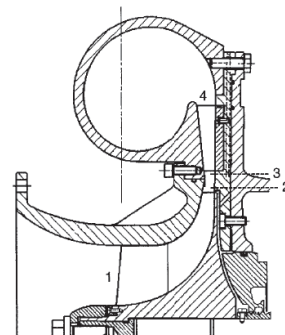


Figura 4.9. Esquema unidimensional de la primera fase de un compresor centrífugo.

La mejor manera de ilustrar el rendimiento de un compresor centrífugo es mostrando el gráfico la altura isoentrópica (isentropic head). La altura isoentrópica es la energía que requeriría una compresión adiabática, o dicho de otra manera, la cantidad de trabajo que hay que aplicar para afectar a la variación de entalpía del gas. El mapa representa el dominio de trabajo del compresor (figura 4.10). El límite en lo que se refiere a los flujos menores, lo impone el llamado límite de sobretensión (surge limit), línea azul en la figura 4.10. El límite de sobretensión se da cuando compresor no puede añadir suficiente energía para superar la resistencia del sistema o contrapresión. Los límites superior e inferior en color verde en la figura 4.10 corresponden a la velocidad máxima y mínima de las turbinas. Estas velocidades dependen de muchos factores, como la temperatura o el material de las aspas. Dentro de este dominio el compresor podrá trabajar y si queremos construir estos mapas para las estaciones de compresión del modelo, necesitaremos los datos que nos permitan trazarlos.

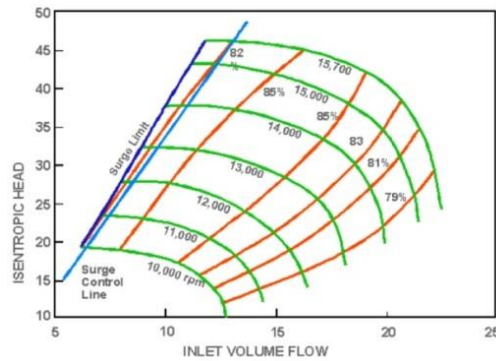


Figura 4.10. Región de trabajo de un compresor obtenida fijando la presión de succión.

4.3. Construcción del modelo de la red.

Como cualquier modelo realizado en MATLAB, tenemos que tener en cuenta tres apartados básicos, el primero de ellos sería el de los datos que se reciben y el preprocesamiento de los mismos, el segundo sería el diseño de las funciones necesarias para el modelado del sistema y el código en general, y por último tendríamos las conexiones entre funciones y código que dotan de estructura y coherencia al método.

La forma en la que se estructurará este modelo consiste en bloques de texto que se ejecutarán llamando a una biblioteca de funciones diseñadas para que simulen el comportamiento de los distintos elementos del sistema. Las funciones que simulan el comportamiento de los elementos del sistema obedecen a las leyes teóricas explicadas en el apartado anterior, pero merece una mención especial el problema del tratamiento de los lazos cerrados en el sistema ya que la red de gaseoductos contiene múltiples lazos cerrados y requieren un tratamiento más especializado que un simple pipe. La figura 4.11 ilustra uno de estos lazos, en concreto el que forman los puntos: Esquedas, Albelda, Castelnou y Zaragoza. Para modelar estos lazos, hay que tener en cuenta que no sabemos qué cantidad de gas se va a distribuir por cada rama, por lo que la manera más sencilla de resolver el problema es plantear un pequeño problema de optimización en el que se calcule el flujo que tiene que pasar por cada rama (x y f_{in-x}) de modo que se minimice la diferencia entre las presiones, en valor absoluto, que llegan por cada una (p_3-p_1).

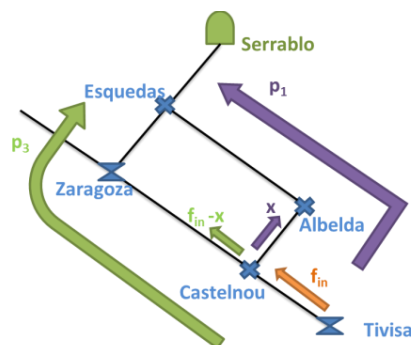


Figura 4.11. Lazo cerrado Esquedas, Albelda, Castelnou y Zaragoza. Posibles flujos de gas.

4.3.a. Estructura de datos.

Los datos procedentes del simulador se reciben en un archivo de Microsoft Excel que contiene para cada tramo de la red los diferentes nodos que posee y datos físicos sobre los gaseoductos que los conectan,

como la longitud, el diámetro de los mismos y para cada uno de dichos tramos la altura inicial y final (para poder calcular la diferencia de altura entre los nodos). Además para cada nodo se incluye, en caso de que la haya, la demanda, tanto como convencional, como eléctrica⁵. Si el nodo corresponde a una entrada al sistema o corresponde a un almacenamiento, también se indicará. A los tramos se les nombrará con la letra *L* seguida de un número y a los nodos con una *N* seguida también de un número. Todos estos datos se procesarán con funciones de lectura (*Lectura_Excel* en la *tabla 4.3*) de modo que sea más sencillo operar con ellos y ordenándolos en una estructura como la que aparece en la *tabla 4.1* a modo de ejemplo.

Pipe	Nodo i	Nodo f	L(km)	D(m)	H1m	H2m	Nododemanda	Demanda
'L01'	'N1'	'N2'	6.3830	0.60960	3	6	'N1'	3600

Tabla 4.1. Ejemplo de estructura de datos.

Esta estructura es imprescindible para poder operar con los datos en las funciones posteriores porque, a la hora de recuperar los datos para todos los cálculos, se tomarán de la columna correspondiente.

4.3.b. Variables y términos, funciones y bloques de código.

Ya se ha comentado que para esta herramienta de simulación se han creado funciones que recrean el comportamiento físico del sistema y bloques de código que la dotan de estructura. De esto tratará este apartado, pero se explicará con los mismos términos y nomenclaturas que se emplearon durante la elaboración del código, así que es primordial que antes de proceder con las explicaciones oportunas se presente un pequeño glosario de términos y funciones.

i. Glosario de términos.

- **Cond:** Por defecto es 0, e indica que se quita el flujo a la salida del nodo inferior. Si es distinto de 0 no se quita la salida.
- **Compresor:** Estructuras con las curvas de trabajo del compresor.
- **Cprsr:** Estructura con los polinomios que delimitan la zona de trabajo del compresor.
- **D:** Diámetro del pipe en metros.
- **dem:** es la suma de la demanda de zona. Esta demanda de zona se extrae de la estructura de red introducida sumando los valores de una columna.
- **demanda:** estructura de demanda creada del mismo modo y en la misma hoja que pipes.
- **dz:** diferencia de cotas inicial y final en metros.
- **f:** flujo por los ramales paralelos.
- **f_{in}:** flujo de entrada a la red en m³/h
- **f_{out}:** Flujo en m³/h en la salida
- **FlowE:** Matriz de flujos. Cada fila representa unos flujos de entrada correspondientes a distintas velocidades de la turbina del compresor. La primera fila es la de menor velocidad y la última fila la de mayor. La primera columna es la de menor flujo, la última la de mayor. Los datos se pueden haber obtenido de la lectura de la base de datos '*ec_lugar.xls*' o en la función *Baneras_compresor.m*.
- **Gwh:** volumen de gas en Gwh.

⁵ La demanda de gas se clasifica en dos grandes mercados, el mercado convencional, que agrupa los suministros de gas destinados al consumo residencial, al sector servicios y al sector industrial; y el mercado eléctrico, que agrupa los suministros de gas destinados a la generación en centrales eléctricas.

