



Universidad de  
Oviedo



**ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE GIJÓN.**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ÁREA DE MÁQUINAS Y MOTORES TÉRMICOS**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER Nº 18010130**

**ANÁLISIS DE LAS DISTINTAS ALTERNATIVAS DESTINADAS A SUPERAR LAS  
RESTRICCIONES DE FUNCIONAMIENTO DE UN GRUPO TÉRMICO A PARTIR  
DE 2019 POR EMISIONES DE SO<sub>2</sub>**

**MEMORIA**

**Dña. MARTÍNEZ ROQUE, Andrea  
TUTOR: D. REY RONCO, Miguel Ángel**

**FECHA: Julio - 2018**

# Índice

1. Resumen .....	9
2. Instalación objeto de estudio .....	10
3. Antecedentes .....	13
4. Objetivos.....	20
5. Metodología .....	21
6. Información y datos.....	22
6.1.- Grupo térmico de estudio .....	22
6.1.1.- Elementos estructurales .....	22
6.1.2.- Agua de refrigeración.....	23
6.1.3.- Equipos y sistemas de generación .....	23
6.1.4.- Descripción general del proceso de producción de energía.....	24
6.2.- Sistema de desulfuración .....	34
6.2.1.- Proceso de desulfuración.....	34
6.3.- Quemadores de bajo NOx.....	35
6.3.1.- Boquilla de llama partida .....	35
6.3.2.- Registro Vortex Series .....	36
6.3.3.- Aire sobre fuegos .....	37
6.3.4.- Sistema de aire terciario .....	38
7. Combustibles .....	39
7.1.- Combustión en caldera .....	39
7.1.1.- Quemadores de combustibles .....	40
7.2.- Combustibles en estado sólido .....	41
7.2.1.- Carbón.....	41
7.2.2.- Biomasa.....	42
7.3.- Combustibles en estado líquido.....	44
7.3.1.- Gasoil.....	45
7.3.2.- Fueloil.....	45
7.4.- Combustibles en estado gaseoso.....	46

7.4.1.- Gas de horno alto .....	46
7.4.2.- Gas de batería de coque.....	46
7.4.3.- Gas natural .....	47
7.5.- Equipos de combustión del grupo.....	48
7.5.1.- Equipos de combustión de carbón.....	48
7.5.2.- Equipos de combustión de gasoil.....	49
7.5.3.- Equipos de combustión de fueloil.....	50
7.5.4.- Equipos de combustión del GHA.....	52
7.5.5.- Equipos de combustión del GBC .....	53
8. Alternativas de mejora .....	55
8.1.- Mejora del rendimiento energético del grupo .....	55
8.2.- Eliminación del azufre previo a su combustión .....	58
8.3.- Eliminación del azufre durante su combustión.....	59
8.4.- Eliminación del azufre tras su combustión .....	59
8.5.- Incorporación de la biomasa .....	60
8.6.- Carbón con bajo contenido en azufre .....	60
8.7.- Incremento de quemado de GHA .....	64
8.8.- Incorporación del gas natural.....	67
8.9.- Energía generada.....	68
9. Análisis de datos .....	69
9.1.- Combinación carbón y GHA para generar la energía prevista .....	70
9.1.1.- Análisis del escenario actual .....	72
9.1.2.- Mejora del escenario actual.....	77
9.1.3.- Reducción de las emisiones del grupo .....	79
9.2.- Combinación de carbón y GHA reduciendo la energía generada .....	80
9.2.1.- Grupo 1 no genera energía .....	82
9.2.2.- Grupo 1 produciendo menos de lo previsto .....	83
9.3.- Combinación de alternativas.....	84
9.3.1.- Combinación completa de las alternativas .....	84
9.3.2.- Combinación de las alternativas con modificaciones .....	86
10. Conclusiones.....	88

10.1.- Solución 1, cambio en los combustibles .....	89
10.2.- Solución 2, cambio en la energía generada .....	90
10.3.- Solución 3, Combinación de propuestas.....	92
10.4.- Resumen.....	92
11. Bibliografía.....	94
11.1.- Documentos y manuales.....	94
11.2.- Páginas web .....	94

# Índice de Figuras

1. Resumen .....	9
2. Instalación objeto de estudio .....	10
3. Antecedentes.....	13
Figura 3.1- Esquema del desarrollo de las normas .....	13
Figura 3.2- Documentos previos al DEI .....	14
Figura 3.3-Opciones para las distintas GIC .....	16
4. Objetivos.....	20
5. Metodología .....	21
6. Información y datos.....	22
Figura 6.1- Disposición de los quemadores en la caldera .....	24
Figura 6.2- Fases para la producción de energía .....	25
Figura 6.3- Conjunto de turbinas.....	30
Figura 6.4- Circuito agua-vapor en el interior de la caldera.....	31
Figura 6.5- Turbinas y condensador .....	32
Figura 6.6- Diagrama del sistema .....	33
Figura 6.7- Esquema del proceso de desulfuración .....	35
Figura 6.8- Componentes del quemador de bajo NOx.....	36
7. Combustibles .....	39
Figura 7.1- Clasificación del carbón en sus etapas de la carbonización .....	42
Figura 7.2- Clasificación origen de la biomasa .....	43
8. Alternativas de mejora .....	55
9. Análisis de datos .....	69
10. Conclusiones.....	88
11. Bibliografía.....	94

# Índice de Tablas

1. Resumen.....	9
2. Instalación objeto de estudio.....	10
3. Antecedentes .....	13
Tabla 3.1- Burbujas a nivel nacional (t/año) .....	17
Tabla 3.2- Burbujas totales de la compañía (t/año).....	17
Tabla 3.3- Energía eléctrica a producir según el plan de negocio.....	18
Tabla 3.4- Emisiones totales programadas y asignadas para la empresa de estudio (t) 18	
Tabla 3.5- Emisiones específicas de cada grupo .....	19
4. Objetivos.....	20
5. Metodología .....	21
6. Información y datos.....	22
7. Combustibles.....	39
Tabla 7.1- PCI de algunos combustibles de biomasa .....	44
Tabla 7.2- Propiedades del gasoil.....	45
Tabla 7.3- Propiedades del fueloil.....	45
Tabla 7.4- Propiedades del GHA.....	46
Tabla 7.5- Propiedades del GBC .....	47
Tabla 7.6- Propiedades del gas natural .....	48
8. Alternativas de mejora .....	55
Tabla 8.1- Propiedades del carbón.....	63
Tabla 8.2- Cálculo de potencia según fabricante .....	64
Tabla 8.3- GHA según grupo.....	65
Tabla 8.4- Porcentaje de la energía máxima que se puede obtener con GHA .....	65
Tabla 8.5- Consumo histórico de GHA por los grupos 1 y 2.....	65
Tabla 8.6- Caudal de GHA procedente de la factoría.....	66
Tabla 8.7- GHA quemando el máximo en el grupo 1 .....	66
9. Análisis de datos.....	69
Tabla 9.1- Parámetros de la fórmula.....	69

Tabla 9.2- Valores para el $\alpha_s$ .....	70
Tabla 9.3- Energía eléctrica a producir según el PN .....	71
Tabla 9.4- Consumos específicos de los grupos .....	71
Tabla 9.5- Energía térmica neta (Kcal).....	72
Tabla 9.6- Energía térmica neta (GJ) .....	72
Tabla 9.7- Cálculo del FE.....	73
Tabla 9.8- Reparto de energías del grupo 1 (MWh).....	74
Tabla 9.9- Reparto de energías del grupo 2 (MWh).....	74
Tabla 9.10- Reparto de energías del grupo 3 (MWh).....	74
Tabla 9.11- Reparto inicial de energía.....	74
Tabla 9.12- Energía resultante tras repartirla según combustibles .....	75
Tabla 9.13- Toneladas de SO <sub>2</sub> emitidas, escenario inicial .....	76
Tabla 9.14- Diferencia emisiones, grupo 1, escenario inicial .....	76
Tabla 9.15- Emisiones obtenidas sin hacer cambios, escenario inicial .....	76
Tabla 9.16- Toneladas de SO <sub>2</sub> emitidas, escenario 1.1.....	78
Tabla 9.17- Diferencia emisiones, grupo 1, escenario 1.1 .....	78
Tabla 9.18- Emisiones escenario 1.1 .....	78
Tabla 9.19- Valores de GHA para cada grupo.....	79
Tabla 9.20- Emisiones escenario 1.2 .....	79
Tabla 9.21- Emisiones del grupo 1 en el escenario 1.2 .....	80
Tabla 9.22- Resumen del escenario inicial .....	81
Tabla 9.23- Energía máxima y prevista para cada grupo (GWh).....	81
Tabla 9.24- Energía eléctrica a producir si el grupo 1 está parado, escenario 2.1 .....	82
Tabla 9.25- Emisiones con el grupo 1 parado, escenario 2.1.....	82
Tabla 9.26- Energía eléctrica a producir, escenario 2.2 .....	83
Tabla 9.27- Diferencia de emisiones según la normativa, escenario 2.2 .....	83
Tabla 9.28- Emisiones del grupo 1, escenario 2.2 .....	84
Tabla 9.29- Energía a producir, escenario 3.1 .....	84
Tabla 9.30- Reparto de energía, escenario 3.1.....	85
Tabla 9.31- Valores de las emisiones totales, escenario 3.1.....	85
Tabla 9.32- Emisiones del grupo 1, escenario 3.1 .....	86

Tabla 9.33- Resumen de cálculos de la energía eléctrica a producir, escenario 3.2 .....	87
10. Conclusiones.....	88
Tabla 10.1- Emisiones totales, escenario 1.2 .....	90
Tabla 10.2- Emisiones del grupo 1, escenario 1.2.....	90
Tabla 10.3- Emisiones totales con el grupo 1 parado, escenario 2.1.....	90
Tabla 10.4- Emisiones totales, escenario 2.2 .....	91
Tabla 10.5- Emisiones del grupo 1, escenario 2.2.....	91
Tabla 10.6- Emisiones del grupo 1, escenario 3.1.....	92
Tabla 10.7- Energía eléctrica a producir por el grupo 1, escenario 3.2 .....	92
11. Bibliografía.....	94



# 1. Resumen

En el presente trabajo fin de máster, se analizarán las medidas disponibles, desde el punto de vista técnico/económico, para reducir las emisiones específicas de  $\text{SO}_2$  de un equipo térmico, permitiendo así cumplir con el Plan Nacional Transitorio (PNT) durante el 2019 y el primer semestre del 2020.

En la actualidad, el grupo térmico prácticamente cumple con la normativa establecida, pero, es a partir del año 2019 cuando la normativa se hace más exigente y obliga al grupo a tomar medidas si quiere seguir en funcionamiento. Se trata de encontrar una o varias soluciones que permitan tener el equipo en funcionamiento en ese periodo de tiempo citado. Para ello, se desarrollarán diferentes escenarios donde se analizarán los resultados que se obtendrán utilizando carbones de bajo contenido en azufre y/o variando el coeficiente de intervención energética de otros combustibles sin azufre. Se estudiarán también otro tipo de alternativas, que pasan por reducir la generación de energía eléctrica con el fin de no superar los límites de emisiones impuestos. Así mismo, se detallarán las ventajas e inconvenientes de cada alternativa.

## 2. Instalación objeto de estudio

Este trabajo fin de máster está fundamentado en una empresa real, aunque, por motivos de confidencialidad, han sido ocultados su nombre y todos sus datos.

Se trata de una empresa global de energía, con sede en varios países. Dentro de España, cuenta con varias plantas dedicadas a la generación de energía eléctrica (térmicas, hidráulicas, etc.). A una de ellas pertenece el equipo objeto de estudio junto con otro que, en principio, cumple con la nueva normativa sin tener que hacer ninguna mejora o modificación. Para hacer referencia a estos dos equipos, se los nombrará como *Grupo 1* y *Grupo 2* a lo largo del presente documento.

El grupo 1 es el más antiguo y el que menos tecnología invertida tiene de ellos. El grupo 2, sin embargo, cuenta con numerosas inversiones que se fueron haciendo desde su instalación. Por ejemplo, cuenta con un equipo que reduce, hasta casi eliminar por completo, los óxidos de azufre y con otro que trata de eliminar los óxidos de nitrógeno. Esto son sólo dos ejemplos de las numerosas diferencias que se pueden encontrar entre ambos y, en concreto, son estos dos equipos los que hacen que el grupo 2 cumpla ya con la normativa que entrará en vigor el próximo año 2019.

Para tratar de alargar la vida del grupo 1, se deben realizar algunos cambios en éste, ya que, de no cumplir con la normativa establecida para el año 2019, su funcionamiento quedaría denegado, suponiendo esto, el cierre obligatorio del mismo.

La edad del grupo está próxima a la máxima para la que ha sido diseñado en origen, incluso considerando incluso que ya se han realizado las prolongaciones de vida que son aceptables para una instalación como esta. Esta situación aconseja, por tanto, reducir las inversiones al mínimo, ya que no existe posibilidad de recuperación de las mismas en los próximos años. De no ser así, y la instalación tuviera una vida residual muy superior a la del objeto de este estudio, la solución más evidente sería la instalación de equipos similares a los del grupo 2. Es por ello por lo que resulta necesario adoptar otras estrategias que supongan la

mínima inversión, pero que permitan al grupo seguir en funcionamiento, generando energía, al menos, durante el periodo indicado.

El grupo de estudio tiene una potencia instalada de más de 300 MW y, actualmente, salvo paradas por mercado o averías, siempre está en funcionamiento a la máxima potencia. Las paradas por mercado se producen desde el despacho central, desde donde, por una disminución de la demanda, se manda parar el grupo o bajarlo al mínimo técnico, alcanzando así tan sólo la mitad de la potencia instalada.

El personal encargado de la central es común para los dos grupos, desde el jefe de producción hasta cada uno de los jefes de turno u operarios. Los jefes de turno y los operadores se encuentran en las salas de control, separadas para cada grupo y donde, de nuevo, se pueden apreciar grandes diferencias tecnológicas entre ellos.

Para los dos grupos, muchos equipos y funciones son similares. Ocurre también con la mayor parte de los combustibles empleados. En esta central se utiliza como combustibles el carbón nacional, el carbón de importación, el fueloil, el gasoil, el gas natural y los gases siderúrgicos de horno alto excedentes de una factoría de acero que se encuentra próxima a ésta.

La localización de la central es muy adecuada en relación con las fuentes de suministro energético. Se encuentra cerca del mar, lo que permite recibir el carbón de importación que llega en barcos rápidamente hasta el parque de carbones a través del ferrocarril. Por otro lado, la carretera convencional llega hasta la central, lo que permite la comunicación directa con algunas minas nacionales, aunque también a través del ferrocarril. Por último, por la ubicación de la factoría citada, que suministra los gases siderúrgicos a través de tuberías que llegan directamente a un tanque, un gasoducto, donde se almacena para quemarlo posteriormente.

Como toda central térmica de combustible fósil, necesita grandes cantidades de agua para su refrigeración que, en este caso, de nuevo la localización es un punto a favor, ya que utiliza el agua del mar para ello y después lo devuelve al mar a través de una ría la rodea. En el propio mar, cerca de la orilla, se dispone de bombas que impulsan el agua por unas

tuberías hasta la central. Antes de ser utilizada, tanto en la entrada a las tuberías como a la entrada a la planta, hay instalados unos filtros para evitar que se introduzcan todo tipo de animales marinos, objetos, etc. dañando así la instalación. El filtro más especial del que dispone es el que retiene los moluscos, que acumula en su interior numerosos mejillones procedentes del mar.

### 3. Antecedentes

Para situarse en el marco de la normativa actual de la nueva directiva de emisiones industriales, se comenzará por un resumen de lo sucedido en los últimos años.

A nivel europeo, en el año 2010 se aprueba la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo de Emisiones Industriales, DEI, *Directiva de Emisiones Industriales*. Esta directiva sustituye a la IPPC, *Integrated Pollution Prevention and Control* (la cual regula las autorizaciones ambientales integradas, AAI) y se une con la directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC, que instituye los límites de emisión por contaminante y los PNRE, *Planes Nacionales de Reducción de Emisiones*), 2001/80/CE y otras cinco directivas sectoriales. Esta directiva europea es conocida como Directiva sobre Emisiones Industriales, DEI, 2010/75/UE.

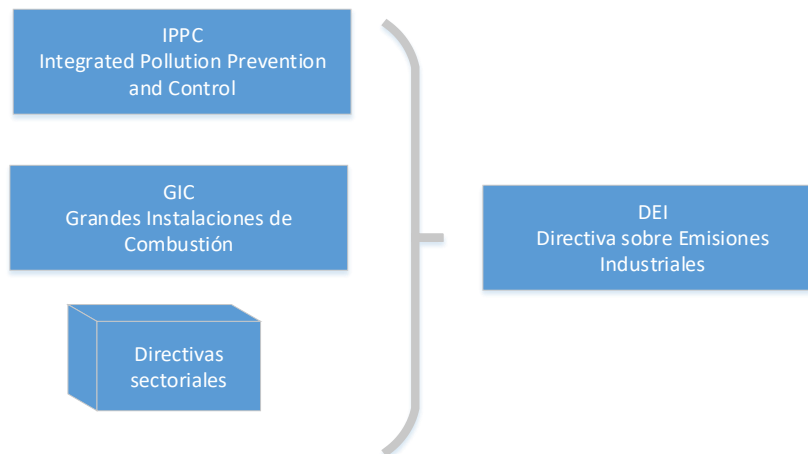


Figura 3.1- Esquema del desarrollo de las normas

Se debe tener en cuenta que se conoce por GIC cualquier dispositivo técnico donde se oxiden productos combustibles con el objetivo de utilizar el calor producido en este proceso. En esta norma se ven afectadas todas aquellas instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal instalada de al menos 50 MWt. Es por ello por lo que afecta directamente los grupos que se estudian a lo largo de este documento.

En concreto, la DEI deriva de documentos específicos medioambientales llamados BAT, *Best Available Techniques*, que están recogidos en el BREF, *Bat REference documents*. De este último deriva el llamado BATAEL, *BAT Associated Emission Levels*, en el cual se recogen los valores límites de emisiones obtenidos de los BAT.

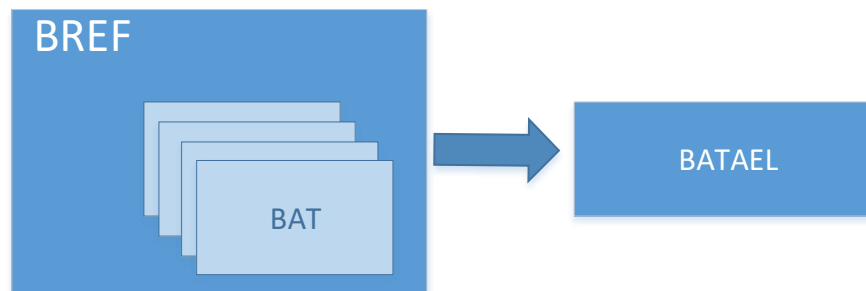


Figura 3.2- Documentos previos al DEI

En el BREF se obtienen las siguientes directivas:

- Directiva 78/176/CEE del Consejo, de 20 de febrero de 1978, relativa a los residuos procedentes de la industria del dióxido de titanio.
- Directiva 82/883/CEE del Consejo, de 3 de diciembre de 1982, relativa a las modalidades de supervisión y de control de los medios afectados por los residuos procedentes de la industria del dióxido de titanio.
- Directiva 92/112/CEE del Consejo, de 15 de diciembre de 1992, por la que se fija el régimen de armonización de los programas de reducción, con vistas a la supresión, de la contaminación producida por los residuos de la industria del dióxido de titanio.
- Directiva 1999/13/CE del Consejo, de 11 de marzo de 1999, relativa a la limitación de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles debidas al uso de disolventes orgánicos en determinadas actividades e instalaciones.
- Directiva 2000/76/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de diciembre de 2000, relativa a la incineración de residuos.

- Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.
- Directiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación.

El hecho de que se publicara el DEI se debe a la complejidad de todos estos documentos nombrados. El DEI entra en vigor en 2016 y recoge tanto las pautas que contiene el BREF como el BATAEL. Se establece que éstas deben ser revisadas cada 4 años.

En los documentos que recoge el BREF se informa a las autoridades competentes sobre las posibilidades, tanto a nivel técnico como económico, viables para cada sector industrial, con el fin de mejorar las actuaciones medioambientales y por tanto llegar a conseguir una mejora del medioambiente.