- **HeadE**: Matriz de alturas isoentrópicas en metros correspondientes a las matrices de flujos *FlowE*. Una columna corresponde a un mismo valor de eficiencia.
- **Int**: número de turbocompresores a usar.
- **L**: Longitud del pipe en metros.
- **Longitud**: longitud de una red en metros.
- **lpipes**: estructura con los tramos que forman la red, por ejemplo: *lpipes*={'L01', 'L02', 'L03'}.
- **md**: vector fila con rango de flujo en Km^3/h
- **nt**: número de turbocompresores.
- **p1**: se trata de una matriz de presiones en la que las filas corresponden a las que tienen el mismo flujo (contante) y las columnas a las que tienen p_2 contante.
- **p2**: vector fila con el rango de la presión final en baras.
- **Pdmax**: presión máxima de descarga.
- **Pdmin**: Presión mínima de descarga.
- **Pdopt**: Presión óptima de descarga.
- **p_{in}**: presión de entrada a la red en baras.
- **pipes**: es una estructura creada mediante el procesado de los datos que hace *Lectura_Excel.m* (tabla 4.3) y que se aloja en el documento creado por este mismo bloque de texto llamado: *longitudes_demanda_entradas_rev.xls*.
- **P_{out}**: Presión en baras en la salida
- **PM**: Peso molecular en Kg.
- **prodBrc**: producción de la planta de regasificación de Barcelona.
- **Ps**: presión de succión en bares.
- **Q**: flujo en m^3/h a través de un compresor.
- **R**: es la constante de los gases.
- **Re**: coeficiente empírico que sirve para calcular el recorrido libre medio.
- **Red**: estructura con la información de la red tal y como se genera en *Lectura_Excel.m* (tabla 4.3). Dicha estructura ya se ha presentado en la tabla 4.1. del apartado 4.3.a. Estructura de datos.
- **red1**: En el caso de que existan tramos desdoblados, este es uno de ellos
- **red2**: El otro tramo en caso de que haya desdoblamiento.
- **sentido**: positivo si el sentido es el indicado en el nombre, y negativo si es el inverso.
- **Tm**: temperatura media.
- **Ts**: temperatura de succión en $^{\circ}\text{C}$.
- **vol**: volume total de la red en Km^3 .
- **x**: Flujo de la red 1.
- **Zs**: Factor de compresibilidad.

ii. Funciones.

A continuación, se presenta la *tabla 4.2*, que contiene información acerca de todas las funciones empleadas en el modelo, como son las variables de entrada y las de salida, además de una pequeña descripción de su utilidad. Se han ordenado las funciones por orden alfabético.

Nombre	Salidas	Entradas	Descripción
analLeg	P_{out} , f_{out} , vol, red	red, ind, f_{in} , p_{in} , sentido, cond	Calcula la caída de presión en una trama o leg de la red, y la red de entrada y la de salida presenta las mismas diferencias que en las dos funciones anteriores.
analRed	P_{out} , f_{out} , vol, red	red, f_{in} , p_{in} , sentido	Calcula las caídas de presiones, flujos de salida y volúmenes de los tramos de la red. De nuevo la diferencia entre la variable red que aparece en las entradas y las salidas es la de los casos anteriores.
analRedBack	P_{out} , f_{in} , vol, red	red, f_{out} , p_{in} , sentido	Es básicamente la misma función que en el caso anterior, pero en vez de recibir el flujo de entrada y calcular el de salida, recibe el de salida y calcula el de entrada.
analRedDes	P_{out} , f_{out} , vol, red	red, f_{in} , p_{in} , sentido	Analiza de la red desdoblada siguiendo el mismo patrón de análisis que en los casos anteriores.
creaTramo	red	Pipes, demanda	Es necesaria una de estas funciones para cada tramo de la red que incluyan los pipes que vamos a tener en cuenta en cada tramo.
CreaRed	red	lpipes, pipes, demanda	Función para crear una red a partir de los 'legs' incluidos en lpipes y los archivos de pipes y demanda creados a partir de la hoja de Excel en el archivo Lectura_excel.
CurvasCompresor	Compresor	FlowE, HeadE, Ts, Zs, PM, unidad	Proporciona las curvas que determinan el funcionamiento del compresor.
demandaRed	dem	red	Calcula la demanda de red que es la suma de la demanda de zona y que se extrae de la estructura de red introducida sumando los valores de una columna
fundesd	f	x, f_{in} , p_{in} , red1, red2	Función que calcula el flujo por dos ramales paralelos.
funopt	f	x, f_{in} , p_{in} , redCasZar, redCasAlb, redZarEsq, redEsqAlb, redEsqSer	Función que calcula el flujo cuando existe un lazo en el gasoducto. Se plantea el caso concreto de Zaragoza-Catelnou-Albada-Esqueda.
gwh2vol	vol	gwh	Pasa el volumen de gas de Gwh a m^3 con la equivalencia; $1Gwh=0.86 \cdot 10^5 m^3$.
p1Ffp2	p1	md, p2, L, D, dz, Tm, Re, R	Crea una matriz de presiones en la que las filas corresponden a las que tienen el mismo flujo (contante) y las columnas a las que tienen p2 contante.
p2Fflux	p2, Z	Flujo, p1, L, D, dz, Tm, Re, R	Calcula p2 como una función del flujo, p1, L y D y lo ajusta a una recta.
PdCpr	Pdmax, Pdmin, Pdopt, int	Cprsr, Q, Ps, nt, Zs	Determina las presiones de descarga mínima y máxima de un compresor a partir de los datos de entrada.
vol2Gwh	gwh	vol	Pasa el volumen de gas de m^3 Gwh a con la equivalencia; $1Gwh=0.86 \cdot 10^5 m^3$.
volumen	vol	p1, p2, L, D, Tm, R	Calcula el volumen de gas en un tubo.

Tabla 4.2. Funciones necesarias para el simulador de la red.

iii. Bloques de código.

Además de las funciones es necesario definir unos bloques de código que nos permitan estructurar y ordenar las llamadas a las mismas para crear un buen modelo de simulación para la red. En la *tabla 4.3.* aparecerán los tres bloques de código que se emplearán y que deberían ejecutarse sucesivamente para cada simulación, así como la descripción de lo que hace cada uno.

Nombre	Función
Analisis	Bloque de código que hará las llamadas oportunas para que se complete el análisis de los tramos concreto que se estudia aquí, pero que se puede generalizar para toda la red sin más que reproducir el código.
EC Nombre de la estación de compresión	Calcula las curvas de bañeras que delimitan el funcionamiento de la estación de compresión de cuyo nombre figure en la identificación del bloque de código.
Lectura_Excel	Lee una hoja desde datos y nos devuelve el archivo pipes y el archivo demanda dentro de pipes_demanda.mat, que se usarán como datos de partida en el resto de funciones.

Tabla 4.3. Bloques de código necesarios para el simulador

4.3.c. Problema de optimización de los lazos.

Para solucionar el problema de optimización que se describe en la *figura 4.11* del inicio del *apartado 4.3.* se ha seleccionado la función *fminbnd* de la toolbox de optimización de Matlab. Esta función emplea el algoritmo de optimización de búsqueda de la Sección Dorada y el de interpolación parabólica. El Método de la Sección Dorada es un método de búsqueda iterativo en una dimensión (1 variable, en este caso x) donde se trata de ir aproximando un punto por medio de anidamiento [4.8]. La interpolación parabólica o cuadrática aprovecha la ventaja de que un polinomio de segundo grado con frecuencia proporciona una buena aproximación de la forma de la función en las cercanías de un valor óptimo. Así como existe una única recta que pasa por dos puntos, hay únicamente una ecuación cuadrática que pasa por tres puntos. De esta forma, si se tienen tres puntos que contienen un punto óptimo, se ajusta una parábola a los puntos, después se puede derivar e igualar a cero, y así obtener una estimación del óptimo [4.9].

Como ya se ha comentado, la manera más sencilla de resolver el problema es mediante una optimización en el que se calcule el flujo que tiene que pasar por cada una de las ramas definidas en la *figura 4.11* de modo que se minimice la diferencia entre las presiones. El problema, que no tiene restricciones quedaría definido como la minimización de:

$$f = |p_3 - p_1|$$

En donde las presiones están relacionadas con x , que es el flujo que circula por una de las ramas, como se indica en la *figura 4.12.*

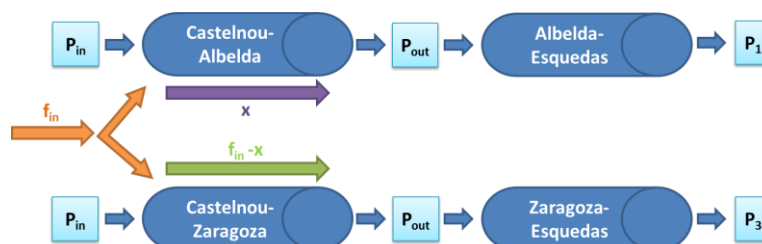


Figura 4.12. Problema de optimización de los lazos

4.3.d. Modelado del sistema.

En este apartado se describirá la relación entre las funciones y los bloques de código del apartado 4.3.2, para que queden claras las relaciones entre unas y otras. Empecemos con el caso del archivo *Lectura_Excel*, de la tabla 4.3, que es una de las piedras angulares del modelo. Está relacionado con las funciones *creaTramo*, *demandaRed* y *vol2Gwh*, de la tabla 4.2, y además da lugar al archivo *pipes_demanda.mat* que se empleará continuamente en el resto de funciones, se ilustran estas relaciones en la figura 4.13. El archivo *pipes_demanda.mat* contiene los datos con la estructura de datos de la tabla 4.1.

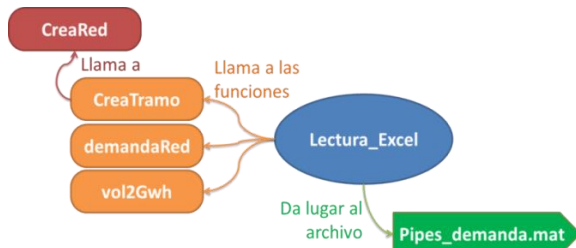


Figura 4.13: Relaciones del bloque de código *Lectura_Excel*.

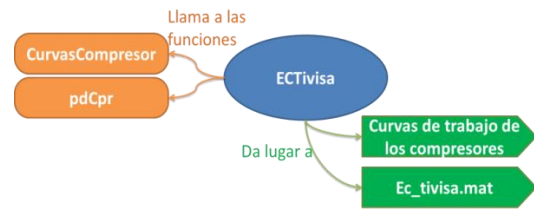


Figura 4.14: Ejemplo ilustrativo de las relaciones de los bloques de código EC Nombre de la estación de compresión.

Los siguientes bloques de código que se analizarán serán los que corresponden al procesamiento de los datos de las estaciones de compresión, que hacen llamadas a las funciones *CurvasCompresor* y *pdCpr* de la tabla 4.2 y generan los archivos *ec_nombre de la estación de compresión.mat* y las curvas de trabajo, o gráficos la altura isoentrópica, de los turbocompresores. En la figura 4.14 se muestran estas relaciones para el ejemplo concreto de la estación de compresión de Tivisa.

El archivo *ec_nombre de la estación de compresión.mat* contiene todos los datos que se necesitan conocer para hacer la simulación del comportamiento de las estaciones de compresión y los mapas de altura isoentrópica. Estos datos están estructurados de una tabla como la 4.4.

FlowE (Flujo) (m ³ /h)	Head E (Altura isoentrópica) (J/kg)	Velocidad (rpm)	Eficiencia (%)	P _s (presión de succión mínima) (baras)	T _s (temperatura de succión) (°C)	P _s (factor de compresibilidad)	PM (peso de 1 mol en kg)
3176.33	38270.34	5700	83.5	45	21	0.9	16

Tabla 4.4. Ejemplo de estructura de datos de los archivos *ec_nombre de la estación de compresión.mat*.

Por último, quedaría por analizar el bloque *Análisis*, que nos proporcionará los datos que necesitamos, que son los flujos, en cada uno de los tramos de la red que analizamos. En este fichero, por el momento solamente se incluyen los tramos mencionados en el apartado de la descripción, pero para modelar la red completa y hacer un simulador global, bastaría con incluir el resto de tramos, aunque ya se ha comentado que un simulador global es menos útil. Las funciones que emplea principalmente este bloque de código son *funop*, *demandaRed*, *analRed*, *analRedBack* y *analRedDes* de la tabla 4.2, y las usa sobre cada uno de los sub tramos, luego los flujos y demandas se suman convenientemente, teniendo en cuenta sus sentidos, para dar lugar a los flujos y demandas que se necesitan. Además en este último bloque de análisis, también se llama a la función de optimización para el problema de los lazos. En la figura 4.15 aparece un esquema de lo que sería este bloque de código.

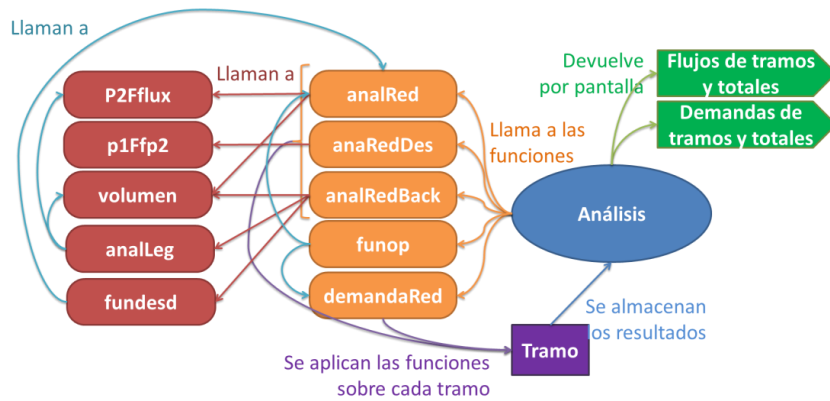


Figura 4.15: Esquema de las relaciones del bloque de código *Análisis*.

4.4. Resultados.

En la introducción de este capítulo, ya se ha comentado que lo que se persigue con la herramienta de simulación desarrollada es el doble objetivo de validar los resultados de la optimización y la corrección de parámetros fijos del sistema. Para ello proporcionaremos a la herramienta las entradas y las salidas de gas del tramo que va a simularse (*figura 4.3*) y obtendremos unos flujos. Podremos comparar estos flujos con los previstos por el sistema de planificación y, si las desviaciones son lo suficientemente pequeñas (en torno al 10%), sabremos que los parámetros fijos eran correctos. Por otra parte la simulación también proporciona las presiones en los nodos del tramo simulado. En algunos puntos el que la presión sea la adecuada es más crítico que en otros, por ejemplo la presión en un nodo secundario no es importante, pero si el gas llega a una estación de compresión por debajo de una presión umbral llamada presión de aspiración, la estación de compresión no funcionará. Las presiones en los puntos críticos son las que nos dirán si la optimización es válida.

Antes de ejecutar una simulación hay que generar las curvas de trabajo de las estaciones de compresión con las funciones descritas para ello (*figura 4.14*) en el apartado 4.3.d. *Modelado del sistema*. En el tramo que estamos simulando (*figura 4.3*) existen tres estaciones de compresión principales, la de Haro, la de Bañeras y la de Tivisa. Hay otras dos estaciones, la de Villar de Arnedo y Zaragoza, que se tomarán como nodos normales porque son estaciones cuya puesta en marcha es excepcional. Los resultados de ejecutar las funciones *EcBañeras*, *Echaro* y *Ectivisa*, es decir, las curvas de trabajo, se muestran en las *figuras 4.16 a 4.18*.