Desde el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiental, en un contexto nacional, a través del Real Decreto 430/2004, se opta por un Plan Nacional Reducción de Emisiones, PNRE, de cara a las grandes instalaciones de combustión. En este Real Decreto se transcribe la directiva de las GIE donde se limitan las toneladas de las emisiones de algunos contaminantes a la atmósfera, como el óxido de nitrógeno, las partículas o el dióxido de azufre, haciéndolos más estrictos.

Para su aplicación, cada comunidad autónoma tiene sus propias competencias medioambientales. En el caso del equipo de estudio, situado en Asturias, la norma a la que se acoge es la Autorización Ambiental Integrada, AAI de 2008.

No obstante, para poder cumplir con los valores límites establecidos, en España se contemplan una serie de medidas en un plan de adaptación y decisión sobre nuevas inversiones en las instalaciones ya implantadas.

- Una de ellas es la exención por vida útil limitada. Las plantas acogidas a este plan están exentas del cumplimiento del PNT en cuanto a valores de emisión, ya que de forma definitiva han decidido no realizar ningún tipo de inversión para

adaptaciones medioambientales. Así, dejarán de operar casi por completo, tan sólo un número determinado de horas cada año hasta 2023. Los grupos de este estudio no pertenecen a este grupo (Art. 47 Real Decreto 815/2013).

- Por otro lado, para instalaciones de combustión que forman parte de una red aislada pequeña, tienen la opción de quedar exentas hasta 2020 del cumplimiento de los nuevos valores límites de emisión (Art. 48 Real Decreto 815/2013).
- Por último, está el Plan Nacional Transitorio, PNT, creado para las instalaciones con permisos anteriores a noviembre de 2002 (Art. 46 del Real Decreto 815/2013). La compañía estudiada y, en concreto, los tres grupos recogidos en este documento deben cumplir con el PNT debido a sus características.



Figura 3.3-Opciones para las distintas GIC

El PNT es un plan similar al PNRE, vigente actualmente en España. En el PNT no se tiene en cuenta las emisiones producidas por cada instalación de forma individual, sino que se considera un funcionamiento en conjunto de todas las existentes en una “burbuja” y tener en cuenta sólo el efecto global que producen. Así, se considera el total de las toneladas emitidas como la suma de cada instalación, por individual, que está acogida a este plan.

Las aportaciones individuales de cada instalación se pueden estimar considerando el funcionamiento medio que ha tenido lugar entre los años 2001 y 2010. El parámetro representativo para establecer los límites es el volumen de los humos emitidos en condiciones normales, Nm<sup>3</sup>. Para cada contaminante (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas) el producto



del volumen de humos, en Nm<sup>3</sup>, por el Valor Límite de Emisión (VLE), en mg/Nm<sup>3</sup>, dará como resultado la contribución a la burbuja de la planta correspondiente.

Este PNRE estará en vigor desde enero de 2016 y hasta junio de 2020. En ese periodo, los valores de las burbujas van decreciendo de forma lineal cada año.

Las burbujas totales del periodo considerado, recogidas en el PNT para España, se recogen en la *Tabla 3.1*, en toneladas/año.

	2016	2017	2018	2019	Periodo 2020
<b>SO<sub>2</sub></b>	108.651	89.193	69.734	50.276	25.138
<b>NOx</b>	102.857	83.697	64.536	45.376	22.688
<b>Partículas</b>	10.556	8.411	6.266	4.212	2.061

Tabla 3.1- Burbujas a nivel nacional (t/año)

La compañía a la que pertenece el grupo de estudio se ha acogido al PNT casi en su totalidad de plantas. Un conjunto de las plantas que tiene en posesión tiene asignados los valores recogidos en la *Tabla 3.2*. En esta burbuja están incluidos los dos grupos nombrados hasta ahora y un tercero, que se llamará *Grupo 3* de ahora en adelante en este documento, que está incluido dentro del mismo plan. Este grupo está situado en una central cercana a la estudiada y pertenece a la misma compañía que los otros dos grupos. Sólo se tendrá en cuenta su existencia para resolver numéricamente los problemas de este trabajo, no se hará un estudio en profundidad de él. Luego, para que la compañía cumpla con la normativa que entrará en vigor, la suma de cada contaminante de los tres grupos se deberá encontrar por debajo de los máximos establecidos.

	2016			2019			Periodo 2020		
	SO <sub>2</sub>	NOx	Partículas	SO <sub>2</sub>	NOx	Partículas	SO <sub>2</sub>	NOx	Partículas
<b>Equipo</b>	4.215	1.693	340	1.693	1.693	149	846	846	74
<b>Total compañía</b>	13.875	5.709	1.182	5.709	5.709	509	2.854	2.854	255

Tabla 3.2- Burbujas totales de la compañía (t/año)

Para cumplir con el plan establecido dentro de la empresa se elaboró un plan de negocio. En éste se expone la idea principal de la empresa, que es generar una determinada cantidad de GWh, tal y como se expone en la *Tabla 3.3*.

<b>Energía eléctrica según el Plan Negocio (GWh neto)</b>			
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Periodo 2020</b>
<b>Grupo 1</b>	1.882	1.849	1.233
<b>Grupo 2</b>	3.383	3.741	2.494
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.849	1.233

Tabla 3.3- Energía eléctrica a producir según el plan de negocio

Es decir, la idea principal de la compañía es alcanzar esos valores de GWh. Con estos valores de energía, se calcularon las emisiones totales que produciría cada equipo y, a su vez, las totales, ya que son las que interesan para cumplir con el valor total de la burbuja. Estos valores, para el 2018 y 2019, aparecen recogidos en la *Tabla 3.4*.

<b>Emisiones totales (t)</b>	<b>Plan de negocio</b>		<b>PNT</b>		<b>Diferencia</b>	
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>SO<sub>2</sub></b>	8.498	8.370	8.503	5.763	4	-2607
<b>NO<sub>x</sub></b>	5.435	5.687	5.764	5.760	329	73
<b>Partículas</b>	738	734	742	515	4	-219

Tabla 3.4- Emisiones totales programadas y asignadas para la empresa de estudio (t)

En concreto, el grupo de estudio se prevé que emita, por cada GWh previsto esos dos años, las toneladas que aparecen recogidas en la *Tabla 3.5*.

		Emisiones específicas (t/GWh neto)	
		2018	2019
Grupo 1	Emisiones SO <sub>2</sub>	3,7	3,7
	Emisiones NOx	1,32	1,32
	Emisiones partículas	0,21	0,21
Grupo 2	Emisiones SO <sub>2</sub>	0,26	0,26
	Emisiones NOx	0,55	0,61
	Emisiones partículas	0,08	0,08
Grupo 3	Emisiones SO <sub>2</sub>	0,3	0,3
	Emisiones NOx	0,48	0,51
	Emisiones partículas	0,03	0,03

Tabla 3.5- Emisiones específicas de cada grupo

Es decir, que, a pesar de las medidas ya tomadas por la empresa, sin otras modificaciones, no podría producir energía con los tres grupos en funcionamiento ya ni en 2018 ni en 2019. El problema reside en el grupo 1. Esto se ve a simple vista en la *Tabla 3.5*, donde se puede observar como los otros dos grupos tienen unas emisiones de en torno a 0,3 t/GWh neto producido mientras que en el grupo 1 ascienden a 3,7. El grupo 1 es el único que no tiene instalada una desulfuradora. Por lo comentado en el apartado anterior, la instalación de la misma no es una opción. El grupo, en cuanto a equipos, no sufrirá modificación alguna con respecto a su actual situación. Las diferentes alternativas de mejora residen en cambios de otro tipo; combustibles, horas de utilización, etc.

Se debe destacar que, todos los datos recogidos en las tablas anteriores han sido proporcionados por la empresa de estudio.

## 4. Objetivos

Ante la situación expuesta en el capítulo anterior, *Antecedentes*, se puede decir que la empresa se encuentra ante un problema medioambiental que debe resolver antes de fin de año para continuar produciendo energía con el grupo 1.

La diferencia que existe entre el plan de negocio establecido por la empresa y los límites máximos impuestos según el PNT es precisamente lo que se debe acatar con este trabajo. El fin es que se cumplan los requisitos medioambientales a la vez que se intentará respetar el plan de la empresa, alcanzado los GWh previstos.

Para ello, como se explicó anteriormente, se debe tener en cuenta que la empresa no tiene la intención de hacer ninguna inversión económica similar a las realizadas en el grupo 2 (instalación de un equipo de desulfuración). Es por ello por lo que se debe llegar a una solución o, si es posible, a varias, en las que se cumplan los requisitos medioambientales expuestos en la norma y el plan de negocio planteado por la empresa. Con este trabajo se intentará alargar la vida útil del denominado grupo 1 al menos hasta junio de 2020, donde la normativa ya será otra y, por tanto, las formas de resolver los futuros problemas que se planteen, otras también.

De forma adicional, se tratará de dar solución al problema de emisiones del grupo 1 de forma individual, de tal forma que, cumpla con la normativa por sí mismo, sin tener en cuenta la burbuja.

## 5. Metodología

Para llegar a conseguir los objetivos planteados se deben hacer una serie de investigaciones, análisis y cálculos que den como soluciones, distintas alternativas para después escoger la óptima u óptimas.

Para ello, se tomarán los datos históricos de los tres equipos involucrados y se analizarán. También se analizarán los distintos carbones existentes, ya que, se debe tener en cuenta que las propiedades de los carbones varían según la procedencia, teniendo así, carbones con diferente contenido en azufre, el principal problema que se debe resolver con este trabajo.

Por otro lado, se debe analizar el equipo de combustión del grupo, es decir, la caldera. Teniendo en cuenta que no solo quema carbón, sino que también se quema gas de horno alto, GHA. Se debe considerar la posibilidad de quemar más de este último, por ser menos contaminante, sin dejar de cumplir con las restricciones del equipo. Las soluciones a las que se lleguen deben ser completamente viables para el tipo de caldera y demás equipos instalados.

Cabe la posibilidad de implantar en el grupo un nuevo combustible: el gas natural, exento de azufre. Este combustible podría pasar a formar parte del mix de combustibles que se queman actualmente en el grupo.

A pesar de la restricción económica, se debe considerar la alternativa de la instalación de un equipo de desulfuración ya que, sería también una solución posible.

A lo largo de distintos apartados que se exponen a continuación, se analizará cada posibilidad por separado hasta, como se ha dicho, cumplir con los objetivos del trabajo. Todas estas alternativas serán evaluadas en una hoja de cálculo donde se calculen las emisiones totales al quemar los diferentes combustibles y en las diferentes proporciones. En la propia hoja de cálculo se podrán ir variando parámetros para analizar distintas soluciones que se pueden dar.

## 6. Información y datos

Antes de comenzar a tratar el problema a resolver, se contextualizará brevemente en qué consiste un grupo térmico, en concreto el grupo objeto de estudio, y se describirá su funcionamiento.

Se debe tener en cuenta que, además de las emisiones provocadas por el azufre del carbón, motivo del estudio en este documento, no se deben descuidar otros factores que afectan de forma directa al medioambiente; vertidos, otras emisiones, etc. Algunas de las acciones llevadas a cabo en el equipo también aparecen reflejadas en este capítulo.

### 6.1.- GRUPO TÉRMICO DE ESTUDIO

A continuación, se detallan los elementos que forman el equipo y el funcionamiento de éste.

#### 6.1.1.- Elementos estructurales

El grupo térmico objeto de estudio comparte con el otro grupo de la central las oficinas, talleres, almacenes, servicios, servicio médico y laboratorio. Las salas de control, aunque están contiguas y operan los mismos trabajadores en ambas, están separadas en dos cuartos. Los tanques de agua dulce y de fueloil y el gasómetro donde se también son comunes a ambos grupos

En la misma nave donde se encuentran las salas de control, están las turbinas, los auxiliares, los armarios eléctricos, baterías, salas de cables, soporte del desgasificador y colector de mecheros de gas de horno alto, computadoras, etc.

El equipo consta de una chimenea de hormigón, de 175 m de altura, 14,3 m de diámetro exterior y 3,8 m de diámetro interior. Esta estructura cubre la verdadera chimenea metálica interior, que le sirve de apoyo y guía.

Cada grupo tiene dos silos de escoria de hormigón armado, donde, para el caso de estudio tiene una capacidad de 650 toneladas.

El resto de elementos estructurales están pilotados, destacando las tolvas de carbón. Los ventiladores inducidos y forzados, los tanques de bomba, etc. están construidos sobre pilotes in situ.

### **6.1.2.- Agua de refrigeración**

La obra civil para la obtención y el transporte del agua comienza en el puerto que se encuentra próximo a la central.

En el mismo puesto está la casa de las bombas y los depósitos destinados al almacenamiento del agua, las cántaras, donde se encuentran los equipos y el edificio de control y accesorios. De la impulsión de las bombas de agua de circulación, parten las tuberías que desembocan en una cántara de descarga. Es ahí donde da comienzo un túnel de 1200 metros de largo que llega a la cántara de distribución desde donde dos tuberías (una para cada equipo) llevan el agua a la central. Al final de las tuberías, en la entrada a los condensadores, las tuberías tienen fuentes de alivio de tal manera que, si por alguna razón se cierra la entrada a algún condensador, el agua vaya por esos aliviaderos hasta la ría en lugar de hacerlo por el borde de la cántara de distribución de la central, para evitar inundaciones en el parque de carbones.

Se hace una canalización de la ría con el objetivo de absorber el agua que sale de la refrigeración de los condensadores y devolverla al mar.

### **6.1.3.- Equipos y sistemas de generación**

El equipo de estudio consta de una caldera convencional de circulación natural y tiro equilibrado, que fue construida pensando en quemar carbón tipo hulla y gas de horno alto como combustibles principales. No obstante, puede dar plena carga quemando sólo fueloil además de mantener el mínimo técnico fijado haciendo con una mezcla de todos los combustibles citados.

Como combustibles ignitores se usan gasoil y fueloil. La primera ignición, cuando se produce el arranque de la caldera, se produce con gasoil y, cuando se alcanza una determinada temperatura de los humos (en torno a 80°C) o una determinada presión que

permita al vapor disponer de vapor auxiliar, se empieza a quemar fueloil. Desde la boquilla, el gasoil, atomizado con aire, penetra en el hogar, lugar donde tiene lugar la combustión.

El hogar de la caldera es el lugar donde se produce un conjunto de llamas que unidas dan lugar a la llamada bola de fuego, resultante de la combustión. El hogar es de fuegos horizontales opuestos, con los quemadores de carbón y fueloil dispuestos en las paredes verticales en tres filas diferentes (1, 2, 3, 4, y 5 según aparecen en la *Figura 6.1*) y, niveles superiores se encuentran los quemadores de gas de horno alto (filas 6 y 7 según la *Figura 6.1*). Hay un total de veinte quemadores de carbón y fueloil y ocho de gas de horno alto, es decir, hay cuatro en cada una de las filas nombradas.

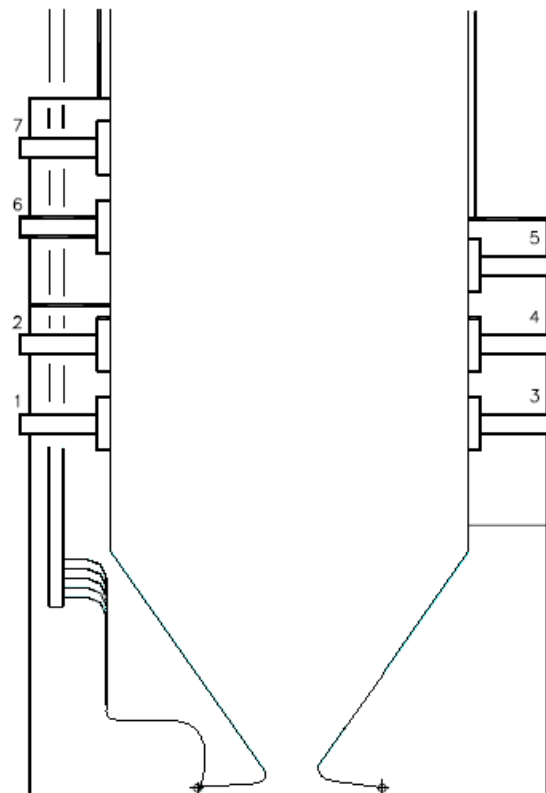


Figura 6.1- Disposición de los quemadores en la caldera

#### 6.1.4.- Descripción general del proceso de producción de energía

A continuación, se hará breve descripción del proceso en el que tiene lugar la generación de energía en el grupo.



De forma global, el objetivo de una central térmica es la producción de energía eléctrica. Para ello se dispone de una caldera de combustión y de un turboalternador como elementos fundamentales.

La caldera es la encargada de convertir la energía química del combustible en energía térmica, encargada de convertir el agua de la caldera en vapor. Este vapor provoca el trabajo mecánico en la turbina de vapor que está unida rígidamente con el alternador. Finalmente, el alternador es excitado para que convierta esa energía mecánica en energía eléctrica.

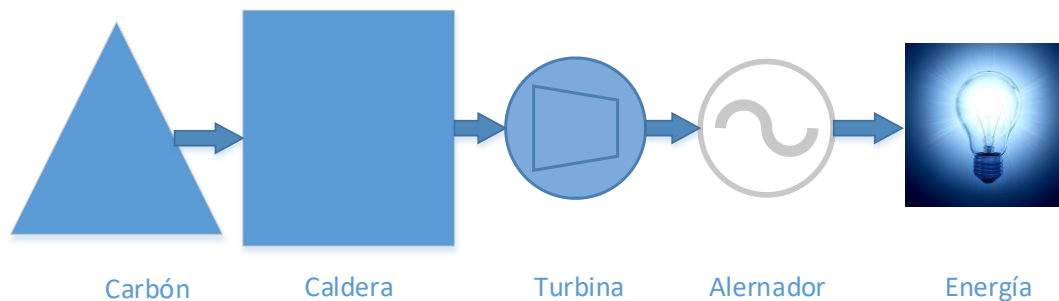


Figura 6.2- Fases para la producción de energía

Para llegar a entender el proceso, se procede a hacer una descripción que desgana por separado, más o menos, cada circuito principal, diferenciando entre los circuitos principales de la caldera: circuito aire-humos, combustión y circuito de agua-vapor.

#### 6.1.4.1.- Circuito aire-humos

Los componentes principales de este circuito son los ventiladores. La caldera de este grupo trabaja en depresión, lo que significa que, para asegurarla, se debe disponer de dos ventiladores de tiro inducido (VTI), que son los primeros que se ponen en servicio. Una vez asegurada la depresión en la caldera, ya se puede introducir el aire (llamado aire secundario) necesario para la combustión, a través de los ventiladores de tiro forzado (VTF). De la impulsión de estos ventiladores, aspiran aire los ventiladores de aire primario (VAP), encargados de arrastrar el combustible hacia la caldera.

Al producirse la combustión, además de calor, se generan también humos, escorias y cenizas. Las escorias o los residuos sólidos de carbón, el fueloil, etc., que, por alguna razón

no se hayan consumido por completo, también llamados inquemados, caen al cenicero. En el caso del grupo de estudio, el cenicero que recoge las escorias está lleno de agua. Pero los humos son residuos gaseosos que arrastran consigo partículas finas y contaminantes que cuando acaba todo su proceso tienen la salida en la chimenea.

En este grupo, si se quema a plena carga 188 t/h de un carbón que tiene un máximo en cenizas del 30%, la producción de cenizas volantes de la caldera es de, aproximadamente, 51 t/h. Para evitar que los humos salgan por la chimenea con todas las partículas finas se hacen pasar por los precipitadores electrostáticos, también conocidos como electrofiltros. Estos equipos son capaces de retener un elevado porcentaje de los contaminantes que, en caso contrario, llegarían a la atmósfera arrastrados por los humos que salen por la chimenea. En este grupo se dispone de dos precipitadores electrostáticos conectados en serie en el sentido de paso de los humos. Cada precipitador está compuesto a su vez por dos cuerpos que se reparten el flujo de humos que los atraviesa.

Los dos precipitadores están colocados uno encima de otro de tal forma que, los humos al salir de la caldera se introducen en el precipitador inferior y, a continuación, atraviesan el precipitador superior.

No obstante, los humos generados en la combustión, antes de salir por la chimenea, tienen una misión dentro del equipo. Son aprovechados para calentar el aire secundario, en los llamados CAS, calentadores de aire secundario, y el aire primario en el CAP, calentador de aire primario. Todos ellos son intercambiadores de calor de aire con humos.