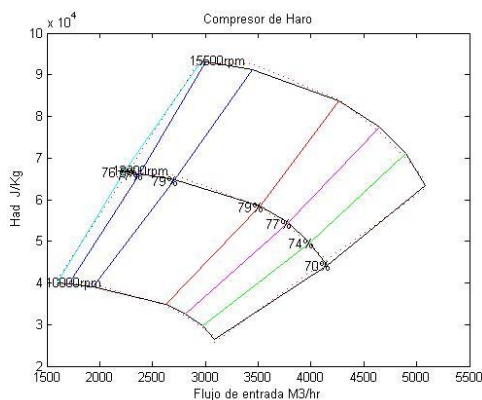


Figura 4.16. Región de trabajo de la Estación de Haro

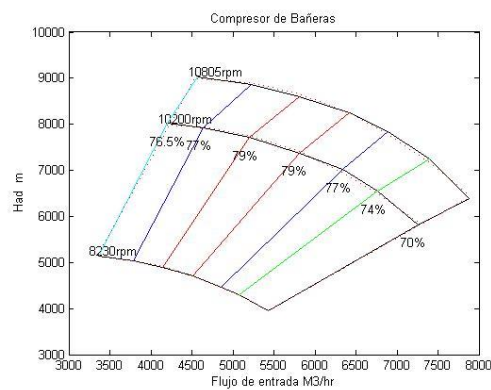


Figura 4.17. Región de trabajo de la Estación de Bañeras

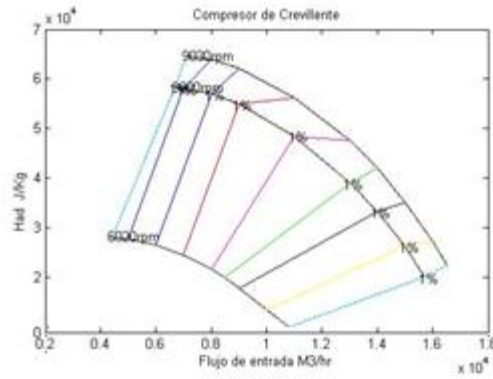


Figura 4.18. Región de trabajo de la Estación de Tivisa.

Una vez que se conoce el comportamiento de las estaciones de compresión podemos pasar a hacer la simulación del comportamiento en la red y validar la optimización y los parámetros fijos del sistema de optimización SPOL (RBG) [2]. La optimización se realiza para un periodo bimensual, pero como la simulación hay que hacerla día a día, solo se va a estudiar un periodo de 10 días, desde el 26 de Septiembre de 2013 al 6 de Octubre del mismo año. Es un periodo de inyección, es decir, se extrae gas del sistema y se introduce en los almacenamientos (los periodos de inyección y extracción de los almacenamientos subterráneos están descritos detalladamente en el Capítulo 2 de este trabajo). Como el simulador contempla la red de gas con mucho más detalle y no necesita de las simplificaciones del optimizador, los tramos no coinciden completamente; como es natural, el optimizador tiene menos nodos. Los dos modelos pueden compararse en la figura 4.19.

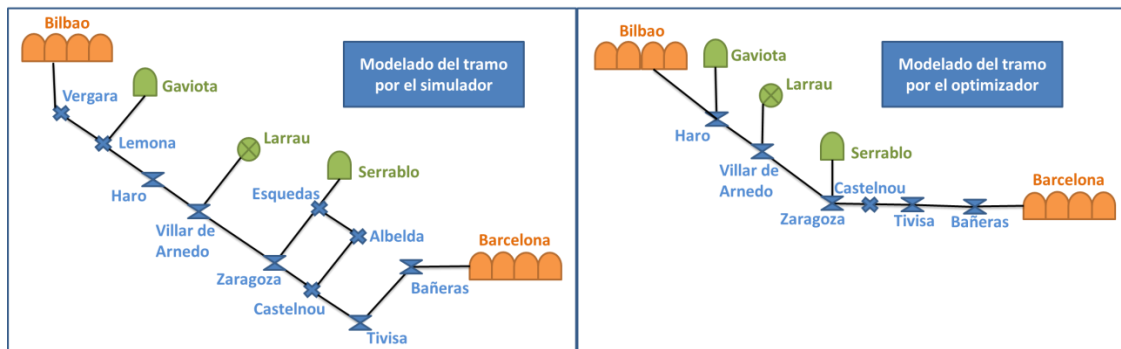


Figura 4.19. Comparación del tramo modelado por el simulador y el optimizador.

La simplificación que hace el optimizador consiste en la reducción de varios nodos, de modo que para comprobar que los flujos de simulador y optimizador son equivalentes habrá que sumar los flujos del primero correspondientes al tramo en cuestión del segundo y así establecemos las siguientes equivalencias simulador-optimizador:

$$\begin{aligned}
 Flujo_{Haro-Bilbao} &= Flujo_{Haro-Lemona} + Flujo_{Lemona-Vergara} + Flujo_{Vergara-Bilbao} \\
 Flujo_{Haro-Gaviota} &= Flujo_{Haro-Lemona} + Flujo_{Lemona-Gaviota} \\
 Flujo_{Zaragoza-Serrablo} &= Flujo_{R1} + Flujo_{R2} + Flujo_{Esquedas-Serrablo} \\
 Flujo_{R1} &= Flujo_{Zaragoza-Esquedas} \\
 Flujo_{R2} &= Flujo_{Castelnou-Albelda} + Flujo_{Albelda-Esquedas} \\
 Flujo_{Zaragoza-Tivisa} &= Flujo_{Castelnou-Zaragoza} + Flujo_{Tivisa-Castelnou}
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

Vistas estas equivalencias, se pasa a mostrar los resultados de la optimización y la simulación para cada uno de los 10 días. Los resultados se muestran en las tablas 4.5 a 4.14. A cada día le corresponde una tabla y en ella se incluye los datos de las entradas y salidas del sistema, las demandas de cada tramo, los

flujos que proporciona el simulador y los que proporciona el optimizador. Además justo después de cada tabla se ha incluido una imagen con el sentido de los flujos para que el resultado pueda visualizarse de una manera más cómoda.

26 de Septiembre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		85	128	54	18
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	148.47	148.47	149.81	0.9	
Gaviota- Haro	91.67	91.67	89.01	2.9	
Haro - Villar de Arnedo	18.85	18.85	18.83	0.1	
Villar de Arnedo - Zaragoza	42.44	42.44	38.58	9.1	
Zaragoza - Serrablo	19.34	19.34	17.79	8	
Tivisa - Zaragoza	9.13	9.13	8.31	9	
Bañeras - Tivisa	83.79	83.79	79.68	4.9	
Barcelona - Bañeras	124.20	124.20	120.60	2.9	

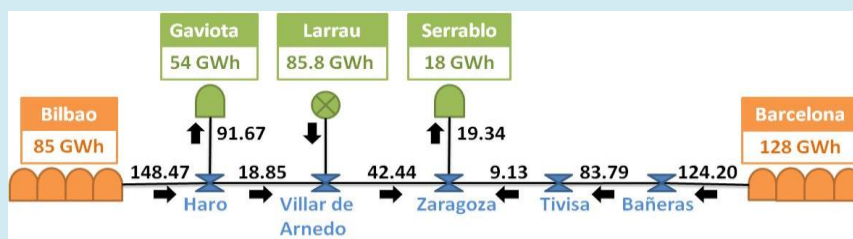


Tabla 4.5. Flujos resultantes de la optimización para el 26 de Septiembre de 2013.

27 de Septiembre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		85	128	54	18
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	148.47	148.47	138.07	7	
Gaviota- Haro	104.13	104.13	101.11	2.9	
Haro - Villar de Arnedo	18.92	18.92	18.71	1.1	
Villar de Arnedo - Zaragoza	43.18	43.18	43.66	1.1	
Zaragoza - Serrablo	19.42	19.42	21.18	9.1	
Tivisa - Zaragoza	9.36	9.36	9.07	3.1	
Bañeras - Tivisa	85.04	85.04	83.34	2	
Barcelona - Bañeras	127.04	127.04	123.10	3.1	

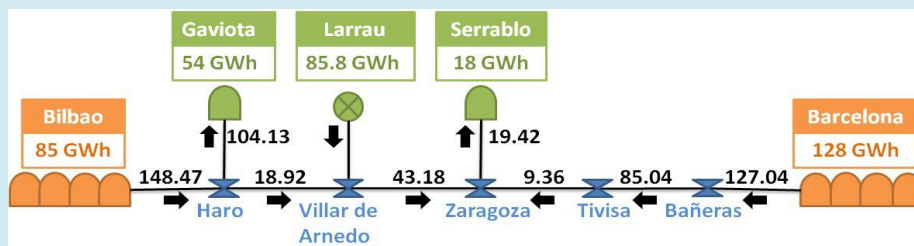


Tabla 4.6. Flujos resultantes de la optimización para el 27 de Septiembre de 2013.

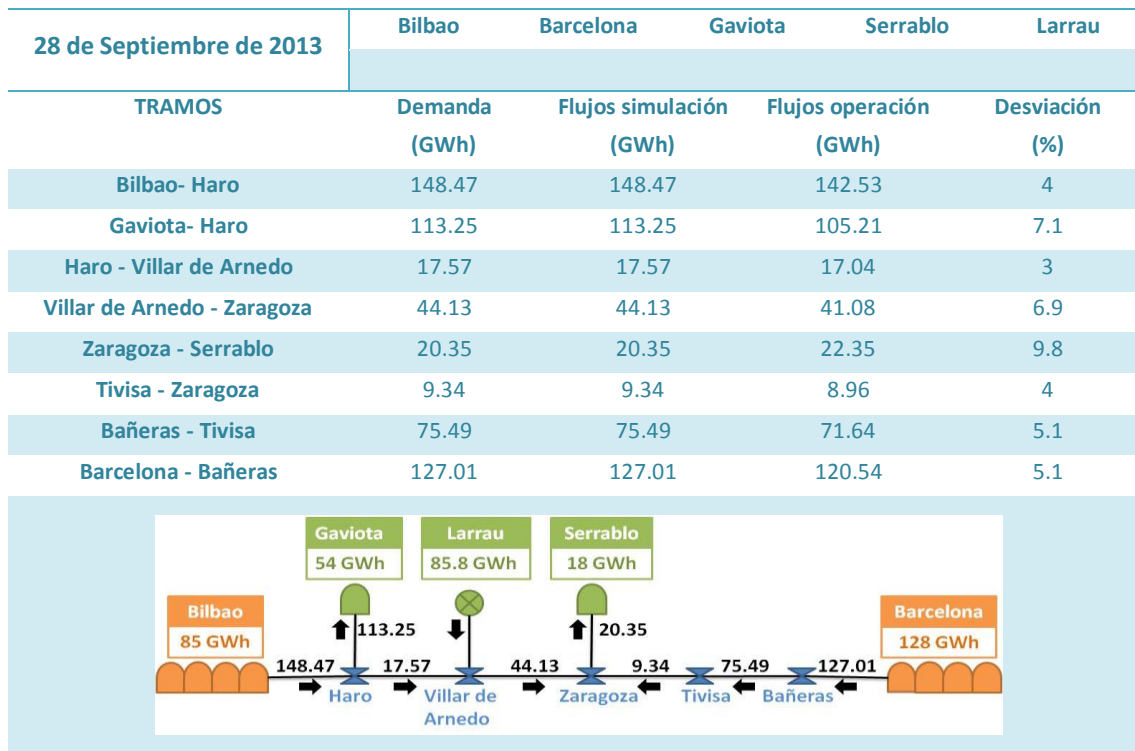


Tabla 4.7. Flujos resultantes de la optimización para el 28 de Septiembre de 2013.

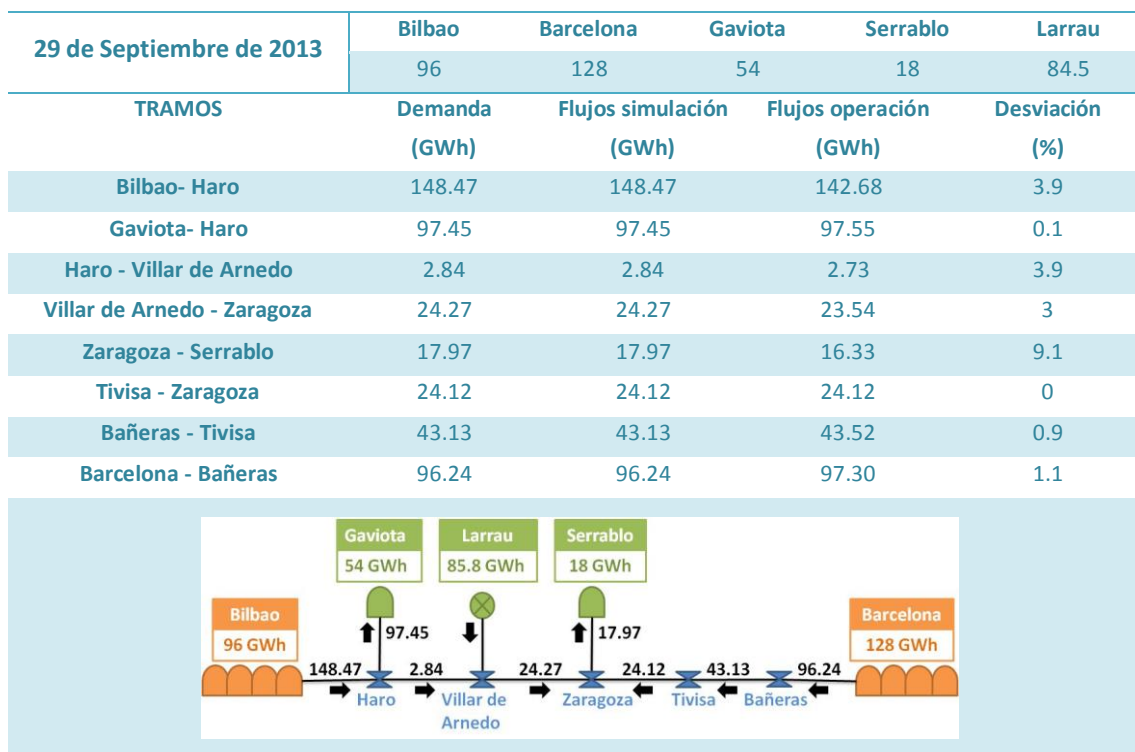


Tabla 4.8. Flujos resultantes de la optimización para el 29 de Septiembre de 2013.

En las cuatro tablas anteriores (4.5 a 4.8) puede verse como el simulador satisface adecuadamente la demanda que hay en cada uno de los tramos. Si el simulador no pudiera satisfacer dicha demanda nos encontraríamos en el caso en el que los resultados de la optimización no serían válidos. Al realizar la simulación con las entradas y salidas que proporciona la optimización, el simulador no es capaz de

adaptarse a la demanda. Eso es lo que ocurre en los días 30 de Septiembre y 1 de Octubre de 2013 (tablas 4.9 y 4.10). Para conseguir que la optimización fuera válida bastaría con realizarla de nuevo imponiendo que la producción de las plantas o almacenamientos fuera diferente. En los días en los que se da esta vicisitud se indican los cambios que ha sido necesario realizar en las producciones para obtener unos resultados válidos.

30 de Septiembre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
	85 ⇒ 96	128	54	18	85.8
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	148.47	102.1 ⇒ 148.47	144.16	2.9	
Gaviota- Haro	91.80	91.80	90.06	1.9	
Haro - Villar de Arnedo	2.72	1.56 ⇒ 2.72	2.59	4.9	
Villar de Arnedo - Zaragoza	22.31	7.8 ⇒ 22.31	22.53	1	
Zaragoza - Serrablo	16.92	16.92	15.42	8.9	
Tivisa - Zaragoza	23.80	23.80	21.65	9	
Bañeras - Tivisa	41.59	49.59	40.34	3	
Barcelona - Bañeras	90.55	90.55	85.93	9	

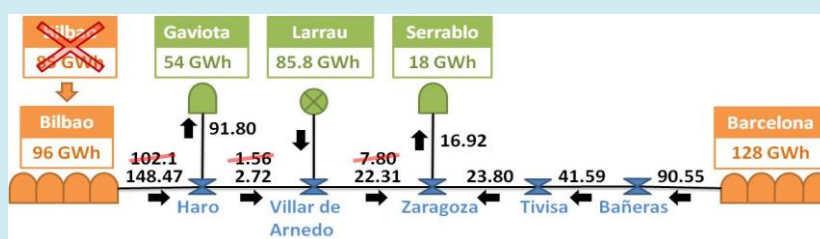


Tabla 4.9. Flujos resultantes de la optimización para el 30 de Septiembre de 2013.