Los CAS son de tipo regenerativo. Cada uno consta de una parte fija, el estator, sobre la que están colocadas las superficies calefactoras, y una parte giratoria que incluye las campanas de aire frío y caliente y los conductos de entrada y salida de humos. Los humos de la combustión a la salida de la caldera se reparten y se distribuyen de tal forma que una cantidad importante de ellos se dirigen por un conducto de entrada a cada CAS. Dentro de los calentadores los humos atraviesan las cestas (elementos calefactores) saliendo por la parte inferior de los CAS, por el conducto de salida, directamente a los electrofiltros.

La función de los CAS es recuperar parte del calor sensible de los gases de la combustión y entregarlo al aire secundario, antes de que éste llegue a las cajas de aire de la caldera y, posteriormente, al hogar para participar en la combustión.

Por otro lado, el CAP es un calentador de tipo tubular. Por el interior de los tubos pasan los humos que calienta el aire primario frío impulsado por los ventiladores de aire primario, que pasa por fuera. Este aire sigue, con una temperatura mayor, hasta los molinos. Los humos que atraviesan el CAP proceden de la salida del recalentador.

Las funciones de este aire son:

- Alimentar a los molinos de carbón con una mezcla de aire frío y caliente para facilitar el secado del carbón durante la molienda, y con presión suficiente para arrastrar el carbón pulverizado hasta el hogar de la caldera.
- Alimentar a la aspiración de los ventiladores de aire de cierres de los molinos
- Alimentar con aire terciario cuatro mecheros de dos de las plantas.

#### **6.1.4.2.- Combustión**

Desde el parque donde se almacena el carbón hasta las tolvas que alimentan a los molinos, se transporta en cintas. En los molinos se pulveriza el carbón para mejorar su eficiencia en la combustión. Desde los molinos, y por unos conductos directos a los quemadores, el carbón llega y entra directamente en la caldera impulsado por aire primario. Es función del inyector de combustible del quemador introducir la mezcla del aire primario y carbón desde la tubería del carbón hasta el hogar. Por la boquilla del quemador sale el chorro de la mezcla en la relación deseada (con más o menos carbón). A cierta distancia de la boquilla se inicia la combustión, es el llamado punto de ignición. Este punto suele estar a unos 30 cm, y el objetivo es estabilizar la llama y proteger la boquilla de la radiación excesiva. El punto de ignición se puede variar actuando el aire terciario, el cortatiros o la temperatura de la mezcla de aire primario y carbón. Para esto, se utilizan como ignitores el gasoil y, alcanzadas unas determinadas condiciones, el fueloil de estabilización.

En el paso desde la salida del quemador hasta el punto de ignición, el carbón va aumentando su temperatura por la radiación del hogar a la vez que ese paso se ensancha al recibir el aire terciario.

El carbón saliendo por el quemador se conoce como vena aire/carbón. Este carbón queda suspendido en el vacío en el hogar que, por la radiación que emite éste, el carbón va aumentando la temperatura a la vez que la vena se va ensanchando al recibir el aire terciario. El carbón empieza a desprender volátiles permaneciendo en estado sólido. Esos volátiles empiezan a arder y la combustión se trasciende al resto de partículas. No obstante, como el caudal de aire primario y terciario es reducido, es necesario la introducción de más aire para que tenga lugar la combustión. Entra entonces el aire secundario, que constituye el 70% de aire necesario para una combustión completa y que, con su movimiento de rotación, penetra al hogar de forma gradual completando esa combustión.

La llama se desarrolla en posición horizontal, iniciando la ascensión antes de la zona central hacia la nariz de la caldera. La nariz es una parte fundamental de la caldera, cuya misión es desviar los humos hacia el sobrecalentador final. En la nariz debe terminar la combustión de las últimas partículas de carbón. Si se hace un recorrido excesivo en la horizontal, puede provocar inestabilidad por no encontrar una distribución adecuada de aire, interferir con llamas de otros quemadores o prolongarse la combustión fuera del hogar, con los problemas que todo esto generaría.

Para comprobar si el carbón se está quemando correctamente, se pueden hacer comprobaciones en las mirillas. Al quemar el carbón, se ve un halo luminoso central rodeado de uno oscuro. Si se ve muy oscuro es que la llama no está quemando bien o está quemando muy lejos del quemador; cerrar el cortatiros de aire secundario para ver si mejora. Si se ve mucha claridad es que está quemando muy cerca (cortatiros muy cerrado) o que está llegando poco carbón; el quemador podría estar atascado.

Al producirse la combustión, en el centro de la caldera, en el hogar, se genera la bola de fuego.

### 6.1.4.3.- Circuito agua-vapor

La caldera tiene dos partes, circuito de agua y circuito de vapor. El punto de unión de estos dos circuitos es el calderín, situado en la parte más elevada de la caldera. Para que tenga lugar la combustión en la caldera, se debe asegurar que el circuito de agua esté lleno. Antes de iniciar la combustión y hasta que el vapor tiene las condiciones adecuadas, todas las pugas de vapor permanecen abiertas para asegurar que no hay llegada de condensados a los álabes de la turbina.

En el interior de la caldera, se encuentran numerosos tubos verticales que la recubren por completo y forman la pared del hogar. Por esos tubos, circula el agua en estado líquido que, una vez iniciado el proceso, se evaporará y alcanzará unas condiciones de temperatura y presión determinadas. El calor se transmite por radiación de la llama y por convección gases generados en la combustión.

El vapor llega hasta la zona más alta de la caldera, el calderín. El calderín es el equipo encargado de separar el agua en estado líquido del vapor; es el punto de equilibrio donde se da el cambio de fases.

Por un lado, el agua del calderín desciende a través de los tubos bajantes exteriores y de los tubos alimentadores (downcomers y feeders, respectivamente). Los feeders unen los downcomers con los colectores inferiores de las paredes del hogar. Es en la pared del hogar donde, por diferencia de densidades, el agua asciende convirtiéndose en vapor como consecuencia del calor.

Por otro lado, el vapor saturado sale del calderín y entra en el sobrecalentador primario y, a continuación, al de radiación (paredes divisorias), donde se encuentran los atemperadores inferiores. Después de pasar por las paredes divisorias, el vapor pasa por los atemperadores superiores y, finalmente, entra en el sobrecalentador final, donde se produce el último sobrecalentamiento antes de entrar en la turbina de alta presión (TAP). El vapor entra en ésta a través de colector de salida del sobrecalentador y de la tubería de vapor vivo. Cuando el vapor sale de la TAP, vapor recalentado frío, vuelve a la caldera para calentarse de nuevo en la zona de recuperación de calor. El vapor recalentado caliente se

conduce hasta la turbina de media presión (TMP). De la TMP, el vapor sale directamente a la turbina de baja presión (TBP), la última en este grupo. El vapor que llega a la TBP se expande en ella, realizando su trabajo. Es en el último punto del trabajo de esta turbina donde comienza el ciclo de nuevo.

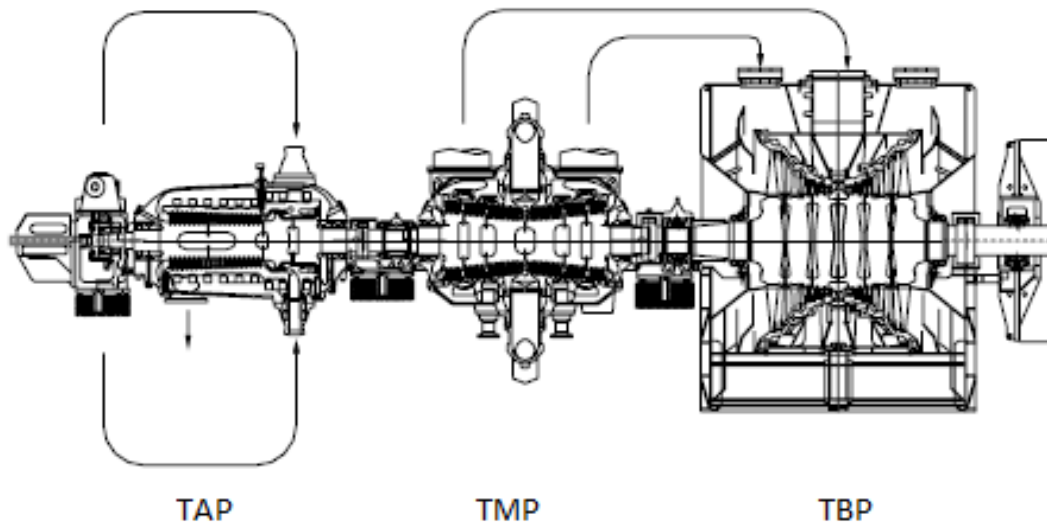


Figura 6.3- Conjunto de turbinas

El vapor acciona los álabes de las turbinas de vapor, lo cual hace que giren el eje de éstas y, solidariamente, giren con el rotor del alternador, produciéndose así la energía eléctrica.

El vapor procedente de la TBP se refrigera en el condensador. El condensador es un refrigerante de carcasa y tubos. Por dentro de los tubos circula el agua de mar y por el exterior el vapor, el cual, termina precipitándose al pozo caliente, hotwell, desde donde aspiran las bombas de condensado.

El agua aspirada por las bombas de condensado va a parar a los calentadores de agua 1, 2, 3 y 4, en un principio, y termina en el tanque de agua de alimentación, el cual tiene dos desgasificadores. Los calentadores de agua reciben el calor del vapor de extracciones de turbina. Las bombas de agua de alimentación recogen el agua del tanque de agua de alimentación.

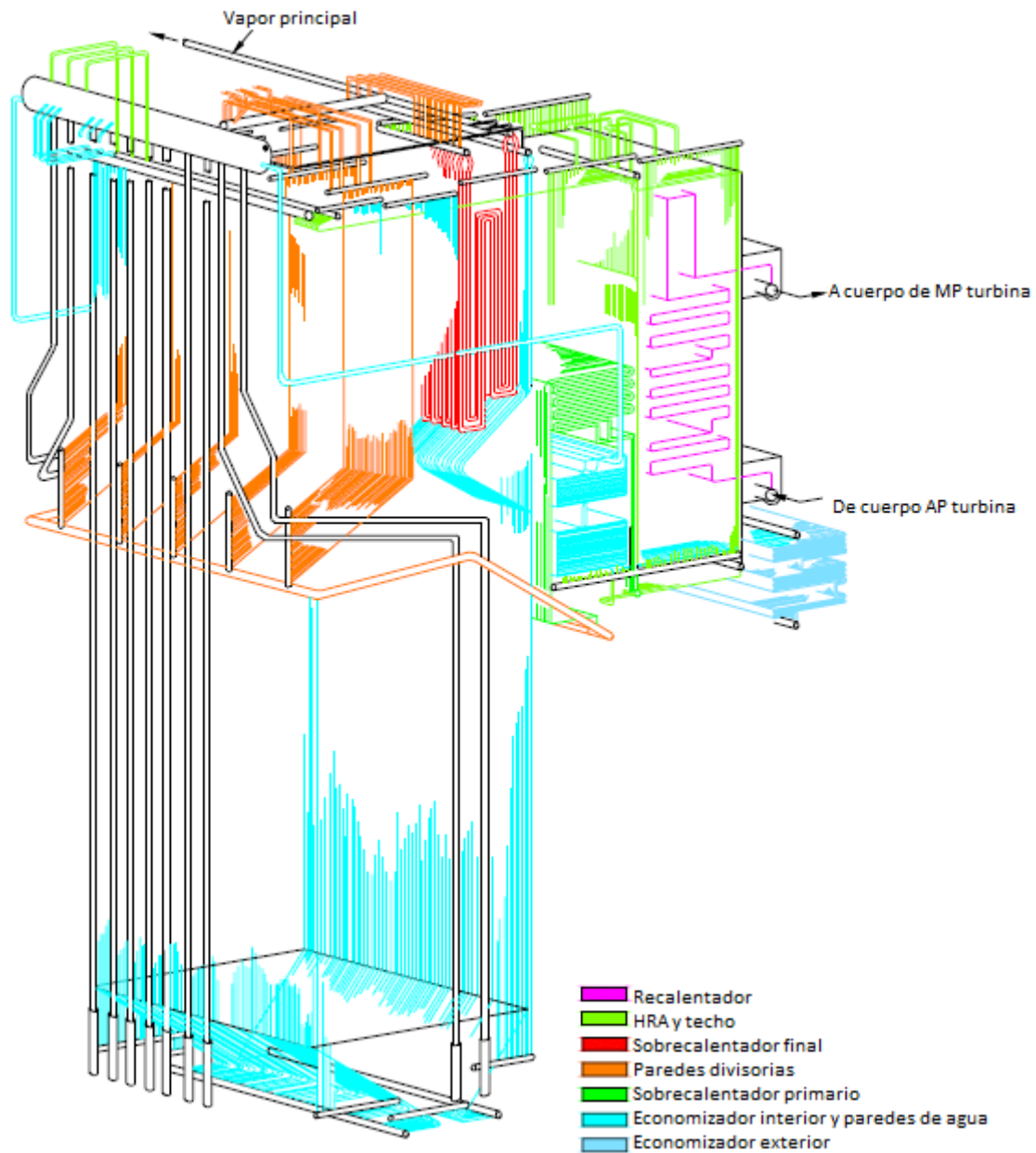


Figura 6.4- Circuito agua-vapor en el interior de la caldera

El agua impulsada por las bombas de agua de alimentación, a través de los calentadores de alta presión, entra en la caldera por el colector de entrada del economizador exterior (inferior). Después, a través de los tubos de transferencia, pasa al economizador interior (superior), situado debajo del sobrecalentador primario en la zona de recuperación de calor. Desde el colector de salida del Economizador interior el agua de alimentación circula a través de las tuberías de transferencia (exteriores, no calentadas) y entra en el calderín por ambos lados.

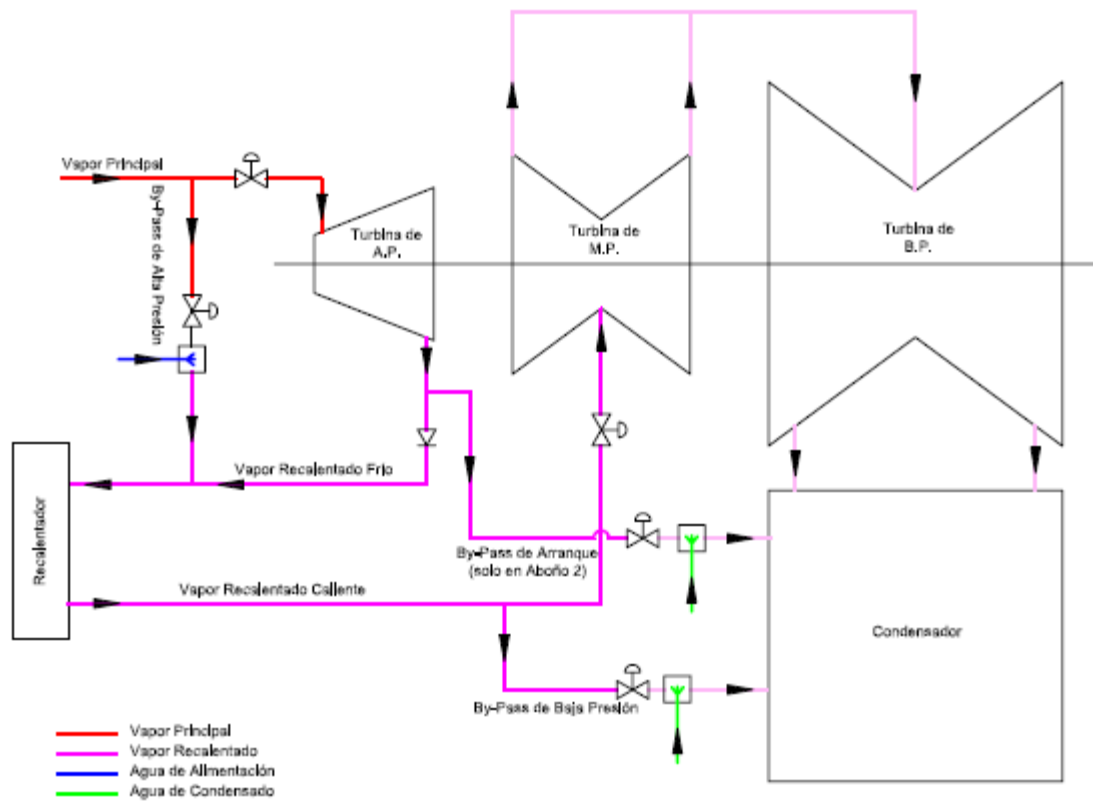


Figura 6.5- Turbinas y condensador



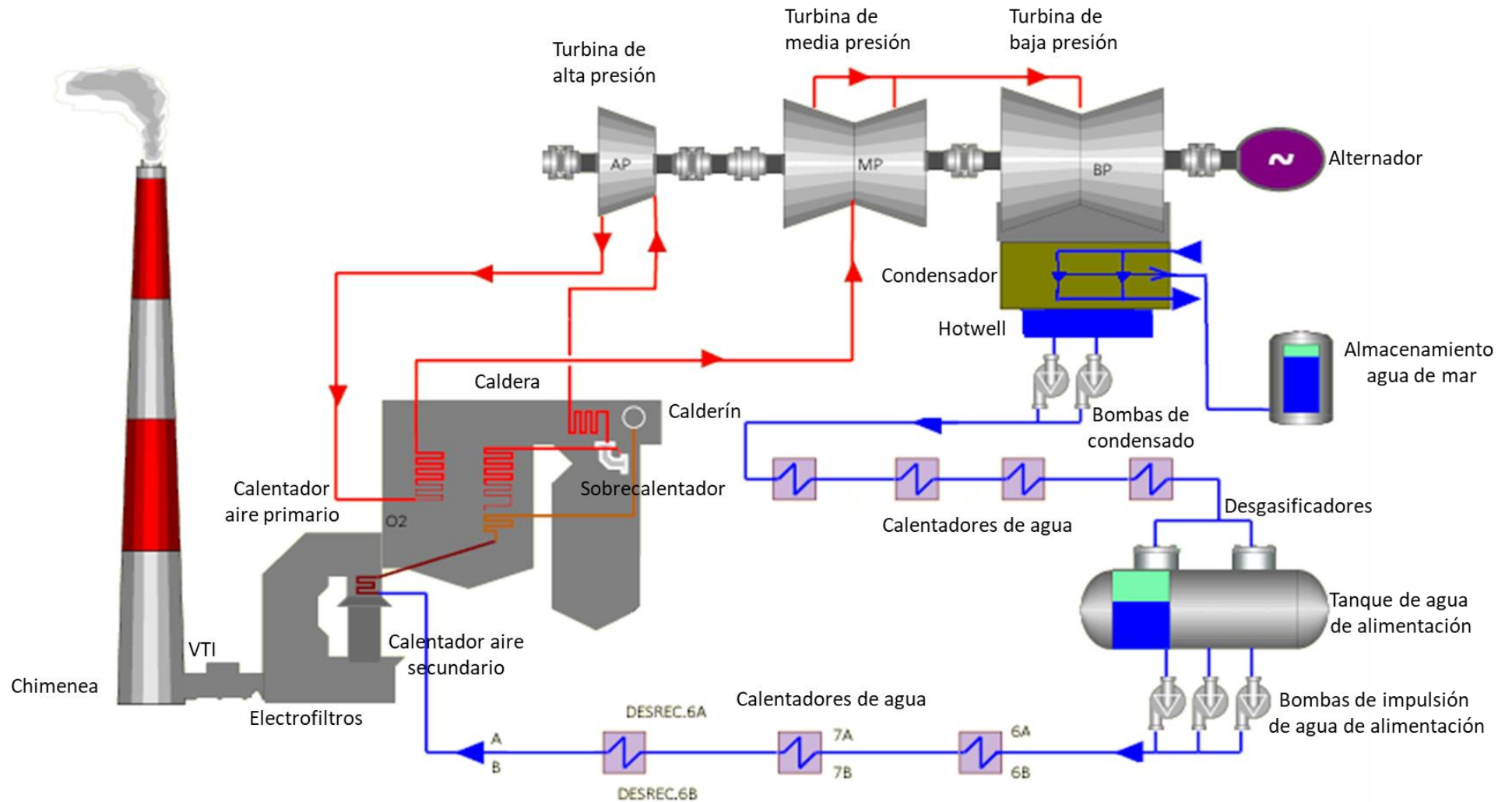


Figura 6.6- Diagrama del sistema

## 6.2.- SISTEMA DE DESULFURACIÓN

Este equipo se instaló en el grupo 2 con el fin de cumplir con el plan nacional de reducción de emisiones para grandes instalaciones de combustión (Real Decreto 646/2004, de 12 de marzo, el cual transcribe la directiva 88/609 aprobada por la Comunidad Económica Europea).