01 de Octubre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
	96	128	54	18 ⇒ 0	85.8
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	98.34	98.34	93.42	5	
Gaviota- Haro	95.36	95.36	87.83	7.9	
Haro - Villar de Arnedo	3.37	3.37	3.36	0.1	
Villar de Arnedo - Zaragoza	30.43	50.28 ⇒ 30.43	30.16	0.9	
Zaragoza - Serrablo	6.14	20.04 ⇒ 6.14	6.69	9.0	
Tivisa - Zaragoza	9.15	31.64 ⇒ 9.15	9.06	1	
Bañeras - Tivisa	71.71	71.71	65.98	8	
Barcelona - Bañeras	118.09	118.09	117.46	9	

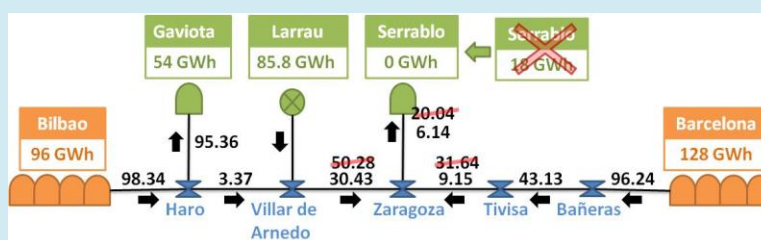


Tabla 4.10. Flujos resultantes de la optimización para el 01 de Octubre de 2013

En los días siguientes no se produjo ningún desajuste entre los valores de la demanda y de los flujos del simulador por lo que podemos concluir que para el resto de días la optimización resultó ser válida desde el primer momento.

02 de Octubre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		96	128	54	0
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	98.34	98.34	95.48	2.9	
Gaviota- Haro	100.86	100.86	97.83	3	
Haro - Villar de Arnedo	3.36	3.36	3.09	8.1	
Villar de Arnedo - Zaragoza	39.60	39.60	36.47	7.9	
Zaragoza - Serrablo	19.96	19.96	17.99	9.9	
Tivisa - Zaragoza	9.15	9.1	9.06	1	
Bañeras - Tivisa	72.68	71.68	66.86	0	
Barcelona - Bañeras	125.35	125.35	117.83	6.0	

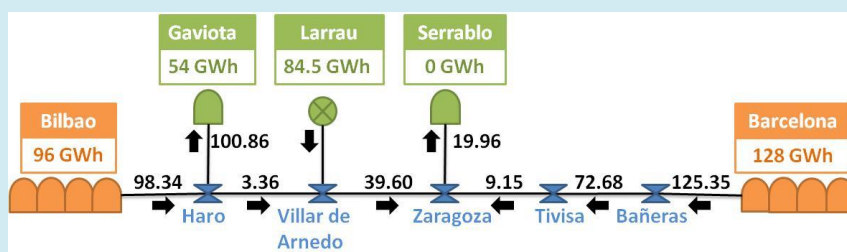


Tabla 4.11. Flujos resultantes de la optimización para el 02 de Octubre de 2013

03 de Octubre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		85	128	54	0
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	98.34	98.34	97.45	0.9	
Gaviota- Haro	100.79	100.79	100.79	0	
Haro - Villar de Arnedo	10.88	10.88	10.99	0.9	
Villar de Arnedo - Zaragoza	43.48	43.48	40.82	6.1	
Zaragoza - Serrablo	20.15	20.15	18.56	7.9	
Tivisa - Zaragoza	9.22	9.22	8.76	5	
Bañeras - Tivisa	48.44	48.44	47.95	1	
Barcelona - Bañeras	123.88	123.88	119.05	3.9	

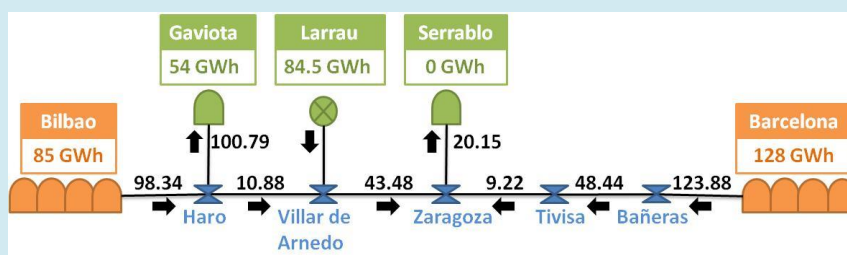


Tabla 4.12. Flujos resultantes de la optimización para el 03 de Octubre de 2013

04 de Octubre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		85	128	54	0
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	98.33	98.33	98.33	0	
Gaviota- Haro	100.76	100.76	92.80	7.9	
Haro - Villar de Arnedo	10.91	10.91	10.49	3.9	
Villar de Arnedo - Zaragoza	43.32	43.32	41.2	4.9	
Zaragoza - Serrablo	19.85	19.85	18.03	9.2	
Tivisa - Zaragoza	9.28	9.28	8.63	7	
Bañeras - Tivisa	60.36	60.36	59.15	2	
Barcelona - Bañeras	122.56	122.56	122.68	0.1	

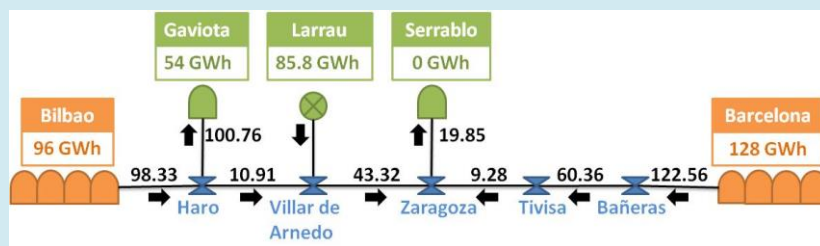


Tabla 4.13. Flujos resultantes de la optimización para el 04 de Octubre de 2013

05 de Octubre de 2013	Bilbao	Barcelona	Gaviota	Serrablo	Larrau
		85	128	54	0
TRAMOS	Demanda (GWh)	Flujos simulación (GWh)	Flujos operación (GWh)	Desviación (%)	
Bilbao- Haro	98.34	98.34	90.47	8	
Gaviota- Haro	106.61	106.61	103.31	3.1	
Haro - Villar de Arnedo	11.24	11.24	11.34	0.9	
Villar de Arnedo - Zaragoza	31.75	31.75	30.80	3	
Zaragoza - Serrablo	20.69	20.69	18.81	9.1	
Tivisa - Zaragoza	10.16	10.16	9.34	8.1	
Bañeras - Tivisa	56.08	56.08	52.72	6	
Barcelona - Bañeras	112.60	112.60	106.96	5	

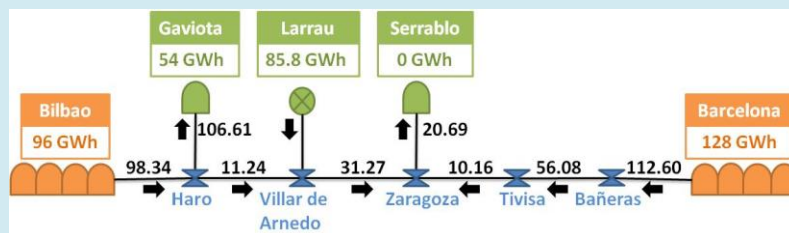


Tabla 4.14. Flujos resultantes de la optimización para el 05 de Octubre de 2013

Una vez que se han validado los valores de la optimización mediante simulación, quedaría por evidenciar que los parámetros fijos del optimizador son correctos. La manera de abordar esta tarea es tan sencilla como comprobar las desviaciones entre el flujo obtenido mediante el optimizador y el

obtenido mediante el simulador. Estas desviaciones aparecen en las *tablas 4.5 a 4.14*, pero es mucho más cómodo observar estos valores gráficamente (ver *figura 4.20*).