En concreto, el método escogido fue la desulfuración por vía húmeda y oxidación forzada, empleando caliza como reactivo y obteniendo yeso como subproducto.

La misión de la desulfuración es reducir y, a ser posible, eliminar la concentración de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ), ácido clorhídrico (HCl), ácido fluorhídrico (HF) incluso parte del  $\text{SO}_3$  de los humos que se producen en la caldera por la combustión.

La desulfuración de los gases de combustión se realiza mediante un tanque absorbedor, donde se añade caliza, agua y oxígeno para que el  $\text{SO}_2$  se transforme en yeso. Además de reducir la emisión de  $\text{SO}_2$ , permite también una importante reducción de la cantidad de partículas arrastradas por los gases.

### 6.2.1.- Proceso de desulfuración

En este equipo, los humos pasan por los precipitadores electrostático y, a continuación, en lugar de ir directamente a la chimenea, entran en el sistema de desulfuración. Entran en un intercambiador de calor, GGH (Gas Gas Heater) donde los humos se enfrían antes de entrar al absorbedor. Ese calor que se absorbe al enfriar es el mismo que se utiliza cuando los humos salen del absorbedor para calentarlos de nuevo antes de que salgan por la chimenea.

Una vez enfriados los humos, entran en el absorbedor, donde a través de unas duchas se pulveriza una lechada de caliza (disuelta en agua). Esta caliza se recircula en el absorbedor mediante unas bombas de recirculación. La lechada retiene el dióxido de azufre y las partículas de los gases.

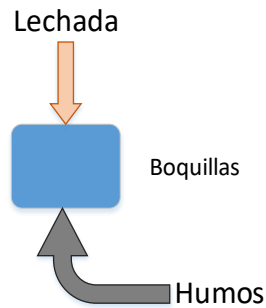


Figura 6.7- Esquema del proceso de desulfuración

En caso de escoger la opción de hacer la inversión para una instalación de un equipo de desulfuración, sería un modelo similar al instalado para el otro equipo de la central.

### 6.3.- QUEMADORES DE BAJO NOx

Según los datos de la *Tabla 3.4*, con las acciones tomadas en la empresa, las emisiones de NOx quedarían dentro de los límites establecidos. Esto es así por la instalación de los quemadores de bajo NOx, instalados para cumplir con la normativa años atrás. El diseño de estos evoluciona constantemente ya que, cada año, las toneladas de emisiones son más restrictivas.

El mecanismo de todos los quemadores, pese a su evolución, es el mismo. La reducción de NOx en los quemadores supone decidir el cómo y en qué momento el carbón, el aire primario y el aire secundario se mezclan en la zona próxima al quemador.

Para reducir las emisiones de NOx, el quemador VS/SF (Vortex Series/Split Flame) emplea una serie de métodos.

#### 6.3.1.- Boquilla de llama partida

El inyector de combustible se encuentra en el centro del quemador. Está constituido por la boquilla de llama partida de cuatro lumbreras, que regulariza la mezcla de aire primario y de carbón en corrientes internas y externas de alta concentración y desarrolla zonas de llama coaxial.

El carbón, al salir de la boquilla de la llama partida, se calienta y empieza a devolatilizarse. Si esto se da en una atmósfera pobre en oxígeno (reductora), el nitrógeno del combustible se convierte en nitrógeno gaseoso. Es así como se reduce el NOx de la boquilla de la llama partida. En un quemador que no sea de bajo NOx en una atmósfera rica en oxígeno (oxidante), el nitrógeno reacciona con el oxígeno y forma NO y NO<sub>2</sub> (NOx).

Al usar venturis en la salida del caracol y en la entrada de la boquilla de llama partida, se obtiene la distribución uniforme de carbón sobre la periferia del paso anular de la boquilla del carbón. El caudal equilibrado hacia las lumbreras de la boquilla de llama partida produce una estequiometría de combustión simétrica en las cuatro lumbreras.

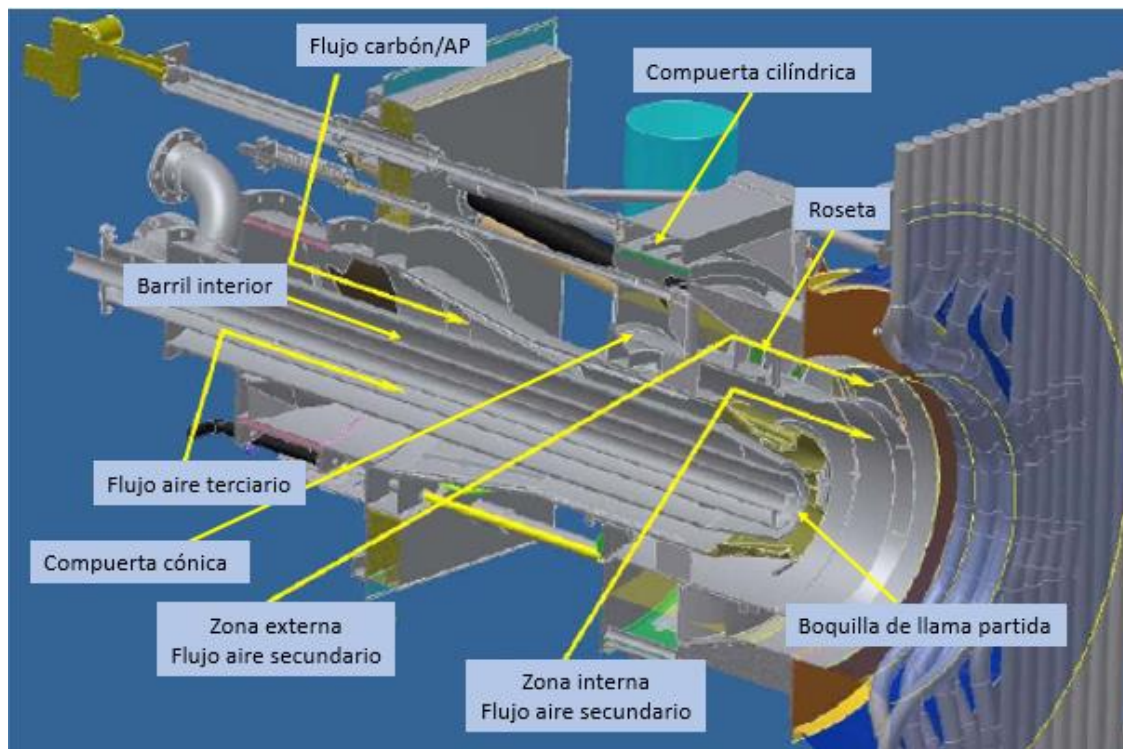


Figura 6.8- Componentes del quemador de bajo NOx

### 6.3.2.- Registro Vortex Series

El registro Vortex Series de zona dual es el segundo mecanismo de reducción de NOx. A pesar de que tanto la zona externa como la salida aportan aire secundario a la llama, los efectos son muy diferentes.

Cuando la zona interior del registro se encuentra cerrada, la región que no tiene oxígeno alrededor de la corriente de carbón se hace mayor, permitiendo al carbón más tiempo para devolatizarse sin formar NOx.

La zona interior está casi o del todo cerrada, por lo que la mayoría del aire secundario del quemador entra en el hogar a través de la zona exterior del registro VS. Se produce una turbulencia al aire de la zona exterior, creándose así una zona de gran recirculación. El aire abandona el quemador rodeando el centro de la llama, pero su turbulencia lo empuja fuera y lo aleja del centro de la llama. Cuando el momento de la turbulencia empieza a decrecer, el aire secundario vuelve al centro de la llama, creando una zona de recirculación que es muy beneficiosa.

La combinación de las corrientes de alta concentración de carbón y el escalonamiento del aire secundario produce que la estequiometría en la llama se encuentra entre el 60–70%, hasta, aproximadamente, dos diámetros de garganta hacia el interior del hogar (la caldera en su globalidad, sin embargo, opera con el exceso de aire normal).

Manteniendo la confluencia del flujo de aire secundario de la zona interior con el flujo de la corriente de carbón en una atmósfera reductora, el NOx producido durante el proceso de devolatización del combustible se puede minimizar. Además, la reducción de la temperatura de llama asociada a una atmósfera reductora minimiza la formación de NOx térmico.

### **6.3.3.- Aire sobre fuegos**

Haciendo una desviación del aire total de la combustión desde los quemadores hacia el sistema de aire sobre fuegos (OFA), *OverFire Air*, se consigue una zona rica en combustible en la zona de los quemadores del hogar. Esta zona, de oxígeno pobre, del área de quemadores, provoca que el nitrógeno del combustible se una a sí mismo, formando N<sub>2</sub> en lugar de NOx.

El caudal de OFA se introduce en el hogar en los niveles de los quemadores de GHA, dispuestos, como se ha explicado, en niveles superiores a los quemadores de carbón. Esto permite que la reacción de combustión siga adelante y que muchos de los productos de la

combustión se formen antes de introducir este aire. El OFA no sólo reduce el NOx que procede del combustible, sino que también reduce el NOx térmico. Este último se produce a partir del N<sub>2</sub> y el O<sub>2</sub> en la atmósfera en temperaturas del hogar superiores a 1370 °C.

Durante el proceso de optimización se puede establecer la cantidad necesaria de OFA para alcanzar los niveles de NOx esperados. El caudal de OFA se ajusta por medio de las compuertas de control a GHA/OFA, que modulan con la carga de la unidad, junto con las compuertas de control de entrada de aire a la caja de vientos principal. Las compuertas de control responden al control de la carga de la caldera aumentando o disminuyendo el caudal de OFA a los registros. Los puntos en la curva de control para esta función se determinan durante la optimización para producir reducciones de NOx en diferentes modos de operación, incluyendo tanto el modo de operación con carbón sólo, como el modo de operación con carbón y GHA juntamente.

#### **6.3.4.- Sistema de aire terciario**

El aire terciario tiene la misión de mantener el barril interior del quemador limpio de combustible y añadir aire al centro de la zona de combustión. En un principio se utilizaba aire terciario caliente, pero fue sustituido por aire terciario frío para formar parte del sistema de combustión de bajo NOx.

El sistema de aire terciario consta de tres ventiladores de aire terciario que impulsan aire ambiente limpio al sistema. Estos ventiladores descargan aire a una red de conjuntos con el fin de abastecer a cada quemador, de forma individual, con aire frío. Sólo son necesarios dos de esos tres ventiladores, pero se tiene uno en reserva. El de reserva puede servir de apoyo a los otros dos que están en servicio.

Para ajustar la presión y el caudal de salida de aire terciario, los ventiladores constan de compuertas de persiana en la zona de aspiración. La posición de los álabes de la compuerta es controlada por un actuador mecánico y un transmisor de posición. En caso de fallo, los álabes se colocan de tal manera que bloquean la compuerta.

Los conductos de aire frío enlazan con el sistema existente en el quemador directamente mediante una brida situada por delante del frontal del quemador.

## 7. Combustibles

Un combustible es cualquier material que al ser quemado libera energía en forma de calor. Libera energía de su potencia a una forma que puede ser utilizada directamente, energía térmica, o en energía mecánica.

La característica principal de un combustible es el calor que desprende debido a la combustión completa de una unidad de combustible, una unidad de masa. Es el llamado poder calorífico, que en el sistema internacional se mide en julios por kilogramo de combustible quemado (J/kg). Cada combustible tiene diferente valor de poder calorífico, lo que significa que, se debe quemar más de un combustible que de otro para generar la misma cantidad de energía.

En la central donde se encuentra el equipo estudiado, tal y como se explicó, se quema carbón nacional, carbón de importación, fueloil, gasoil, gas natural y gases siderúrgicos de horno alto, de los cuales, actualmente, el gas natural no se utiliza en el grupo en cuestión. El principal combustible es, en ambos grupos, el carbón de importación.

### 7.1.- COMBUSTIÓN EN CALDERA

El sistema de combustibles incluye los equipos que hacen posible la combustión y los quemadores de estos combustibles. Las funciones que sigue son:

- Atomizar correctamente los combustibles líquidos para facilitar su mezcla con el aire de combustión.
- Establecer las condiciones adecuadas de mezcla y turbulencia de cada combustible con el aire para conseguir una combustión correcta en la caldera.
- Limpiar los conductos de combustible de los quemadores cuando estos están fuera de servicio.
- Proteger a los quemadores contra las altas temperaturas reinantes en el hogar.

- Proteger a la caldera contra las condiciones de funcionamiento que pudieran resultar peligrosas.

Para que se pueda llevar a cabo todo el proceso, el sistema de combustibles guarda las siguientes relaciones con otros equipos y sistemas de la planta:

- Equipo de preparación de fueloil, del que recibe el fueloil tanto de carga como de estabilización, ya preparado para su atomización en los quemadores correspondientes.
- Equipo de preparación de gasoil, del que recibe el gasoil preparado para su atomización en los quemadores correspondientes.
- Sistema de alimentación de combustibles sólidos, del que recibe el carbón seco, pulverizado y estrictamente necesario, según la demanda y el aire primario que empuja al carbón pulverizado. Este aire también forma parte de la combustión.
- Sistema de aire comprimido, del que recibe el aire necesario para atomizar el gasoil en los quemadores.
- Sistema de vapor auxiliar, del que recibe el vapor necesario para atomizar el fueloil.
- Sistema de aire-humos, del que recibe aire para purgar la caldera (necesario antes de encender los combustibles), aire secundario (a través de las cajas de aire) que los registros de los quemadores aportan a la combustión y el aire terciario. Por otro lado, el sistema sire-humos envía humos y cenizas resultantes de la combustión.
- Sistema de escorias, que recibe, a través del cenicero, las escorias producidas durante la combustión.

#### **7.1.1.- Quemadores de combustibles**

Como ya se explicó, el grupo dispone de 20 quemadores de carbón dispuestos en cinco niveles y 8 de GHA dispuestos en dos niveles, con cuatro quemadores en cada nivel.



A su vez, cada uno de los quemadores de carbón dispone de un quemador de fueloil en su centro, y de un ignitor de gasoil.

Los quemadores de las plantas 2 y 5 disponen de conexiones para combustión de biomasa.

Los quemadores de las plantas 1, 3 y 4 disponen de conexiones para combustión de gas de batería de coque (GBC).

## **7.2.- COMBUSTIBLES EN ESTADO SÓLIDO**

Los dos posibles combustibles sólidos son el carbón y la biomasa. En la actualidad, sólo se quema carbón en el grupo. Es por ello por lo que se analizará también la posibilidad de incorporar la biomasa como un combustible válido, aprovechando la viabilidad en los quemadores de las plantas 2 y 5, utilizados en el pasado en este grupo para generar energía.

### **7.2.1.- Carbón**

El carbón es una roca sedimentaria compacta, que tiene su origen en la acumulación y alteración física-química de restos vegetales terrestres en zonas pantanosas o con importantes cantidades de agua. Es un mineral muy rico en carbono, aunque también está formado por otros elementos, que van variando según el tipo de carbón. Los otros elementos son, principalmente, hidrógeno, azufre, oxígeno y nitrógeno.

En función de las temperaturas y presiones que hayan formado el carbón, se puede clasificar en: turba, lignito, hulla y antracita.

La turba es un material orgánico compacto, que pertenece a la primera etapa de la transformación de los vegetales a carbón (carbonización). Contiene en torno a un 55% de carbono.

El lignito se forma a partir de la turba, cuando ésta se va comprimiendo. El contenido en carbono es mayor que la de la turba, aunque sigue siendo bajo, en torno a un 65%. Este mineral ya puede ser utilizado en algunas centrales térmicas para generar energía.

La hulla se forma cuando se comprimen las capas de lignito. Es uno de los tipos de carbón con mayor capacidad de combustión, debido a que tiene, aproximadamente, entre un 75 y un 90% de contenido en carbono. Entre el resto de elementos volátiles, se encuentra el azufre, elemento a tener en cuenta, ya que este carbón se utiliza en numerosas centrales térmicas.

Finalmente, la antracita. Es el tipo de carbón más rico en carbono, el de mejor calidad, lo que significa que tiene menor porcentaje de otros elementos (por ejemplo, azufre) y, por tanto, contamina menos.



Figura 7.1- Clasificación del carbón en sus etapas de la carbonización

En la central, las propiedades del carbón se toman diariamente de cada conjunto de vagones, barco o camiones que lleguen a ésta. Estos valores se recogen para dar resultados a final de mes de los valores medios de estos carbones, haciendo diferencia entre el carbón nacional y el de importación, debido a la diferencia entre ambos.

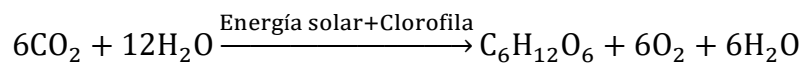
Basándose en eso, se puede considerar un rango de valores de las propiedades de estos carbones, estableciéndose el poder calorífico inferior en unos valores entre 4000 y 6000 aproximadamente. Además del P.C.I, es importante conocer el porcentaje de azufre que poseen, comprendiéndose entre 0,5 y 1, aproximadamente.

### 7.2.2.- Biomasa

Se designa biomasa a toda sustancia orgánica con origen en proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se produzcan, de forma natural o artificial, con objeto de ser usados con fines energéticos. Se excluyen, por tanto, los

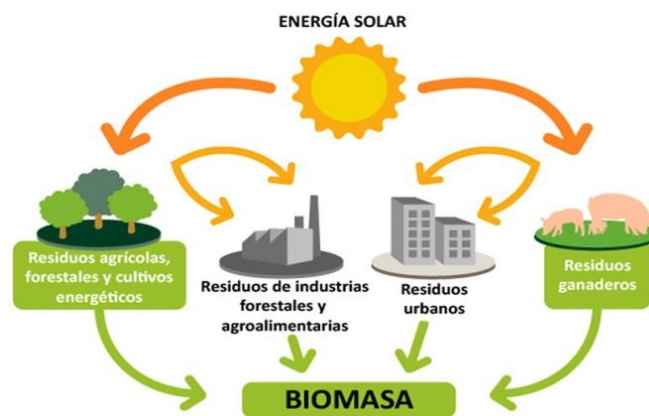
combustibles fósiles, ya que su formación tuvo lugar hace millones de años y han sufrido profundas transformaciones que han ido cambiando su naturaleza.

Con la energía que proviene del sol, se produce la fotosíntesis, obteniéndose así la biomasa. La fotosíntesis es aprovechada por las plantas a través de reacciones químicas en las células vivas; toma dióxido de carbono del aire y lo transforman en sustancias orgánicas y atiende a la siguiente reacción:



Al estar compuesta por carbono e hidrógeno principalmente, la energía química de la materia orgánica se puede transformar, mediante diferentes procesos, en energía eléctrica, térmica o combustible.

La biomasa se puede clasificar en primaria, secundaria, residual y renovable. Principalmente se obtiene biomasa de los residuos forestales o agrícolas y de cultivos energéticos. Los residuos forestales o agrícolas se obtienen tras actividades como podar, procesos de transformación de la madera, estiércol, residuos de aceites en las industrias, etc.



1

Figura 7.2- Clasificación origen de la biomasa

El sector de la biomasa para generación eléctrica es un sector de una elevada madurez tecnológica, pero, a pesar de esto, no acredita una competitividad elevada con las

<sup>1</sup> Fuente: [www.eficienciarenovable.com](http://www.eficienciarenovable.com)

tecnologías convencionales, a excepción de algunos aprovechamientos de residuos industriales.

Los usos térmicos, al darse generalmente en instalaciones de menores dimensiones que los eléctricos, contribuyen de una manera más importante a la creación de empleo. Además, la biomasa térmica es la energía que se puede introducir más rápidamente en el ámbito del calor/frío y tener un efecto de especial relevancia en la diversificación energética de este sector que actualmente es totalmente dependiente de los combustibles fósiles.

Por su parte, los biocarburantes son una herramienta muy importante para poder reducir la dependencia de los combustibles fósiles que presenta el sector del transporte actualmente.

La principal propiedad de los tipos combustibles utilizados de biomasa que se pueden encontrar, el poder calorífico inferior, aparece recogida en la *Tabla 7.1*.

<b>Combustible de biomasa</b>	<b>PCI (KJ/kg)</b>
<b>Pallets</b>	17.000 – 19.000
<b>Astillas</b>	10.000 – 16.000
<b>Leña</b>	14.400 – 16.200
<b>Briquetas</b>	17.000 – 19.000
<b>Hueso de aceituna</b>	18.000 – 19000
<b>Cáscara de frutos secos</b>	16.000 – 19.000

Tabla 7.1- PCI de algunos combustibles de biomasa<sup>2</sup>

### 7.3.- COMBUSTIBLES EN ESTADO LÍQUIDO

Los dos combustibles que se tratan en este apartado son el gasoil y el fueloil, utilizados ambos, en el grupo de estudio.

<sup>2</sup> III Plan Energético de Navarra horizonte 2020

### 7.3.1.- Gasoil

El gasoil, también conocido como gasóleo, diésel o petrodiesel, es una mezcla de hidrocarburos líquidos que. En este contexto, es utilizado para los arranques de la caldera hasta que las condiciones en ésta son las adecuadas para quemar fueloil, debido a su precio. El sistema de gasoil contiene el tanque donde se almacena y el equipo de preparación donde se eleva su presión para alimentar el circuito de gasoil de los quemadores de la caldera. Las propiedades del gasoil que se utiliza en la central aparecen reflejadas en la *Tabla 7.2*.

Propiedad	PCI (Kcal/kg)	PCS (Kcal/kg)	Azufre (%)
Valor	7994	8550	0,1

Tabla 7.2- Propiedades del gasoil

### 7.3.2.- Fueloil

El fueloil, también conocido como fuelóleo, es un derivado del petróleo. En concreto, es el residuo que se obtiene como resultado de la destilación fraccionada del petróleo. Se trata de un combustible muy denso,  $1012 \text{ kg/m}^3$  ( $3^\circ\text{C}$ , 350 bar). No necesariamente procede de una sola destilación del crudo del petróleo, puede ser de varias. De nuevo, se exponen las propiedades de verdadero interés, como en el resto de casos. Éstas aparecen recogidas en la *Tabla 7.3*, que son las del fueloil utilizado actualmente en la central.

Propiedad	PCI (Kcal/kg)	PCS (Kcal/kg)	Azufre (%)
Valor	9444	10000	1

Tabla 7.3- Propiedades del fueloil

El fueloil tiene en su composición los hidrocarburos que inicialmente contenía el petróleo crudo y que no ha ido en las otras fracciones. Entre ellos, habrá en una proporción elevada hidrocarburos, compuestos de nitrógeno, oxígeno y azufre, compuestos metálicos y asfaltos.

Se trata del combustible con mayor porcentaje en azufre y en compuestos metálicos. La consecuencia de esto es que es el combustible que mayor porcentaje de cenizas aporta en

la combustión, ya que tiene los componentes más pesados e indeseables del petróleo en crudo. Para su manipulación, se debe calentar hasta determinadas temperaturas, debido a su alta viscosidad.

## 7.4.- COMBUSTIBLES EN ESTADO GASEOSO

En un principio, la central se diseñó para consumir dos tipos de combustibles gaseosos, el gas de horno alto (GHA) y el gas de batería de coque (GBC).

### 7.4.1.- Gas de horno alto

El GHA es un subproducto procedente del proceso industrial de fabricación del acero. En su composición se encuentran gases combustibles, principalmente el monóxido de carbono (CO), lo que lo convierte en un gas muy tóxico y explosivo, por lo que deben extremarse las medidas de seguridad en su manipulación para evitar riesgos al personal e instalaciones.

Se trata de un gas con un poder calorífico bajo, lo que hace necesaria la combustión de un gran volumen para conseguir una aportación calorífica que justifique su aprovechamiento.

A la salida del horno alto, se debe limpiar el polvo que arrastra de los procesos de la acería. Se pueden aprovechar la energía debida a la presión y a la temperatura que lleva.

Basándose en los valores de los últimos años, se puede considerar que las propiedades del GHA quemado en la central son las recogidas en la Tabla 7.4.

Propiedad	PCI (Kcal/kg)	PCS (Kcal/kg)
Valor	800	825

Tabla 7.4- Propiedades del GHA

### 7.4.2.- Gas de batería de coque

El GBC es un subproducto derivado del proceso de coquización del carbón. Su origen reside en la destilación destructiva del carbón bituminoso usado para producir el coque. El carbón bruto se calienta en hornos hasta conseguir extraer todos los materiales volátiles. El GBC está formado principalmente por hidrógeno y metano, aunque también por etileno,

monóxido de carbono, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno e hidrocarburos densos en proporciones que dependen de las características de carbón bruto, y del tiempo necesario para su coquización.

Se trata de un gas tóxico y explosivo, que se debe manejar de forma cuidadosa para asegurar al máximo la seguridad del personal y equipos.

Las propiedades del GBC utilizado en la central, tenía unas propiedades medias que aparecen reflejadas en la *Tabla 7.5*.

Propiedad	PCI (kJ/kg)	PCS (kJ/kg)
Valor	29.300	33.700

Tabla 7.5- Propiedades del GBC

#### 7.4.3.- Gas natural

El gas natural es una mezcla de diversos hidrocarburos, cuyo principal componente es el metano, CH<sub>4</sub>. Además de metano, contiene cantidades variables de otros alcanos como etano, propano y butano y, en ocasiones, una pequeña cantidad de dióxido de carbono, nitrógeno, helio y ácido sulfhídrico.

Para la extracción del gas natural, se realizan complejos estudios geológicos de las zonas donde se encuentra. Con ellos, se estudian la presencia de bolsas que lo contienen en el interior de la tierra. No es posible hallarlas con el simple hecho de buscarlas visualmente, ya que no existen indicios en la superficie del planeta que revele ni presencia de gas ni de petróleo. Los yacimientos se encuentran siempre en el subsuelo, ya sea bajo tierra o bajo el mar.

Una vez detectada la bolsa de gas y se decide explotar el yacimiento, éste depende de las condiciones en las que se encuentra el gas. Si se encuentra mezclado con petróleo, su extracción es más sencilla, ya que emana de forma natural.

Debido al impacto ambiental de los trabajos de extracción del gas natural, si un pozo se da por agotado, se desmantelan y se retiran las plataformas además de sellar el pozo (salvo que se utilicen como almacenes naturales de gas).

El gas natural que llega a la central tiene las propiedades que se recogen en la *Tabla 7.6*.

Propiedad	PCI (kJ/kg)	PCS (kJ/kg)
Valor	39.900	44.000

Tabla 7.6- Propiedades del gas natural

## 7.5.- EQUIPOS DE COMBUSTIÓN DEL GRUPO

En el grupo de estudio, el sistema de combustibles líquidos y sólidos de la caldera incluye los quemadores de estos combustibles y los equipos relacionados con su funcionamiento.

Actualmente, no se consumen todos los combustibles nombrados en el apartado anterior. Por tanto, no todos tienen o tuvieron equipo para su combustión en él. A continuación, se describen brevemente los equipos de combustión de los que dispone (estén en uso o no).

### 7.5.1.- Equipos de combustión de carbón

Dado que el combustible principal es el carbón, la caldera requiere la existencia de equipos que lo garanticen en todo momento en las cantidades necesarias para lograr una buena combustión. Los equipos son, principalmente:

- Tolvas, para almacenar el carbón procedente del sistema de carboneo o de la manipulación del carbón bruto.
- Alimentadores de carbón a los molinos.
- Molinos, donde se seca y pulveriza la cantidad de carbón introducida por los alimentadores.
- Ventiladores de aire primario, que proporcionan el aire para secado y transporte del carbón desde el molino hasta los quemadores.



- Ventiladores de aire de cierres, que proporcionan el aire para sellado de los molinos, al estar éstos bajo presión.
- Quemadores, donde se mezcla el carbón con el aire secundario para una combustión óptima.

Además, los correspondientes conductos, registros, sistemas de regulación etc.

El carbón pasa por una serie de procesos antes de entrar en la caldera. Para obtener un carbón en las condiciones óptimas de pulverizado, entra en uno de los cinco molinos que pertenecen al equipo. Cada uno dispone de un clasificador estático regulable. El sistema de alimentación de carbón desde los molinos hasta los quemadores es directo y, cada molino aporta carbón a los cuatro quemadores de carbón de la planta correspondiente (tiene dos salidas por cada uno de los dos clasificadores).

Cada molino alimenta los cuatro quemadores su plana correspondiente (hay un molino por cada planta), mediante tuberías individuales por las que se conduce, neumáticamente, el carbón perfectamente pulverizado a cada quemador. Cada quemador tiene capacidad para quemar, aproximadamente, 10,6 t/h de carbón.

#### **7.5.2.- Equipos de combustión de gasoil**

En el sistema de combustión de gasoil se incluye todo el equipo necesario para manejarlo, desde la válvula de disparo de gasoil hasta los ignitores individuales, así como los sistemas relacionados, como puede ser el de aire de atomización. Este sistema incluye los siguientes componentes: circuito de gasoil en la caldera, circuito de aire de atomización de gasoil en la caldera y los propios quemadores de este combustible.

Las funciones del sistema de gasoil se pueden resumir en tres:

- Recibir y almacenar el gasoil en el tanque destinado para ello, procedente de camiones cisterna.
- Filtrar el gasoil.

- Alimentar el circuito de gasoil de los quemadores, siempre con una presión estable y regulada.

Desde el tanque de almacenamiento, el gasoil es aspirado a través de un filtro doble. El equipo dispone de dos bombas de husillo con capacidad para cebarse solas, ya que el nivel de gasoil en el tanque se encuentra por debajo de las bombas. Cada una de las bombas de gasoil dispone de válvulas manuales de aislamiento en su aspiración e impulsión, así como de válvula de retención en su impulsión. El gasoil no tiene circuito de recirculación hasta la caldera de nuevo.

Para una correcta combustión de gasoil, la llama de los quemadores debe ser clara, sin flecos oscuros que indicarían que el gasoil está poco atomizado. Ocurre igual que con el carbón; si la llama es un poco turbia o suelta humo blanco, hay poco aire de atomización y se debe abrir un poco el cortatiros. Se debe tener en cuenta que, un exceso de aire podría provocar un arrastre de la llama y apagarla o llevarla fuera de la mirada del detector.

El equipo consta de un acumulador de presión que aporta al sistema la capacidad necesaria para que, en caso de un cambio rápido en el caudal consumido de gasoil, el nudo de regulación de presión tenga el tiempo suficiente para poder actuar sin que se produzcan oscilaciones de presión, ya que, podrían hacer disparar las bombas de gasoil o perjudicar el correcto funcionamiento del sistema.

### **7.5.3.- Equipos de combustión de fueloil**

El sistema de fueloil implantado en la central engloba el conjunto de todo el equipo necesario para el manejo de este combustible, desde las válvulas de disparo de fueloil hasta los quemadores individuales. Comprende los circuitos de fueloil en caldera, los circuitos de vapor de atomización del fueloil y los quemadores de fueloil.

Los equipos de preparación del fueloil de carga y de estabilización, tienen la función de acondicionar el fueloil para alimentar al circuito de fueloil que va hasta los quemadores en caldera. Para ello, deben filtrar el fueloil que aspiran las bombas del equipo, elevar la presión de fueloil (regulando y manteniendo estable dicha presión) y calentándolo para reducir su viscosidad y así poder bombearlo, además de facilitar su posterior atomización

en los quemadores. El calor que calienta el fueloil viene de un sistema de vapor auxiliar del grupo.

Los circuitos de fueloil de estabilización y de carga son similares, sólo tienen unas pequeñas variaciones, y están comunicados a través de una válvula manual y otra de retención, localizadas antes de los calentadores (By-pass frío) y después de los calentadores de fueloil (By-pass caliente) de tal forma que, con las bombas de estabilización, se puede alimentar el circuito de fueloil de carga.

Inicialmente, la caldera disponía de dos circuitos independientes de fueloil; uno de fueloil de estabilización y otro de fueloil de carga. Actualmente sólo dispone de un circuito alimentado directamente desde el equipo de fueloil de carga, e indirectamente desde el equipo de fueloil de estabilización a través de las válvulas de comunicación entre ambos equipos, ya mencionadas.

Al contrario de lo que ocurre con el gasoil, el fueloil si puede retornar de la caldera al tanque en el que se almacena.

Para encender un quemador de fueloil siempre se debe usar el correspondiente quemador de gasoil, a menos que haya ya otra llama de ignición. Como se explicó anteriormente, antes de quemar fueloil es necesario alcanzar la temperatura suficiente en el hogar que permita su correcta combustión.

El objetivo que se tiene con la combustión del fueloil es precalentar la caldera y conseguir la temperatura adecuada del aire de combustión para quemar el carbón. El fueloil es el combustible que generalmente se utiliza para alcanzar las condiciones necesarias para llegar a servicio By-pass y acoplar el grupo a la red, o para estabilizar la combustión del carbón.

Cada uno de los quemadores de fueloil, teniendo un total de 20 en este grupo, dispone de dos tipos de lanzas intercambiables una para fueloil de carga, con los que se puede alcanzar el 60% de carga, y la otra para fueloil de arranque.

El fueloil se atomiza con vapor que procede del colector de vapor auxiliar. Estos quemadores tienen un sistema de purga, para que las tuberías de conexión y el propio quemador queden limpios de combustible al quedar fuera de servicio.

#### **7.5.4.- Equipos de combustión del GHA**

El sistema de combustión de GHA en el grupo de estudio, se ha diseñado para quemar unos 240.000 Nm<sup>3</sup>/h a plena carga, en dos filas de cuatro quemadores, tal y como ya explicó.

El GHA llega por un conducto de 2,8 m de diámetro a los dos gasómetros de la Central. Desde los gasómetros, un conducto de 3 m de diámetro conduce el gas hasta la bifurcación que alimenta a los dos grupos que se encuentran en la central. Dos válvulas de diafragma y corredera horizontal (Goggle) de 2,2 m de diámetro y cierre totalmente estanco permiten aislar cada una de las alimentaciones y marcan el inicio del sistema de GHA de cada grupo.

Para impedir la formación de mezclas combustibles de gas y aire dentro de las conducciones, existe un sistema de inertizado de conductos por medio de nitrógeno.

En la alimentación de GHA a cada uno de los grupos de la central, se ha dispuesto una válvula de aislamiento, una válvula de cierre rápido tipo Gako, y una válvula de mariposa, para regulación.

Para permitir la evacuación de las condensaciones que se forman en los conductos de gas, evitando la fuga hacia la atmósfera o la entrada de aire, se han dispuesto potes de purga con cierre hidráulico.

Se debe señalar que, en el grupo de estudio, el GHA no se calienta antes de introducirlo en la caldera, a diferencia con el llamado grupo 2, que está en la misma central que el 1. Este calentamiento se realiza ya que produce una gran mejora en la combustión y en el rendimiento de la caldera.

### 7.5.5.- Equipos de combustión del GBC

El grupo de estudio quemó durante muchos años GBC en su caldera, aunque desde 2013 no lo hace. Igualmente se puede describir el equipo de combustión debido a que todavía está presente en el grupo y la caldera está preparada para quemarlo.

El GBC procedía de la misma factoría de la que procede el GHA, ya explicado anteriormente. El conducto preparado para alimentar a la caldera de este grupo, de 1 m de diámetro, está dotado de un sifón para cierre hidráulico en la entrada (con la misión de aislar la entrada del GBC al grupo), una válvula de mariposa de regulación de caudal y una válvula de codo y cierre hidráulico rápido (Gako). Aguas abajo de esta válvula el conducto se bifurca en dos, alimentando a los colectores de los quemadores de dos paredes. Cada uno de estos conductos dispone de un sifón de cierre hidráulico de aislamiento, y alimenta a un colector.

Cada uno de los quemadores de GBC lleva una válvula de compuerta de aislamiento, situada al pie del colector (que alimenta a los quemadores), y una válvula de bola, de cierre rápido, que se encuentra en la entrada al quemador.

Los quemadores de GBC pueden ser de dos tipos: los interiores y los exteriores a los quemadores de carbón.

Los quemadores interiores forman parte del conjunto general de un quemador de carbón, formado por un quemador de tipo anular con la caña de fueloil en el centro y, concéntricos a la caña, el tubo de GBC, el del aire terciario y el del carbón.

Sin embargo, los quemadores exteriores consisten en un tubo que atraviesa la caja de aire para introducir el GBC en la caldera, independientemente del quemador de carbón. Son de este tipo todos, salvo dos, los quemadores de GBC de la caldera del grupo de estudio.

El GBC que llega a la central puede contener vapor de agua, líquidos e impurezas, que tienen de depositarse en diferentes puntos del equipo o de las tuberías que lo llevan a la central. El grupo consta de potes, que son equipos auxiliares que permiten purgar los condensados que pudiera arrastrar el GBC sin que el gas se escape, lo cual supondría un peligro debido a su toxicidad y a su riesgo de inflamación. Por otro lado, se debe destacar

la importancia de realizar esas limpiezas, ya que, si no, esos condensados podrían causar obstrucción u oscilaciones en la presión en la entrada del GBC.

## 8. Alternativas de mejora

En este capítulo se estudiarán las alternativas, que, de llevarse a cabo, se encargarían de reducir o eliminar las emisiones de  $\text{SO}_2$  del grupo de estudio (junto con los otros dos que forman la burbuja de la compañía). El objetivo de las mismas será cumplir la normativa impuesta en el PNT. Las posibilidades serían:

- Mejora del rendimiento
- Eliminar el azufre antes de la combustión
- Eliminar el azufre durante la combustión
- Eliminar el azufre tras el proceso de combustión
- Incorporar la biomasa de nuevo
- Quemar carbones con un bajo contenido en azufre
- Hacer una mezcla de carbones con GHA
- Incorporar el gas natural como nuevo posible combustible
- Generar menos energía de la prevista

### 8.1.- MEJORA DEL RENDIMIENTO ENERGÉTICO DEL GRUPO

Teniendo en cuenta que el proceso que se desarrolla en la caldera se puede dividir en tres partes (combustible, rendimiento y energía), se puede hacer un análisis del rendimiento aislándolo de los otros dos bloques.

La emisión de especies químicas (reguladas por la legislación) emitidas por una central se realiza por unidad de energía producida.

La relación entre el combustible consumido y la especie emitida en cuestión puede ser muy compleja. En el análisis de la cadena de dependencias se encuentra siempre el rendimiento

de la central. Este debe ser un elemento prioritario a tener en cuenta ya que, cualquier modificación que produzca un incremento en este rendimiento va repercutir positivamente tanto en los aspectos de contaminantes penalizados como en la disminución de costes de producción.

El rendimiento futuro que tendrá una central térmica cuando se está en su proceso de diseño es el resultado de valorar infinidad de aspectos técnicos y económicos.

Entre estos aspectos la vida de los equipos es un elemento primordial. En general, cuanto mayor sea el rendimiento que se pretenda obtener en la futura central, mayor habrá de ser la inversión en equipos (por ejemplo, usando aceros de mayor calidad y más caros...), que a su vez también esta relacionando con la vida esperada, así como en la garantía de servicio.

La transformación de energía térmica en energía mecánica, tienen un límite superior que viene impuesto por el segundo principio de la termodinámica. Este es el valor más restrictivo que condiciona que el rendimiento de una central dependa más fuertemente del tipo de ciclo que de otros factores.

Por ejemplo, los ciclos combinados tienen un rendimiento claramente superior a los ciclos de Rankine propios de los ciclos suscriticos convencionales de las centrales de carbón.

La razón de este mayor rendimiento en los ciclos combinados se deriva de las características del propio ciclo que siguen.

En un ciclo térmico el rendimiento máximo que se puede alcanzar está relacionado con dos temperaturas que son claves.

- La temperatura media de cesión de calor al medio ambiente. En los ciclos de las centrales térmicas este valor está relacionado con el medio refrigerante del condensador. Por orden de mayor a menor rendimiento tendríamos:
  - a. Condensador refrigerado por agua de mar.
  - b. Condensador refrigerado por torre de refrigeración.



- c. Aerocondensador (Refrigerado por aire).

En este sentido este grupo está refrigerado por el mejor medio posible.