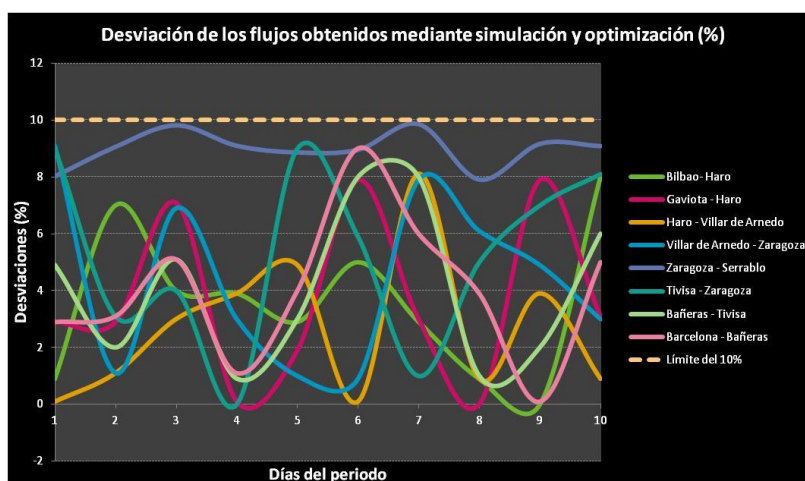


Figura 4.20. Desviaciones entre los flujos procedentes de la optimización y los procedentes de la simulación para cada uno de los subtramos del tramo analizado.

De la *figura 4.20* llama la atención el hecho de que, mientras las desviaciones para todos los subtramos oscilan entre el 0% y el 10%, manteniéndose en valores bajos, para el tramo de Zaragoza – Serrablo, si bien se mantiene por debajo del 10% siempre toma valores muy altos, por encima del 8%. Aunque estos valores se encuentran dentro del margen que nos permiten considerar correctos los parámetros fijos, resulta claro que sería necesario revisar alguno de los parámetros internos del sistema. Este tramo entre la estación de compresión de Zaragoza y Serrablo es especialmente conflictivo por la simplificación que hace el sistema de optimización, que no tiene en cuenta el lazo cerrado entre los nodos de Esquedas – Albelda – Castelnou – Zaragoza (ver *figura 4.19*). Puesto que se trata de un tramo en el que se ha hecho una simplificación bastante drástica, se considerará que una desviación por debajo de 10% es suficiente, pero si llegara a sobrepasarse este valor, habría que considerar introducir un factor de corrección en los flujos que proporciona el optimizador para este tramo en concreto.

Por último, en cuanto a las presiones aspiración, que se han mencionado como críticas, como la herramienta de simulación no da errores para ninguna de las tres estaciones de compresión que se tienen en cuenta (Haro, Bañeras y Tivisa), puede afirmarse que la herramienta de optimización no presenta errores en relación con ello. No obstante, en la *figura 4.21*, podemos comprobar las presiones con las que llega el gas a cada uno de estos puntos. Estas tres estaciones de compresión, debido a que tienen una configuración idéntica, tienen la misma presión de aspiración, 46 bares [33].

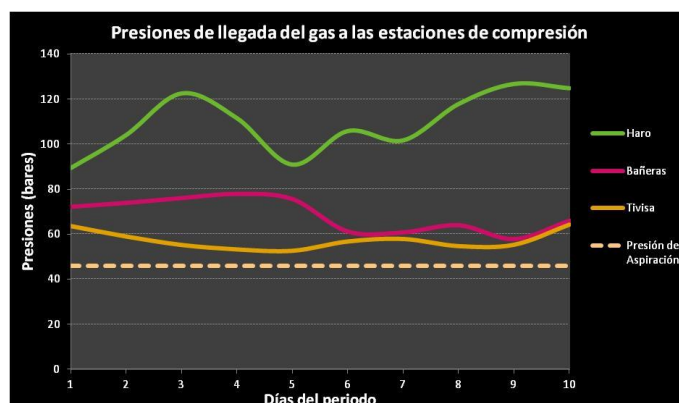


Figura 4.21. Presiones de Llegada del gas a las estaciones de compresión principales.

CÁPITULO 5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

En este último capítulo se recogen las conclusiones que pueden extraerse a nivel global de cada uno de los capítulos que componen el trabajo. Estas conclusiones servirán para justificar el cumplimiento de los objetivos que se planteaban en la introducción. Con el fin de evitar olvidar ningún detalle en la redacción de las conclusiones, se procede analizando uno a uno dichos objetivos. Para terminar, en este capítulo también se incluye la línea en la que podrían realizarse trabajos como continuación futura de este.

5.1. Conclusiones

El primer objetivo consistió en la inclusión en el sistema de optimización SPOL (RBG) de un modelo matemático de almacenamientos subterráneos que permitiera que el optimizador ajustase el stock de la red a un valor dado por las demandas comerciales con la mínima desviación considerando los tres modos de operación que tienen los mismos: reparto de la desviación de stock, cantidades fijas y modulación libre. El modelo matemático, además de operar de las tres maneras posibles, debía tener en cuenta los dos periodos anuales de inyección y de extracción, independientemente de cuál fuera el modo de operación. En el capítulo 2 se detalla el modelado matemático de cada modo de operación por medio de restricciones en el optimizador. Por otra parte, como el modelo de almacenamientos debía estar embebido en el optimizador global de la red, en el capítulo 2 también se detallan los términos que se añadieron sobre la función de coste. Para demostrar que se cumplen requisitos del modelado, al final de este segundo capítulo se aportan, los resultados de dos simulaciones bimensuales para el periodo de extracción y otras dos, también bimensuales, para el periodo de inyección. Para el total de las cuatro simulaciones los almacenamientos operan en los tres posibles modos de funcionamiento y se observa el perfecto cumplimiento de los requisitos. Con respecto a los almacenamientos subterráneos, puede concluirse que el sistema de optimización SPOL (RBG) ya dispone de un completo y detallado modelo para los mismos que se adapta perfectamente a los condicionantes físicos y operativos del sistema.

El segundo y el tercer objetivo del trabajo eran, respectivamente, el diseño de toda la estructura que corresponde a un módulo para estudios de sensibilidad y de costes en el sistema de optimización y dotar a este sistema de una forma de identificación para causas de soluciones no factibles debidas inconsistencias entre los datos que necesitan los diferentes niveles de optimización del sistema. Para facilitar los estudios económicos, en el capítulo 3 de este trabajo se implementó un proceso de optimización de dos fases, que permite aislar el efecto de los términos de penalización de la función objetivo de los términos propiamente económicos y para los estudios de sensibilidad se planteó un módulo permite seleccionar parámetros específicos del modelo de optimización para determinar cómo varían los resultados en función de los valores escogidos para los citados parámetros, especialmente la función objetivo. En lo tocante a la detección de causas de optimizaciones no factibles, también en el capítulo 3 se modeló la realización de un cálculo de flujos residuales entre los datos de los niveles de optimización del transporte implicados. Con la intención de demostrar las aplicaciones del módulo de estudios de costes y sensibilidad, en el mencionado capítulo se realizan uno de cada tipo. En el de sensibilidad, se obtienen los valores de la sensibilidad de la función objetivo a tres parámetros del sistema. En el de costes, lamentablemente no se obtiene un resultado evidente. A fin de probar la

utilidad del módulo de detección de inconsistencias se aportan los datos de un caso práctico en el que se empleó. La conclusión del capítulo 3, es pues, que el sistema SPOL (RBG) también dispone de dos módulos perfectamente operativos, uno que permite los estudios de sensibilidad y costes y otro que permite aislar las causas de optimizaciones no factibles debidas a inconsistencias.