- La temperatura media de aporte de calor. Esta temperatura depende del tipo de ciclo en cuestión y dentro de este de algunos parámetros del mismo, que en el caso de un ciclo subcrítico como es este son:
  - a. Equipos que forman parte de la instalación y sus características como: número de precalentadores regenerativos (imposible de modificar sin una reforma casi completa de la central), La eficiencia de transmisión de calor de estos regeneradores (solo se puede conseguir sustituyéndolos por otros. Supone por tanto inversiones muy importantes fuera de las posibilidades contempladas). El valor de la presión de operación de los mismos. Como en los parámetros anteriores, imposible de modificar, sin reformas de inversión cuantiosa.
  - b. Parámetros fundamentales del ciclo, como la presión de generación. La presión de generación también es difícil de modificar sin realizar una reforma casi completa de la central.
  - c. Temperatura máxima de sobrecalentamiento y de recalentamiento. Estas temperaturas están condicionadas por el combustible utilizado, así como por el material del que están contruidos. En general tanto los sobrecalentadores como los recalentadores están contruidos con aceros inoxidable altamente aleados. Estos elementos están formados básicamente por tubos, por cuyo interior circula vapor y por el exterior circulan los gases de combustión. Desde el punto de vista de la transmisión de calor esta es una situación poco favorable, los coeficientes de convención resultantes en la parte interior y exterior del tubo dan lugar a unas temperaturas elevadas de funcionamiento de los mismos, estas temperaturas junto con gases altamente corrosivos determinan unos materiales constructivos especialmente caros. Sin embargo es en estos valores (que suelen coincidir tanto en el sobrecalentador como en el recalentador) donde se tiene un pequeño margen de mejora ya que se dan dos elementos favorables:

- I. Se van a usar carbones de menor contenido en azufre que aquellos para los que se diseñó la central.
- II. Desaparece un condicionante clave. Acotar la corrosión sobre los sobre/recalentadores, ya que no es necesario conservar vida operativa de estos elementos.
- III. Temperatura de humos. La temperatura de los humos en la chimenea está establecida básicamente por criterios de preservar los equipos de la corrosión. En este punto rige los mismos argumentos que se han esgrimido en el punto anterior respecto a aumentar la temperatura de sobre/recalentadores. Desaparece la necesidad de conservar vida y se usaran combustibles de contenido en azufre más bajo.

No obstante, la determinación de la cuantía del aumento de temperatura de los sobre/recalentadores no es fácil de determinar. La bajada de la temperatura de los gases de chimenea resulta algo más fácil.

## 8.2.- ELIMINACIÓN DEL AZUFRE PREVIO A SU COMBUSTIÓN

El azufre está presente en los combustibles fósiles tanto sólidos como el carbón, líquidos como el petróleo y sus derivados y gases. La facilidad de eliminación del azufre sigue el siguiente orden:

- Gas natural. Eliminación de azufre relativamente sencilla y proceso muy eficaz. El Gas Natural calidad pipeline está exento de azufre.
- Petróleo y sus derivados: El contenido en azufre depende de una determinada fracción combustible depende de la posición de que se trate dentro de la torre de destilación. Los combustibles que destilan en la parte superior de la torre tienen menos contenido en azufre los combustibles, se produce un enriquecimiento en azufre a medida que la fracción va descendiendo dentro de la torre de destilación. Así por ejemplo los gases licuados del petróleo están también exentos de azufre

mientras que la fracción que destila en la posición inferior (fueloil pesado) tienen un elevado contenido en azufre. La eliminación del azufre de las fracciones líquidas resulta posible, aunque afecta al precio de estas, con lo que se establece un equilibrio entre el precio de las mismas y el contenido en azufre.

- Carbones. Resulta muy difícil eliminar el azufre de los carbones. Existen multitud de procedimientos para su eliminación, pero estos procedimientos no han pasado de la fase experimental. Algunos procedimientos que en su momento se consideraron muy prometedores, no consiguieron superar esa fase en un momento histórico en el que el carbón aún era un gran combustible usado masivamente en la generación eléctrica. Hoy en día donde la apreciación que se tiene del mismo ha cambiado radicalmente, las inversiones posibles en este aspecto han desaparecido. No se contempla por tanto la eliminación del azufre de los carbones

### **8.3.- ELIMINACIÓN DEL AZUFRE DURANTE SU COMBUSTIÓN**

El azufre, junto con los óxidos de nitrógeno, se elimina en el proceso de combustión en las centrales que utilizan calderas de lecho fluido. En el interior de estas calderas se lleva a cabo simultáneamente el proceso de combustión y un segundo proceso donde un reactivo (caliza o dolomía) transforma los óxidos de azufre formados en yeso sólido estable y fácilmente eliminable.

### **8.4.- ELIMINACIÓN DEL AZUFRE TRAS SU COMBUSTIÓN**

La instalación de un equipo de desulfuración es sin ninguna duda la solución más interesante. No obstante, se deben tener en cuenta otra serie de factores.

- Económico. Uno de esos factores viene dado por la limitación del dinero, teniendo en cuenta la edad del equipo y los años que le quedan en funcionamiento.
- Terreno. Por otro lado, se debe tener en cuenta la superficie necesaria para la implantación de un equipo (junto con sus equipos auxiliares) de tal envergadura.

Actualmente, en la central no existe un espacio disponible para esto, se deberían tomar otra serie de medidas que, sin duda, también incrementarían el precio.

- Tiempo. Dado que se trata de un problema a corto plazo, el tiempo disponible para dar solución al problema que se plantea de emisiones no alcanza para la construcción de este equipo.

Es decir, esta alternativa queda descartada por numerosas razones. Es precisamente por ello que se deben valorar el resto de posibilidades para poder alcanzar la finalidad de este trabajo.

## 8.5.- INCORPORACIÓN DE LA BIOMASA

La idea de quemar de nuevo biomasa, ya que se trata de un combustible que no genera  $SO_2$  podría parecer una solución completamente viable. El problema de incorporar de nuevo este combustible reside en la experiencia que tuvieron con éste en el pasado; hace algunos años, en el propio grupo comenzaron a mezclar carbón con biomasa, los resultados no fueron los esperados: baja eficiencia, bajada del rendimiento, etc.

Esta es la razón por la cual se descarta como solución al problema planteado en este trabajo. La compañía no lo daría como una solución válida y por tanto, se deben estudiar otras alternativas.

## 8.6.- CARBÓN CON BAJO CONTENIDO EN AZUFRE

De entre las diferentes modalidades de carbón, en la central donde se encuentra el grupo de estudio, se quema, como ya se ha comentado, carbón nacional y de importación. Las propiedades, en función de la procedencia, varían significativamente de unos carbones a otros. En la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* aparecen las propiedades más importantes de algunos de los carbones que se quemaron durante los últimos años en la central.

De todas ellas, las más importantes para este trabajo son, el contenido de azufre sobre bruto (S s/b) y los poderes caloríficos, en concreto, el poder calorífico inferior, ya que es

uno de los parámetros necesarios para el cálculo del dióxido de azufre, como se explica más adelante. Se debe tener en cuenta también el porcentaje en volátiles, ya que afecta directamente al rendimiento del proceso; un carbón con un alto porcentaje en volátiles es menos provechoso al quemarlo que uno que lo tenga más bajo. Además, es otro de los factores que se deben tener en cuenta para cumplir con la normativa que trata este trabajo, aunque no sea su estudio directo.

En principio se da por hecho que carbones con menor contenido en azufre e incluso de menor contenido en cenizas, se podrá utilizar directamente sin hacer cambios. No obstante, sí que podría ser necesario y sería conveniente hacer algunos comentarios alusivos a ello. En este caso justificativos respecto a la necesidad o no de tener que hacer algunas modificaciones menores, ya que el cambio de carbones puede influir aunque solo sea ligeramente en:

- La molienda. En el caso del ese grupo concreto y debido al tipo de molinos que tiene instalados, posiblemente no haga falta modificación alguna. Esto es una ventaja de utilizar molinos de tambor y bolas. Estos molinos tienen rendimientos inferiores a otros tipos de molinos, pero a su favor son más insensibles al tipo de carbón, siempre que se trate con un rango de carbones relativamente estrecho. No obstante, la inferior cantidad de cenizas de los nuevos carbones parece augurar una mejora en el proceso de molienda ya que el valor de la grindabilidad de carbones con menor contenido en cenizas suele ser superior.
- Los equipos de manipulación. Cintas de alimentación, vibradores de alimentación, etc. La cantidad de cenizas influye en los ajustes de estos elementos, en realidad, la menor cantidad de estas no solo no supondrá un sobre esfuerzo para estos elementos, sino que se verán sometidos a menor sollicitación.
- Los caudales de aire. Se puede ver ligeramente modificados incluso puede ser que se necesite modificar la temperatura de aire de secado. En este caso carbones con menor contenido en azufre también suponen una mejora en la resistencia a la

autocombustión de los mismos. En general el riesgo de autocombustión de un carbón está relacionado con:

- El contenido en volátiles del mismo.
- El contenido en azufre.
- El tiempo de almacenamiento en el parque.

Del análisis de estos parámetros parece deducirse que se podría aumentar ligeramente la temperatura de secado de los nuevos carbones, sin aumento significativo del riesgo de autocombustión de los mismos.

Un aumento de la temperatura del aire de secado permite, a su vez, una mejora en el aprovechamiento del calor sensible de los humos en su último tramo, produciendo una ligera disminución de la temperatura de escape de los mismos a la atmósfera.

Como se comentó anteriormente, esta disminución de la temperatura de expulsión de los gases a la atmósfera y un presumible aumento de la temperatura de la llama redundará en una ligera mejora del rendimiento global del ciclo. Esta mejora del rendimiento global del ciclo también repercute en una menor emisión de azufre tal y como se indicó.

Origen	TIPO CARBÓN	Hum.	Cen.	Vola.	S	S (s/b)	C (s/b)	H2 (s/b)	N2 (s/b)	PCS (s/b)	PCI (s/b)
España	HUNOSA BATAN	8,80	38,30	18,50	0,90	0,80	47,97	2,92	1,00	4572	4386
Colombia	IRON FRITZ	11,78	12,61	36,75	0,79	0,69	61,80	4,33	1,23	6154	5876
	XIN JIN HAI	14,50	6,70	39,20	0,68	0,58	62,70	4,28	1,30	6143	5853
	B "HUBERTUS OLDENDORFF"	14,40	7,60	39,20	0,56	0,48	74,00	5,25	1,59	6082,74	5782,33
	B "CAPE AGNES"	14,61	8,21	40,60	0,66	0,57	72,63	5,02	1,47	6034,62	5743,29
	García Munte GREAT CHALLENGER	16,15	16,42	34,47	0,72	0,60	57,31	3,84	1,13	5523	5245
	STELLA FLORA	11,80	10,30	38,90	1,00	0,88	62,20	4,40	1,34	6184	5903
	STAR POLARIS	11,16	12,89	36,85	0,73	0,65	63,04	4,45	1,30	6216	5936
	E.R. BAYERN	10,82	13,03	36,96	0,79	0,70	63,02	4,46	1,33	6200	5921
	SEA TRIUMPH	13,70	6,79	40,66	0,65	0,56	63,36	4,36	1,29	6200	5910
	PLEIADES DREAM	10,94	11,60	37,21	0,69	0,62	63,14	4,30	1,27	6314	6042
TENSHU	13,91	6,42	41,00	0,75	0,64	62,92	4,24	1,31	6175	5889	
Sudáfrica	CAPE BREEZE	7,80	17,48	25,50	0,86	0,79	63,06	3,52	1,59	5994	5778
Rusia	B "NORD DRACO"	11,10	10,30	38,60	0,38	0,34	71,90	4,89	1,90	6244,34	5969,30
	B "UBC OLIMBUS"	9,96	12,88	35,77	0,34	0,31	71,45	4,86	2,11	6269,49	5999,30
	B "EISHO"	11,04	11,43	36,15	0,43	0,38	71,33	4,69	1,99	6263,67	5997,58
	B "CAPE AGNES"	14,61	8,21	40,60	0,66	0,57	72,63	5,02	1,47	6034,62	5743,29
	B "JUBILANT SUCCESS"	11,60	12,10	35,90	0,38	0,34	70,50	4,74	2,10	6122,58	5852,53
	B "SHANDONG PENG CHENG"	10,60	11,60	36,30	0,39	0,35	72,50	4,90	2,30	6377,80	6103,87
	B "HE HUA HAI"	11,03	11,73	36,22	0,54	0,48	73,02	4,93	2,30	6292,85	6016,28

Tabla 8.1- Propiedades del carbón

## 8.7.- INCREMENTO DE QUEMADO DE GHA

El GHA es un combustible que no contiene azufre, es decir, no genera contaminantes del tipo SO<sub>2</sub> al quemarse. Esto supone una ventaja muy importante con respecto al carbón, pero se deben tener en cuenta las limitaciones que presenta este combustible.

En primer lugar, aunque la cantidad de este combustible fuera infinita (hipótesis con la que no se trabajará, ya que es un dato conocido cada mes), no se puede quemar únicamente GHA y conseguir la máxima potencia en el grupo. El caudal de GHA en los grupos está limitada por el fabricante de la caldera. En el caso del grupo 1 el caudal queda limitado a 280.000 Nm<sup>3</sup>/h y, en el grupo 2, a 420.000 Nm<sup>3</sup>/h. Es decir, entre los dos grupos, si no hubiera límite de entrada de GHA, quemarían 700.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Por otro lado, para calcular el porcentaje de energía que se puede generar con GHA, es necesario saber también la potencia térmica de cada grupo. A partir del manual de la caldera, se obtienen los datos necesarios para estos cálculos: el carbón quemado y el poder calorífico inferior de éste. Se exponen en la *Tabla 8.2* los datos de las dos calderas y el valor de la potencia (tanto en BTU/h como en MW térmicos, para poder trabajar con estos valores).

	Grupo 1	Grupo 2
<b>Carbón quemado (lb/h)</b>	414.000	609.000
<b>PCI (BTU/lb)</b>	7.840	7.840
<b>Potencia (BTU/h)</b>	3.245.760.000	4.774.560.000
<b>Potencia (MWt)</b>	951,2	1399,3

Tabla 8.2- Cálculo de potencia según fabricante

Para hacer los cálculos es necesario tener el caudal máximo expuesto anteriormente en MW, al igual que la potencia. Para ello, en primer lugar, se multiplica el caudal de GHA por su P.C.I., que tiene un valor medio de 830 kcal/Nm<sup>3</sup>, obteniendo el resultado en kcal/h. A continuación, ese resultado se multiplica por 1,16·10<sup>-6</sup>, factor de conversión de 1 kcal/h a 1 MW, para obtener la potencia que se obtiene al quemar esa cantidad GHA.

$$\text{Caudal de GHA} \left( \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) \cdot \text{PCI} \left( \frac{\text{kcal}}{\text{Nm}^3} \right) \rightarrow \text{GHA} \left( \frac{\text{kcal}}{\text{h}} \right)$$



$$GHA \frac{kcal}{h} \cdot \frac{1Mw}{1,16^{-6}kcal/h} \rightarrow GHA (MW)$$

Los resultados de estos pasos aparecen en la *Tabla 8.3*.

	<b>GHA máx. (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>GHA (kcal/h)</b>	<b>GHA (MW)</b>
<b>Grupo 1</b>	280000	232400000	270,3
<b>Grupo 2</b>	420000	348600000	405,4

Tabla 8.3- GHA según grupo

Con los datos de las potencias térmicas de los grupos y de la potencia que se obtiene quemando el caudal máximo de GHA, se halla finalmente el porcentaje de energía que se puede obtener de la combustión de GHA.

	<b>Potencia (MWt)</b>	<b>GHA (MW)</b>	<b>% GHA</b>
<b>Grupo 1</b>	951,2	232,7	28,4
<b>Grupo 2</b>	1399,3	347,5	29

Tabla 8.4- Porcentaje de la energía máxima que se puede obtener con GHA

Estos porcentajes serían los válidos si la cantidad de GHA que procede de la factoría fuera de, al menos, 700.000 Nm<sup>3</sup>/h, pero esto no es así.

Los valores medios mensuales del GHA consumido (y por tanto recibido) de la factoría de los últimos tres años y los de los primeros meses de 2018 aparecen recogidos en la *Tabla 8.5*. Sólo se han tenido en cuenta los meses en los que los dos grupos estuvieron activos.

	<b>GHA (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>
<b>2015</b>	275.344.417
<b>2016</b>	275.406.625
<b>2017</b>	311.267.335
<b>2018</b>	297.224.000
<b>Promedio</b>	289.810.594

Tabla 8.5- Consumo histórico de GHA por los grupos 1 y 2

En principio se trabajará con el valor medio. El hecho de considerar la media de los meses de 2018 no es más que por hacer relevancia al aumento de la cantidad de GHA consumida

(y por tanto suministrada por la factoría), que podría considerarse como un valor actual que, al ser mayor, puede interesar de cara a los cálculos.

Haciendo un cambio del caudal mensual promedio a horario, tomando como media de que un mes son 30 días y un día 24 horas, se puede obtener el caudal total que entraría en la central para poder compararlo con los máximos que se pueden introducir en la caldera.

<b>Caudal GHA total procedente de la factoría</b>	
<b>Caudal mensual total (Nm<sup>3</sup>/mes)</b>	289.810.594,00
<b>Caudal diario total (Nm<sup>3</sup>/día)</b>	9.660.353,13
<b>Caudal total (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	402.515

Tabla 8.6- Caudal de GHA procedente de la factoría

Por tanto, el caudal promedio es de 402.515 Nm<sup>3</sup>/h, inferior a los 700.000 Nm<sup>3</sup> que se podrían quemar.

Como ya se explicó, el GHA no emite SO<sub>2</sub> en su combustión, por lo que parece evidente que será mejor opción, de cara a reducir estas emisiones, quemar todo lo posible en el grupo 1, ya que en el 2 hay desulfuradora. Si esto se lleva a cabo, el caudal de GHA quemado en cada grupo y, por tanto, el porcentaje de energía que se puede conseguir quemando GHA, según grupo, quedaría tal y como aparece en la *Tabla 8.7*.

	<b>GHA (Nm<sup>3</sup>/h)</b>	<b>% GHA</b>
<b>Grupo 1</b>	280.000	28,4
<b>Grupo 2</b>	122.515	8,5

Tabla 8.7- GHA quemando el máximo en el grupo 1

Por otro lado, se deben tener en cuenta otra serie de factores que condicionan el rendimiento de la caldera en cuanto al quemado de GHA.

En el grupo 2 existen, ligados a la construcción de la caldera, intercambiadores de calor para el calentamiento del GHA. Los humos de la combustión pasan por el preeconomizador donde calientan un agua que sirve de intermediaria entre los gases de la combustión y los de horno alto. Es decir, los humos de la combustión calientan el agua que sirve para

calentar el GHA. El hecho de que no sean los propios humos los que sirvan de intercambiador, es por el riesgo que se corre por la mezcla de estos. En caso de que se produjera una mezcla de los gases, haría que acabaran humos sucios entrando en la caldera junto con el combustible.

Sin embargo, el grupo 1 no consta de esta construcción. Actualmente, en la empresa se está valorando un acuerdo con la factoría para poder alargar la vida del grupo de estudio 15 años más, quemando sólo GHA junto con gas natural que le serviría de apoyo.

La quema del gas natural solo no se plantea, debido a que se trata de un gas mucho mejor aprovechado en cualquier grupo combinado. El GHA no sirve como combustible por él solo, de hecho, por las características de la caldera sólo se puede quemar GHA cuando se alcanza el mínimo técnico, obtenido a partir de otros combustibles.

## **8.8.- INCORPORACIÓN DEL GAS NATURAL**

El gas natural es un combustible que posee numerosas propiedades que podrían parecer ideales para dar solución al problema planteado. En primer lugar, porque se trata de un combustible que no posee azufre. Esto es así gracias a que, en su extracción, el azufre es separado para utilizarlo con otros fines o simplemente para que el gas natural quede exento de él. Y, por otro lado, el precio de este combustible.

Actualmente en la central ya se quema gas natural, lo que significa que ya está hecha la instalación más importante: la traída de éste. El principal problema reside en el transporte y la manipulación del gas hasta el grupo 1. Como solución más inmediata, y, tomando como consideración que al equipo le queda de vida hasta junio de 2020, se puede plantear la idea de utilizar los quemadores disponibles de GHA para quemar también gas natural. Esto sería posible si, previamente, se realizan las modificaciones oportunas para que los quemadores puedan quemar ambos gases. Para la quema de gas natural en esos quemadores, se tendría que mezclar con aire antes de introducirlos en los quemadores.

El planteamiento sería, más o menos, el indicado en el apartado anterior, quemar todo el GHA disponible para el grupo 1 y, el tiempo restante, quemar gas natural. Es una idea factible en cuanto a capacidad, ya que de gas natural no hay limitación diaria.

No obstante, no se toma como solución única, dada la posibilidad de, finalmente, no aceptarla como tal en la propia central térmica y, por otro lado, de que para ello se debería emplear un tiempo que, en principio, no se tiene, ya que los problemas con las emisiones empezarán antes de lo que terminarían las obras.

### **8.9.- ENERGÍA GENERADA**

A pesar de que, según el plan de negocio propuesto por la compañía, se deberían alcanzar un determinado valor de energía en cada uno de los grupos, se debe considerar la opción de disminuir o modificar los MW producidos en cada grupo.

Es decir, en caso de que sea posible, por la capacidad de cada grupo, se podrían generar menos en el grupo 1, que emite más  $SO_2$  y, a cambio, producir más en los otros dos, que tienen desulfuradora. En caso de no cumplir tampoco así, simplemente se tendría que reducir el total de energía generada.

Esto haría falta si variando los combustibles no dan como resultado una opción que cumpla con las emisiones exigidas.

## 9. Análisis de datos

Para llegar a una solución que no suponga la inversión en la instalación de nuevos equipos (desulfuradora), se debe optimizar el equipo haciendo uso de las siguientes variables: cantidad y tipo de carbón, energía a generar y cantidad de GHA.

El objetivo es calcular la cantidad de SO<sub>2</sub> producido al generar una determinada energía con unos determinados combustibles (en la proporción que sea).

El factor de emisión de SO<sub>2</sub> se puede calcular mediante la siguiente fórmula, de donde se obtienen los g de SO<sub>2</sub> por cada GJ producido.

$$EF_{RSO_2} = 2 \cdot C_{S_{combustible}} \cdot (1 - \alpha_s) \cdot \frac{1}{H_u} \cdot 10^6 \cdot (1 - \eta_{sec} \cdot \beta)$$

Los parámetros que componen la fórmula son:

Parámetros para calcular FE del SO <sub>2</sub>	
% S en carbón	C (%)
Azufre en cenizas	α <sub>s</sub> (%)
PCI bruto	H <sub>u</sub> (MJ/kg)
Rendimiento desulfuradora	η
Coeficiente desulfuradora (disponibilidad)	β

Tabla 9.1- Parámetros de la fórmula

En el caso de las desulfuradoras instaladas en los grupos 2 y 3, el rendimiento es del 90% y el coeficiente β toma el valor de 1, ya que, siempre que están en funcionamiento, la desulfuradora está activa también; nunca se genera energía en estos grupos con la desulfuradora parada.

El PCI y el % de azufre en carbón dependen directamente del carbón utilizado, por lo que serán dos variables muy importantes en este estudio.

Para conocer el valor del azufre en cenizas, se debe tener en cuenta el tipo de caldera que hay en cada grupo. Existen dos posibilidades DBB, *Dry Bottom Boiler*, y WBB, *Wet Bottom Boiler*.

En una DBB, el quemador se dispara en el fondo de la caldera y, debajo del agua, calienta una parte de la caldera. No disponen de tanques de escoria en la zona de garganta del calentador. Los restos ardientes de la base caen hasta los ceniceros de agua en polvo base. Esto se utiliza donde la temperatura de disolución de la escoria es más considerable que en el divisor del calentador, teniendo en cuenta que, generalmente, las condiciones del divisor del calentador seco.

Por otro lado, una WBB es una caldera que contiene un calentador de base húmeda. En ella, la escoria ardiente de base se conserva en estado líquido y se extrae como un fluido. En una WBB el quemador se dispara en el fondo de la caldera y calienta una parte de la caldera encima, en y debajo del agua.

Los valores predeterminados para la retención de azufre en ceniza en calderas de carbón pulverizado son los recogidos en la *Tabla 9.2*.

	Valores para el $\alpha_s$	
	Carbón de hulla	Carbón de lignito
<b>DBB</b>	0.05	0.3
<b>WBB</b>	0.01	

Tabla 9.2- Valores para el  $\alpha_s$

En este caso, los tres grupos constan de una DBB y, en concreto, el carbón que llega a la central es de hulla, por lo que el valor de ese coeficiente será de 0,05.

Una vez calculados los datos de la energía eléctrica neta, en GJ, y el factor de emisión, la cantidad de SO<sub>2</sub> generado es el producto de ambos.

$$t SO_2 = \text{Energía eléctrica neta (GJ)} \cdot \text{Factor emisión } SO_2 \left( \frac{g}{GJ} \right) \cdot 10^{-6}$$

## 9.1.- COMBINACIÓN CARBÓN Y GHA PARA GENERAR LA ENERGÍA PREVISTA

En primer lugar, se tomarán como variables los combustibles. Esto supone que se debe llegar a alguna solución que garantice que se puede generar la energía prevista, ya que, en un principio, se va a respetar. Se trata de ir variando la cantidad y el tipo de combustibles

hasta conseguir cumplir con los requisitos medioambientales. Para ello se tienen, de forma global, dos opciones:

- Obtener la energía sin hacer ningún tipo de cambio en cuanto al carbón y GHA utilizado, siguiendo el procedimiento y las cantidades de los últimos años.
- Hacer una variación en las cantidades de cada combustible, hasta dar con una solución.

En cualquiera de esos casos, como ya se explicó, la energía es constante y es la recogida en el PN.

<b>Energía eléctrica según Plan Negocio (GWh neto)</b>			
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>Periodo 2020</b>
<b>Grupo 1</b>	1.882	1.849	1.233
<b>Grupo 2</b>	3.383	3.741	2.494
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.849	1.233

Tabla 9.3- Energía eléctrica a producir según el PN

Para calcular la energía eléctrica en las unidades necesaria para los cálculos, se debe tener en cuenta el consumo específico de cada grupo. El consumo específico, también conocido como poder calorífico, es la cantidad de calor que entrega una determinada cantidad de un combustible (en kg o m<sup>3</sup>) al oxidarse por completo; es la energía que se desprende de la reacción de la combustión. Para este estudio, se tendrán en cuenta los valores medios de los últimos tres años.

<b>Consumo específico (kcal/kWh neto)</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Grupo 3</b>
<b>2017</b>	2.627	2.634	2.687
<b>2016</b>	2.659	2.623	2.607
<b>2015</b>	2.648	2.522	2.592
<b>Promedio</b>	2.645	2.593	2.629

Tabla 9.4- Consumos específicos de los grupos

Así, se obtiene la energía eléctrica neta en Kcal, tal y como aparece en la *Tabla 9.5*.

<b>Energía térmica neta (Kcal)</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Grupo 3</b>
<b>2018</b>	4,98E+12	8,77E+12	5,05E+12
<b>2019</b>	4,89E+12	9,70E+12	4,86E+12

Tabla 9.5- Energía térmica neta (Kcal)

El último paso es el cambio la energía desde kcal a GJ, necesario para que, al multiplicar por el factor de emisión, estén en las mismas unidades de energía y quede como resultado la cantidad de SO<sub>2</sub> generado. Por ello, se multiplican los valores de la tabla anterior por el factor de conversión de kcal a GJ.

$$1 \text{ kcal} = 4,18 \cdot 10^{-6} \text{ GJ}$$

<b>Energía térmica neta (GJ)</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Grupo 3</b>
<b>2018</b>	2,08E+07	36702545,9	21127813,7
<b>2019</b>	20459712,6	40586527,99	20335933,13

Tabla 9.6- Energía térmica neta (GJ)

En la normativa aparecen reflejados los datos totales de la burbuja de emisiones que no pueden sobrepasar los tres grupos de la compañía. Es por ello por lo que, para poder comparar los resultados de las emisiones con los límites, se evaluarán de forma individual (debido a la diferencia entre los grupos, tanto de equipos como de combustibles que quemar) y se hará la suma de las emisiones totales.

### 9.1.1.- Análisis del escenario actual

En primer lugar, se analizará la situación en caso de que se quiera obtener la energía prevista sin hacer ninguna modificación en las actuaciones actuales de la central.

Por tanto, para este apartado, se debe calcular el FE tomando la media de las propiedades del carbón de los tres últimos años, como se ha hecho hasta ahora con otros parámetros. Las únicas propiedades necesarias, según la fórmula expuesta anteriormente, serían el PCI y el porcentaje de azufre en el carbón.



	S (%)	PCI (MJ/kg)	FE con desulfuradora (g/GJ)	FE sin desulfuradora (g/GJ)
CN	0,8	18	82,829	828,292
CI	0,5	25	23,465	234,651

Tabla 9.7- Cálculo del FE

Con los cálculos del FE y los datos de energía bruta en GJ ya se puede empezar a calcular la cantidad de SO<sub>2</sub> que se producirá al generarlo. Para ello se debe decidir qué cantidad de esa energía se generará gracias a la combustión de carbón (diferenciando entre nacional e importación, debido a la diferencia en sus propiedades) y de GHA.

De cara a los siguientes apartados, se debe tener en cuenta que el reparto de combustibles para generar la energía se hará de forma individual para cada grupo, teniendo en cuenta además que, en el grupo 3 no se quema GHA. Por otro lado, se deben tener en cuenta las limitaciones que presenta el GHA, explicadas en el capítulo *Incremento de quemado de GHA*.

En la hoja de cálculo, se irán cambiando los porcentajes de las energías generadas según el combustible. A medida que se vayan cambiando, se cambiarán automáticamente en los resultados, teniendo que sumar siempre un 100% entre las tres opciones; en caso de que no, dará error en la hoja.

Para empezar, se pondrá el caso medio de las energías generadas los tres últimos años. Se debe tener en cuenta que, aunque se queman varios combustibles, sólo se realizarán los cálculos con los carbones y el GHA. La principal razón de esta decisión es que el fueloil, el gasoil y, ahora, el gas natural en el grupo 2, son combustibles utilizados en los arranques y para encender los quemadores en momento puntuales, no se queman habitualmente para generar energía. Además de esto, los porcentajes son prácticamente nulos en todos los casos.

Los porcentajes de energía generada con cada combustible en cada grupo aparecen reflejados en las siguientes tablas, donde todos los valores de las energías están dados en MWh.

<b>Grupo 1</b>						
<b>Año</b>	<b>CN</b>	<b>CI</b>	<b>FO</b>	<b>GO</b>	<b>GHA</b>	<b>Energía total</b>
<b>2015</b>	0	1628658	313,043	1122,47	404906	2034999
<b>2016</b>	0	1077085	1212,7	1197,76	407104	1486599
<b>2017</b>	15252	1602026	1102,39	1045,5	468632	2088058
<b>Promedio (MWh)</b>	5084	1435923	876	1122	426880	1869886
<b>Porcentaje (%)</b>	0,27	79,79	0,05	0,06	22,83	

Tabla 9.8- Reparto de energías del grupo 1 (MWh)

<b>Grupo 2</b>						
<b>Año</b>	<b>CN</b>	<b>CI</b>	<b>FO</b>	<b>GO</b>	<b>GHA</b>	<b>Energía total</b>
<b>2015</b>	67456	3482628	1445	1756	740759	4294045
<b>2016</b>	14001	1830138	780	2310	414298	2261527
<b>2017</b>	130560	3165033	488	1979	2379574	6397008
<b>Promedio (MWh)</b>	70672	2825933	904	241807	1178210	4317526
<b>Porcentaje (%)</b>	1,73	69,3	0,02	0,05	28,89	

Tabla 9.9- Reparto de energías del grupo 2 (MWh)

<b>Grupo 3</b>						
<b>Año</b>	<b>CN</b>	<b>CI</b>	<b>FO</b>	<b>GO</b>	<b>GHA</b>	<b>Energía total</b>
<b>2015</b>	870505	138384	1956	357	0	1011203
<b>2016</b>	422281	738245	3320	299	0	1164145
<b>2017</b>	314432	1184789	718	116	0	1500055
<b>Promedio (MWh)</b>	535740	687139	1998	257	0	1225134
<b>Porcentaje (%)</b>	43,73	56,09	0,16	0,02	0	

Tabla 9.10- Reparto de energías del grupo 3 (MWh)

Por tanto, con el procedimiento actual de la central, los valores con los que va a calcular los primeros factores de emisión de SO<sub>2</sub> aparecen recogidos en la *Tabla 9.11*. El redondeo de los porcentajes se hace para el caso más desfavorable (ya que, al no tener en cuenta todos los combustibles, la suma total no daría 100%).

<b>Reparto de energía (%)</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Grupo 3</b>
<b>Carbón nacional</b>	0,4	2	44
<b>Carbón importación</b>	76,8	69	56
<b>GHA</b>	22,8	29	0

Tabla 9.11- Reparto inicial de energía

Así, con esa repartición de combustibles, la tabla de energías térmicas brutas se despliega en función de esto en cada grupo y en cada año.

<b>Energía térmica neta s/Grupo y s/combustible (GJ)</b>					
		<b>CN</b>	<b>CI</b>	<b>GHA</b>	
<b>2018</b>	<b>Grupo 1</b>	83.299	15.993.498	4.748.070	
	<b>Grupo 2</b>	734.051	25.324.757	10.643.738	
	<b>Grupo 3</b>	9.296.238	11.831.576	0	
<b>2019</b>	<b>Grupo 1</b>	81.839	15.713.059	4.664.814	
	<b>Grupo 2</b>	811.731	28.004.704	11.770.093	
	<b>Grupo 3</b>	8.947.811	11.388.123	0	
<b>2020</b>	<b>Grupo 1</b>	40.919	7.856.530	2.332.407	
	<b>Grupo 2</b>	405.865	14.002.352	5.885.047	
	<b>Grupo 3</b>	4.473.905	5.694.061	0	

Tabla 9.12- Energía resultante tras repartirla según combustibles

Por tanto, las emisiones generadas por la combustión repartida y desglosada en la Tabla 9.11, darían unos resultados que se pueden observar en la

<b>Toneladas de SO2</b>					
		<b>CN</b>	<b>CI</b>	<b>GHA</b>	<b>TOTAL</b>
<b>2018</b>	<b>Grupo 1</b>	68	6.180	0	6.249
	<b>Grupo 2</b>	60	979	0	1.039
	<b>Grupo 3</b>	764	457	0	1.222
	<b>TOTAL</b>	893	7.616	0	<b>8.509</b>
<b>2019</b>	<b>Grupo 1</b>	67	6.072	0	6.139
	<b>Grupo 2</b>	67	1.082	0	1.149
	<b>Grupo 3</b>	736	440	0	1.176
	<b>TOTAL</b>	870	7.594	0	<b>8.464</b>
<b>2020</b>	<b>Grupo 1</b>	34	3.036	0	3.070
	<b>Grupo 2</b>	33	541	0	574
	<b>Grupo 3</b>	368	220	0	588
	<b>TOTAL</b>	435	3.797	0	<b>4.232</b>

Tabla 9.13- Toneladas de SO2 emitidas, escenario inicial

. En ella aparecen las emisiones totales de cada grupo, cada año y por cada combustible empleado.

		Toneladas de SO <sub>2</sub>			
		CN	CI	GHA	TOTAL
2018	Grupo 1	68	6.180	0	6.249
	Grupo 2	60	979	0	1.039
	Grupo 3	764	457	0	1.222
	<b>TOTAL</b>	<b>893</b>	<b>7.616</b>	<b>0</b>	<b>8.509</b>
2019	Grupo 1	67	6.072	0	6.139
	Grupo 2	67	1.082	0	1.149
	Grupo 3	736	440	0	1.176
	<b>TOTAL</b>	<b>870</b>	<b>7.594</b>	<b>0</b>	<b>8.464</b>
2020	Grupo 1	34	3.036	0	3.070
	Grupo 2	33	541	0	574
	Grupo 3	368	220	0	588
	<b>TOTAL</b>	<b>435</b>	<b>3.797</b>	<b>0</b>	<b>4.232</b>

Tabla 9.13- Toneladas de SO<sub>2</sub> emitidas, escenario inicial

Analizando por separado, y teniendo en cuenta que el objetivo de este trabajo reside en el grupo 1, se observa la diferencia existente entre las toneladas emitidas en esas condiciones y las asignadas para él.

	2019	Periodo 2020
Valores permitidos	1.693	846
Valores estimados	6.139	3.070
% de más	262,6	262,8

Tabla 9.14- Diferencia emisiones, grupo 1, escenario inicial

Como en principio en la normativa se recogen los valores totales de la compañía, para las comprobaciones oportunas, se calculará y se analizará la suma total de las emisiones de los tres grupos.

Diferencia de emisiones según normativa				
	Emitidas sin cambios	Permitidas	Diferencia	% de más
2018	8509	8503	-6	0,1
2019	8464	5763	-2701	46,9
2020	4232	2854	-1378	48,3

Tabla 9.15- Emisiones obtenidas sin hacer cambios, escenario inicial

La diferencia tanto en 2019 como en 2020 se reduce gracias a trabajar con burbujas y no con los grupos de forma individual. No obstante, en los siguientes apartados, y ya que es el grupo que más contamina, se tratará de reducir al máximo las emisiones de este grupo, aunque esto haga que los otros consuman, por ejemplo, más CN que tiene un porcentaje en azufre mayor.

### 9.1.2.- Mejora del escenario actual

El primer paso evidente que se debe dar es destinar todo el GHA posible al grupo 1 y eliminar por completo el CN de su consumo. Por otro lado, se debe comenzar a quemar (al menos en este grupo) un CI que tenga un contenido en azufre inferior al de los valores medios de estos últimos años. Según la *Tabla 8.1*, los carbones con menor contenido en azufre son los procedentes de Rusia, con hasta un 34%.

El principal objetivo es que la burbuja cumpla con las emisiones, pero se debe tratar de que, a pesar de cumplir, el grupo 1 pueda funcionar emitiendo lo mínimo, tratando de conseguir emitir como mucho, lo esperado para él.

A partir de la tabla dicha, se analizan los efectos de cambiar el carbón de importación al que más bajo contenido en azufre tiene, el "UBC OLIMBUS". Se trata de un carbón ruso que llega en barco hasta pocos kilómetros de la central, con un contenido en azufre del 34% y un PCI de 5999,3 kcal/kg. Se trata de unos valores tan buenos para un carbón, que los resultados mejoran significativamente.

		Toneladas de SO <sub>2</sub>			
		CN	CI	GHA	TOTAL
2018	Grupo 1	69	3.753	0	3.822
	Grupo 2	61	594	0	655
	Grupo 3	770	278	0	1.048
	<b>TOTAL</b>	900	4.625	0	<b>5.525</b>
2019	Grupo 1	68	3.687	0	3.755
	Grupo 2	67	657	0	724
	Grupo 3	741	267	0	1.008
	<b>TOTAL</b>	876	4.611	0	<b>5.488</b>
2020	Grupo 1	34	1.844	0	1.877
	Grupo 2	34	329	0	362
	Grupo 3	371	134	0	504
	<b>TOTAL</b>	438	2.306	0	<b>2.744</b>

Tabla 9.16- Toneladas de SO<sub>2</sub> emitidas, escenario 1.1

Las toneladas emitidas se reducen notablemente. Lo que indica que el hecho de cambiar el tipo de carbón de importación ya lleva a la empresa a una solución válida.

Tal y como se refleja en la *Tabla 9.17*, el equipo de estudio, a pesar de reducir las emisiones, no cumpliría la norma en estas condiciones tampoco. Sin embargo, en la *Tabla 9.18*, se puede observar que, de forma global, la compañía si estaría dentro de los límites de la normativa.

	2019	Periodo 2020
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	3.755	1.877
<b>% de más</b>	121,8	121,9

Tabla 9.17- Diferencia emisiones, grupo 1, escenario 1.1

Diferencia de emisiones según normativa			
	Emitidas sin cambios	Permitidas	Diferencia
<b>2018</b>	5525	8503	2978
<b>2019</b>	5488	5763	275
<b>2020</b>	2744	2854	110

Tabla 9.18- Emisiones escenario 1.1

Para tratar de conseguir que el grupo de estudio cumpla con la normativa asignada de forma individual, se pasará a lo dicho al inicio de este capítulo: aprovechar todo el GHA que sea posible y reducir a 0 el carbón nacional consumido.

### 9.1.3.- Reducción de las emisiones del grupo

Aprovechar todo el GHA disponible implica cumplir con los valores recogidos en el capítulo *Alternativas de mejora*. Como resumen de ese capítulo, los valores que se deben considerar para una posible solución son los recogidos en la *Tabla 9.19*, donde se recoge el valor máximo que puede quemar el grupo 1.