El último de los objetivos planteados en la introducción era el de la elaboración de un simulador del comportamiento físico de la red que permitiese validar las planificaciones propuestas por el sistema de optimización logística. El simulador, cuyo diseño se detalla en el capítulo 4, consiste en un modelo de presiones y flujos de un gas que se distribuye por una red de gaseoductos teniendo en cuenta la existencia de estaciones de compresión y lazos cerrados. Esta herramienta de simulación, implementada con MATLAB, recibe los flujos de gas entrantes o salientes de la red al completo y la demanda detallada de cada uno de los nodos de la red, y devuelve una respuesta que permita identificar como viables los datos de entrada. Para demostrar el funcionamiento del simulador, en el capítulo 4 se realizan una serie de diez simulaciones con datos reales de una sección de la Red Básica de Gaseoductos (zonas II y III). En estas simulaciones se manifiesta el carácter validador del simulador, pues permite deducir si los datos obtenidos en la optimización son válidos. De hecho, para dos de los días simulados, el 30 de septiembre de 2013 y el 1 de Octubre del mismo año, se comprueba que los resultados obtenidos como óptimos en una primera ejecución de SPOL(RBG) no son físicamente realizables, siendo necesario realizar otra optimización forzando al sistema a que se comporte de forma que el resultado sea físicamente permitido. A tenor de los resultados obtenidos en el cuarto, en lo que respecta al simulador, se concluye que la herramienta desarrollada se comporta según los objetivos y presenta gran utilidad como sistema evaluador.

5.2. Trabajos futuros

Las técnicas de simulación y optimización son dos alternativas que se utilizan en el estudio de las redes logísticas en general y las de transporte de gas natural en particular. En este trabajo las hemos utilizado de forma complementaria, para validar por simulación los resultados de una optimización y para ajustar los parámetros físicos del optimizador mediante simulación (Capítulo 4). En este sentido uno de los trabajos más interesante para el futuro consistiría en la automatización de las interacciones entre simulación y optimización, de forma que lo que recibiría el usuario sean unos resultados matemáticamente óptimos y físicamente factibles.

REFERENCIAS.

- [1] Ruz, J.J., Notas de la asignatura Introducción a la Programación Matemática. Tema 7. Máster universitario en ingeniería de sistemas y de control (2012-2013).
- [2] Gorostegui, L. “Modelado, optimización y planificación de una red de distribución de gas natural”. Proyecto de fin de Máster en Ingeniería de Sistemas y control. 2011. Universidad Complutense de Madrid (UCM) y Universidad Nacional de educación a Distancia (UNED).
- [3] Evans, D. J. y Chadwick, R. A. Underground gas storage: An introduction and UK perspective. Geological Geological Society, London, Special Publications 2009, v.313.
- [4] Žlender, B. y Kravanja, S. Cost optimization of the underground gas storage. Engineering Structures 33 (2011) 2554–2562.
- [5] Flanigan, O. Underground Gas Storage Facilities: Design and Implementation. Elsevier Science & Technology Books. 1995. ISBN: 0884152049.
- [6] Jakub, S. y Stopa, J. Optimisation of the wells placement in gas reservoirs using SIMPLEX method. Journal of Petroleum Science and Engineering 54 (2006) 164–172.
- [7] Bary, A., Brown, K., Rem, N., Heinz Berger, et al. Storing Natural Gas Underground. Oilfield Review. Summer 2002, Schlumberger. Texas, USA.
- [8] Evans, D., Stephenson, M., Shaw, R. The present and future use of ‘land’ below ground. Land Use Policy 26S (2009) S302-S316.
- [9] Singh, V. K. Geological Storage: Underground Gas Storage. 8th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics. HYDEABAD 2010.
- [10] Kimmerlin, G. Underground gas storage facilities operated by GDF SUEZ: types, operations & equipment. 2009. GDF SUEZ Research & Innovation Division.
- [11] Díaz, M. Modelación estocástica de yacimientos petroleros. Seminarios de modelación computacional. Septiembre de 2006.
- [12] Mesías, J. L. La comprensión de los costos en las organizaciones desde la perspectiva cualitativa. Universidad EAFIT. Maestría en Ciencias de la Administración. Escuela de Administración. Departamento de Organización y Gerencia. 2006.
- [13] García, L. G., Podmoguilnye, M. G. La necesidad cualitativa de los factores y la consideración del modelo de costeo discreto. XXVII Congreso Argentino de Profesores Universitarios de Costos. Tandil, Noviembre de 2004.
- [14] William Gibson, Andrew Brown. Working with Qualitative Data. SAGE (2009).
- [15] Heisinger, Kurt. Essentials of Managerial Accounting. Boston, Mass.; Abingdon: Houghton Mifflin. 2008.
- [16] Gava, L., Roperio, E., Ubierna, A. y Serna, G. Dirección Financiera: Decisiones de Inversión, Editorial Delta. 2008.
- [17] Brealey, Myers y Allen. Principios de Finanzas Corporativas, 8ª Edición, Editorial Mc Graw Hill. 2006.

- [18] Cabal, Helena. “Los costes externos en los modelos energéticos globales de optimización. Una herramienta para la sostenibilidad”, Tesis Doctoral, Universidad Rey Juan Carlos, 2007.
- [19] Ruz, J.J., Notas de la asignatura Introducción a la Programación Matemática. Tema 1. Máster universitario en ingeniería de sistemas y de control (2012-2013).
- [20] Neumaier, A y Shcherbina, O. Safe bounds in linear and mixed-integer linear programming. Springer-Verlag 2003 Math. Program., Ser. A 99: 283–296 (2004)
- [21] Chinneck, J.W. y Dravnieks, E. W. Locating minimal Infeasible constraint sets in linear programs. ORSA Journal in Computing. 1990.
- [22] Chinneck, J.W. Feasibility and Infeasibility in Optimization. A tutorial for CP-AI-OR-07. Bruselas, Bélgica. 2007.
- [23] Larrosa, J., Meseguer, P. Restricciones Blandas: Modelos y Algoritmos Inteligencia Artificial. Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial, vol. 7, núm. 20, 2003.
- [24] Saltelli, A., Ratto, M., Andres, T., Campolongo, F., et al. Global Sensitivity Analysis: The Primer. John Wiley & Sons. 2008.
- [25] De la Cruz García, J. M., Andrés y Toro, B., Besadas Porta, E. Notas de la asignatura de Control de Sistemas. Tema 1: Introducción al control por realimentación. Dpto. Arquitectura de Computadores y Automática. Facultad de Ciencias Físicas. Universidad Complutense. 2011.
- [26] Herrán González, A., “Modelado, Planificación y Control de Sistemas de Distribución de Gas y Derivados del Petróleo”, Tesis Doctoral, Universidad Complutense de Madrid, 2008.
- [27] Michael C. Fu, “Feature Article: Optimization for simulation: Theory vs. Practice”, INFORMS Journal on Computing 2002 14:3, 192-215.
- [28] Flow-pressure analysis of loop gas networks. J.Krope, P. Trop y D.Goričanec. International Journal of systems applications, engeneering &development. Issue 4, Volume 5, 2011.
- [29] Rasmuussen, P. C., Kurz, R., “Centrifugal compressor applications-upstream and midstream”, Proceedings of the thirty-eighth turbomachinery symposium, 2009.
- [30] McMillan, G. K., “Centrifugal and Axial Compressor Control”, Momentum Press, Nueva York, 2010.
- [31] Fletcher R., Practical Methods of Optimization. John Wiley & Sons, 2013.
- [32] Kolda T.G., Lewis R. M., Torczon, V. Optimization by Direct Search: New Perspectives on Some Classical and Modern Methods. Society for Industrial and Applied Mathematics. 45(3), 385–482. 2003.
- [33] Aplicación protocolo de detalle NGTS rangos admisibles 2010-2013. Módulo Transporte – Zona III: Valle de Ebro y País Vasco. Enagás.