	GHA (Nm <sup>3</sup> /h)	% GHA
<b>Grupo 1</b>	280.000	28,4
<b>Grupo 2</b>	122.515	8,5

Tabla 9.19- Valores de GHA para cada grupo

Además de esto, se eliminará por completo la quema del carbón nacional del grupo 1 y, el porcentaje restante de energía, para ambos grupos, se destinará a carbón de importación.

Con todas estas modificaciones, el escenario toma ahora los resultados que se exponen a continuación.

	Diferencia de emisiones según normativa			
	Emitidas sin cambios	Permitidas	Diferencia con E2.2	Diferencia con E2.1
<b>2018</b>	5378	8503	3125	2978
<b>2019</b>	5365	5763	398	275
<b>2020</b>	2683	2854	171	110

Tabla 9.20- Emisiones escenario 1.2

Los resultados globales son mejores, pero, en cuanto al grupo 1 de forma individual, los resultados, recogidos en la *Tabla 9.21*, siguen muy alejados del objetivo.

	2019	Periodo 2020
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	3.437	1.719
<b>% de más</b>	103	103,2

Tabla 9.21- Emisiones del grupo 1 en el escenario 1.2

En este escenario se dedicó todo el GHA posible al grupo 1 y sólo se consideró carbón de importación, en concreto el ruso con menor contenido en azufre de todos. Teniendo en cuenta que es la máxima optimización de combustibles que se puede realizar en este grupo, se puede concluir con que, para cumplir con los objetivos de la norma impuesta (de forma individual), cabrían dos opciones:

- Invertir en el equipo. Llevando a cabo un proyecto de instalación de un nuevo equipo auxiliar, bien para comenzar a quemar otro combustible, como gas natural, o ya inversiones de mayor importancia económica, como la instalación de una desulfuradora.
- Generar menos energía de la prevista por la empresa. De esta forma, al estar menos tiempo en funcionamiento se reducirían las emisiones totales producidas. Las horas de diferencia, para que de forma global la empresa produzca tantas como tenía previsto, se reparten entre los otros dos grupos.

Por tanto, según las restricciones impuestas por la compañía, se estudiará la segunda opción más adelante.

## 9.2.- COMBINACIÓN DE CARBÓN Y GHA REDUCIENDO LA ENERGÍA GENERADA

En este nuevo apartado, se plantea la posibilidad de que la compañía no genere las energías previstas, al menos tal y como había planteado. Es decir, que se plantea la posibilidad de hacer una redistribución de la energía, haciendo que los grupos 2 y 3, los cuales emiten menos contaminantes por los quipos que tienen asociados, produzcan más energía.



Para el análisis de este apartado, se parte del considerado inicialmente, donde los resultados obtenidos aparecen resumidos en la *Tabla 9.22*.

Resumen situación actual							
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Total	Emisiones sin cambios	Permitidas	Diferencia
<b>2018</b>	1.882	3.383	1.921	7.186	8.509	8503	-6
<b>2019</b>	1.849	3.741	1.849	7.439	8.464	5763	-2701
<b>2020</b>	925	1.871	925	3.720	4.232	2854	-1378

Tabla 9.22- Resumen del escenario inicial

Con los combustibles que se queman actualmente, se procede a hacer como en el capítulo anterior; conseguir reducir las emisiones haciendo cambios sólo en lo que respecta al capítulo. Es decir, ahora la variable sólo será la cantidad de energía generada.

Para hacer los cambios de energía, se debe tener en cuenta la máxima energía que puede producir cada grupo. Para ello, se tomarán los datos de la *Tabla 9.9* y la *Tabla 9.10* donde aparece el total de energía generado cada año, siendo en 2017 el máximo en todos los casos. Se considerará como el valor máximo de energía que puede producir cada grupo salvo en el caso del grupo 3, donde cada año (por restricciones de mercado) produce menos de lo que puede. Es la razón por la cual, a pesar de producir hasta, mínimo, 1.921 MW que se prevén para el 2018, en ninguno de los tres últimos años pasó de 1.500 GWh. Por tanto, de todos los datos que se tienen, se considerarán como valores límite de cada grupo los máximos vistos durante los tres últimos años.

	Energía máxima	PN 2018	PN 2019	PN Periodo 2020
<b>Grupo 1</b>	2.088	1.882	1.849	1.233
<b>Grupo 2</b>	5.678	3.383	3.741	2.494
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.921	1.849	1.233

Tabla 9.23- Energía máxima y prevista para cada grupo (GWh)

Por tanto, toda la energía que se decida no producir en el grupo 1, pasará a producirse en el grupo 2, que tiene una capacidad mayor a la que necesita (según el PN).

### 9.2.1.- Grupo 1 no genera energía

El caso más extremo de redistribución de energía sería el de que el grupo 2 absorbiera toda la responsabilidad de producir la energía total de ambos grupos.

<b>Energía eléctrica con el grupo 1 parado (GWh neto)</b>			
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Grupo 1</b>	0	0	0
<b>Grupo 2</b>	5.265	5.590	2.796
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.849	925

Tabla 9.24- Energía eléctrica a producir si el grupo 1 está parado, escenario 2.1

Con las condiciones iniciales de combustibles, los resultados de las emisiones totales son las que aparecen en la *Tabla 9.25*. A pesar de que es una forma de cumplir con la normativa, este escenario no cumple con el objetivo principal que busca este trabajo; conseguir que el grupo 1 siga en funcionamiento.

<b>Emisiones con el grupo 1 parado</b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	2839	8503	5664
<b>2019</b>	2893	5763	2870
<b>2020</b>	1446	2854	1408

Tabla 9.25- Emisiones con el grupo 1 parado, escenario 2.1

Aunque los resultados de esta situación parezcan viables de cara a la normativa, además de no cumplir con el objetivo principal, guarda una razón muy importante que no la hace una solución viable.

Se sabe que el grupo 2, por datos históricos, puede llegar a producir tanta energía que podría dar sombra al grupo 1. Pero la producción de energía eléctrica no es algo tan simple. Por un lado, la energía se debe producir cuando hay demanda de ésta, no es posible producir energía y guardarla para cuando aumenta la demanda. Y, por otro lado, todos los grupos presentan a lo largo del año diferentes averías, paradas por revisiones, etc. Esto quiere decir que, en numerosas ocasiones ambos grupos tienen que estar en funcionamiento para cumplir con la demanda, otras veces el grupo 2 está parado por avería y el grupo 1 tiene que responder al mercado, etc.

Los problemas que se plantean son numerosos y de diferente resolución, pero se puede concluir con que, a pesar de los números, teóricamente válidos, la solución no es viable.

### 9.2.2.- Grupo 1 produciendo menos de lo previsto

En este nuevo escenario, se plantea la posibilidad de que el grupo 1 funcione, aunque menos, para poder producir energía cumpliendo con la normativa. Se plantea llegar a una solución produciendo la mitad de lo esperado.

Así, la energía para cada grupo quedaría como se expone en la *Tabla 9.26*.

<b>Energía eléctrica (GWh)</b>			
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<b>Grupo 1</b>	941	925	462
<b>Grupo 2</b>	4.324	4.666	2.333
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.849	925

Tabla 9.26- Energía eléctrica a producir, escenario 2.2

Con este nuevo planteamiento, los resultados, recogidos en la *Tabla 9.27*, son favorables de forma global. Producir más energía en el grupo 1, al menos durante los años 2019 y 2020 harían que prácticamente no se cumpliera con la normativa. Por tanto, esta sería de nuevo una solución válida de cara al cumplimiento de la burbuja de la normativa.

<b>Emisiones totales de SO<sub>2</sub></b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	5674	8503	2829
<b>2019</b>	5678	5763	85
<b>2020</b>	2839	2854	15

Tabla 9.27- Diferencia de emisiones según la normativa, escenario 2.2

El problema que se plantea, al igual que ocurría en apartados anteriores donde también se cumplía con la normativa, es que, aunque la compañía cumple con la burbuja, los resultados de forma individual para el grupo de estudio son los siguientes:

	2019	Periodo 2020
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	3.070	1.535
<b>% de más</b>	81,3	81,4

Tabla 9.28- Emisiones del grupo 1, escenario 2.2

Para tratar de llegar a una solución en la que tanto la compañía como el grupo, de forma individual, cumplan con todos los objetivos de la normativa, se debe hacer una combinación de las soluciones que se han encontrado viables (de cara a cumplir con la burbuja).

### 9.3.- COMBINACIÓN DE ALTERNATIVAS

En los apartados anteriores, se encontraron en total tres soluciones que hacen que la compañía cumpla con la burbuja de la normativa.

#### 9.3.1.- Combinación completa de las alternativas

En este nuevo apartado se estudian dos de las alternativas que resultaron viables en los de forma conjunta, pertenecientes a los escenarios 1.2 y 2.2. El hecho de escoger el apartado 1.2 y no el 1.1 es porque, en esta ocasión, se busca obtener el cumplimiento de la normativa sólo por parte del grupo 1, y en el escenario 1.2 está más cerca de conseguirlo.

Por tanto, la idea es que, con el tipo y la proporción de combustibles asignadas en el escenario 1.2, el grupo 1 produzca la energía considerada en el escenario 2.2. Esta información aparece de forma más resumida y clara a continuación.

Los grupos, producirán la energía expuesta en la *Tabla 9.29*.

	Energía eléctrica (GWh)		
	2018	2019	2020
<b>Grupo 1</b>	941	925	462
<b>Grupo 2</b>	4.324	4.666	2.333
<b>Grupo 3</b>	1.921	1.849	925

Tabla 9.29- Energía a producir, escenario 3.1

Para producir esta energía, se considerará que el grupo 1 sólo quemará carbón de importación, en concreto el que más bajo contenido en azufre tiene, el "UBC OLIMBUS". Se trata de un carbón ruso que, como se explicó, llega en barco hasta pocos kilómetros de la central, y posee un contenido en azufre del 34% y un PCI de 5999,3 kcal/kg. No obstante, todo el carbón de importación considerado para los otros dos grupos también es este.

Por otro lado, se considera que el grupo 1 pasa a quemar todo el GHA disponible en la central y posible para el grupo, según las condiciones de la caldera, explicadas en capítulos anteriores.

Con todo esto, el reparto de energía considerado aparece en la *Tabla 9.30*.

<b>Reparto de energía (%)</b>			
	<b>Grupo 1</b>	<b>Grupo 2</b>	<b>Grupo 3</b>
<b>Carbón nacional</b>	0	2	44
<b>Carbón importación</b>	71,6	89,5	56
<b>GHA</b>	28,4	8,5	0

Tabla 9.30- Reparto de energía, escenario 3.1

Los resultados que se obtienen de estas dos combinaciones cambian significativamente la situación.

<b>Diferencia de emisiones según normativa</b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	3860	8503	4643
<b>2019</b>	3874	5763	1889
<b>2020</b>	1937	2854	917

Tabla 9.31- Valores de las emisiones totales, escenario 3.1

Por supuesto y, tal y como se esperaba, los valores de forma global, es decir, la burbuja, cumple con la norma. Pero lo importante de este escenario se recoge en la siguiente tabla, donde aparecen resumidos los valores de las emisiones del grupo 1, de forma individual, *Tabla 9.32*.

	2019	Periodo 2020
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	1.719	859
<b>% de más</b>	1,5	1,6

Tabla 9.32- Emisiones del grupo 1, escenario 3.1

Por primera vez el grupo 1 está muy cerca de cumplir con los objetivos. Sólo un 1,5% en el año 2019 y un 1,6% en el 2020 por encima de lo permitido. Esto quiere decir que, con este nuevo escenario, además de cumplir con la burbuja se estaría prácticamente cumpliendo con las emisiones del grupo 1.

### 9.3.2.- Combinación de las alternativas con modificaciones

Para llegar a un 0% absoluto, bastaría con que produjera menos energía de la ya considerada. Es decir, que las emisiones permitidas fueran igual a las emitidas.

Para conseguir esto, se proceder haciendo los cálculos en el orden inverso a como se hicieron hasta ahora.

$$\text{Valores permitidos} = \text{Energía térmica neta (CI)} * FE$$

De donde FE depende del carbón, por tanto, se modificará la energía. Esta energía es la destinada a producirse con CI, que corresponde a la diferencia entre el total (100%) y la máxima que se puede producir con GHA (28,4%).

Luego:

$$\text{Energía térmica (CI)} = \frac{1.693 (t) \cdot 10^6}{234,651 \left(\frac{g}{GJ}\right)} = 7214970,318 GJ$$

Esta es la energía térmica que producirá el grupo quemando CI (71,6%), por tanto, la total es 10076774,19 GJ.

Se procede entonces a modificar la energía térmica neta, dependiente de la energía eléctrica inicial.

$$\frac{\text{Energía térmica (GJ)}}{4,18 \cdot 10^{-6}} \rightarrow \text{Energía } t \text{ (kcal)} = \frac{10076774,19 \text{ GJ}}{4,18 \cdot 10^{-6}} = 2,41 \cdot 10^{12} \text{ kcal}$$

Por último, y considerando, al igual que al principio, un consumo específico medio de 2.645 kcal/kWh neto:

$$\frac{\text{Energía térmica (kcal)}}{\text{Consumo específico } \left(\frac{\text{kcal}}{\text{GWh}}\right)} \rightarrow \text{Energía eléctrica (GWh)}$$

Es decir, que finalmente:

$$\text{Energía eléctrica (GWh)} = \frac{2,41 \cdot 10^{12}}{2.645 \frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \cdot 10^6} = 910,7 \text{ GWh}$$

Realizando los mismos pasos para el año 2020, darían como resultado los valores recogidos en la *Tabla 9.33*, donde se recogen los valores de forma resumida para los dos años.

	2019	2020
<b>Energía térmica (GJ)</b>	1,01E+07	5,04E+06
<b>Energía térmica kcal</b>	2,41E+12	1,20E+12
<b>Energía eléctrica (GWh)</b>	<b>910,7</b>	<b>455,1</b>
<b>% producido del escenario 2.2</b>	<b>98,5</b>	<b>98,4</b>
<b>% producido según previsto inicialmente</b>	<b>49,25</b>	<b>49,22</b>

Tabla 9.33- Resumen de cálculos de la energía eléctrica a producir, escenario 3.2

Con estas consideraciones, se pasaría a producir prácticamente la mitad de lo considerado en el PN expuesto inicialmente, pero se cumplirían todos los objetivos planteados a lo largo de este trabajo.

El grupo podría funcionar durante todos los próximos años sin hacer ningún tipo de obra civil o inversiones de nuevos equipos. El único cambio que debe llevarse a cabo es el de la mezcla de combustibles junto con una rebaja de producción eléctrica.

## 10. Conclusiones

La problemática medioambiental que se está viviendo, especialmente, en los últimos años ha llevado a establecer unos niveles más estrictos en cuanto a la emisión de contaminantes.

Este trabajo está fundamentado en una compañía eléctrica, la cual tiene generación de energía en diversas plantas, que se encuentra en un problema de cara a los contaminantes que emite uno de sus grupos térmicos, en concreto del  $\text{SO}_2$ .

En concreto, se estudia un grupo que forma parte de un conjunto de 3 equipos en total, de los cuales, sólo estudiado no posee desulfuradora. Los valores que establece la normativa engloban las emisiones de los tres grupos en un total al que llaman burbuja.

El objetivo principal de este trabajo es conseguir no superar esos valores límite durante los años 2018, 2019 y 2020. Como objetivo secundario está el de conseguir que, de forma individual, el grupo de estudio, grupo 1, no supere los límites asignados esos años para él.

A lo largo del documento se ha ido explicando el proceso llevado a cabo para llegar a algún escenario que solucione el problema planteado. Se han encontrado varias alternativas que podrían solucionar el problema.

Por un lado, están las soluciones que implican algún tipo de inversión en el grupo, donde entrarían la mejora del combustible, la eliminación del azufre (en cualquiera de sus tres fases: antes, durante y después de su combustión) o la incorporación del gas natural como nuevo combustible.

Por otro lado, las otras dos opciones, desarrolladas en el capítulo *Análisis de datos*, ofrecen soluciones donde el grupo sufre alguna modificación pero que no implica la instalación de ningún equipo auxiliar ni requiere inversiones.

La razón por la cual el trabajo trata de encontrar soluciones donde no intervengan inversiones ni instalación de equipos es puramente empresarial; la compañía descarta invertir en el grupo ya que considera que ya se ha amortizado a lo largo de los años.



Además, se debe tener en cuenta que, para instalar cualquier equipo adicional, haría falta hacer una inversión de tiempo, algo que ya no se posee debido a que 2018 es el año que está transcurriendo ya.

Bajo este contexto, se plantearon desde el principio dos alternativas:

1. Generar la energía prevista haciendo una modificación en los combustibles (tipo y cantidad).
2. Generar menos energía en el grupo 1, haciendo que el resto de grupos asumiera esta labor. En este apartado no se modificaría la situación actual (en cuanto a qué combustibles quemar y de qué tipo).

De ambas propuestas se obtuvieron soluciones viables.

### **10.1.- SOLUCIÓN 1, CAMBIO EN LOS COMBUSTIBLES**

En primer lugar, de la primera propuesta se obtuvo una solución donde, además de cumplir con la normativa, en cuanto a la burbuja de emisiones, el grupo 1 producía la mínima cantidad de SO<sub>2</sub> posible generando la energía prevista.

Para ello:

- Se introdujo el carbón de importación con menor porcentaje de carbón de todos los disponibles.
- Se comenzó a quemar la máxima cantidad de GHA que admite el grupo 1.
- Se dejó de quemar carbón nacional en el grupo 1.

Los resultados de esta propuesta aparecen reflejados en la *Tabla 10.1*.

<b>Emisiones – burbuja. Escenario 2.2</b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	5378	8503	3125
<b>2019</b>	5365	5763	398
<b>2020</b>	2683	2854	171

Tabla 10.1- Emisiones totales, escenario 1.2

Con este escenario, los resultados de las emisiones que, de forma individual, emite el grupo de estudio aparecen recogidas en la *Tabla 10.2*.

	<b>2019</b>	<b>Periodo 2020</b>
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	3.437	1.719
<b>% de más</b>	103	103,2

Tabla 10.2- Emisiones del grupo 1, escenario 1.2

## 10.2.- SOLUCIÓN 2, CAMBIO EN LA ENERGÍA GENERADA

Por otro lado, se analizó la posibilidad de no hacer ningún tipo de cambio en las actuaciones actuales de la central (con respecto a los combustibles) y hacer una redistribución de la energía que está prevista generar.

En primer lugar, se planteó que el grupo 1 no generara energía. Teóricamente era factible, ya que el grupo 2 está preparado para generar la energía que totaliza la de los dos grupos. Los resultados, de cara a las emisiones, también fueron favorables.

<b>Emisiones con grupo 1 parado</b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	2839	8503	5664
<b>2019</b>	2893	5763	2870
<b>2020</b>	1446	2854	1408

Tabla 10.3- Emisiones totales con el grupo 1 parado, escenario 2.1

El problema que se plantea con este escenario es técnico. Como se explicó, por un lado, la demanda de energía no es algo constante y, por otro lado, la producción de energía está ligada directamente a la demanda de ésta. La energía no se puede guardar; no es posible

generarla para cuando sea necesaria. Por otro lado, los grupos sufren averías y requieren paradas. Esto quiere decir que, en momentos puntuales, la generación de energía puede ser necesaria debido, por ejemplo, a un pico de demanda, y el hecho de que sólo uno de los grupos esté disponible puede dar lugar a no cumplir con esa generación. Es por ello por lo que es preferible que ambos grupos estén en funcionamiento, para, por ejemplo, parar el grupo 2 en una bajada de demanda que pueda cubrir el grupo 1, para hacer algún tipo de reparación. Algo muy común en las centrales térmicas.

Estas razones llevan a plantear otro tipo de escenario, donde el grupo 1 genera menos de lo previsto, pero no queda parado. Así, se plantea que el grupo 1 pase a producir la mitad de lo previsto y que, el resto, lo genere el grupo 2.

<b>Emisiones totales de SO<sub>2</sub></b>			
	<b>Emitidas sin cambios</b>	<b>Permitidas</b>	<b>Diferencia</b>
<b>2018</b>	5674	8503	2829
<b>2019</b>	5678	5763	85
<b>2020</b>	2839	2854	15

Tabla 10.4- Emisiones totales, escenario 2.2

Con este escenario se llega a una nueva solución válida, donde se cumplen los límites de la burbuja. De nuevo, se estudia de forma individual el grupo 1 y se obtienen los valores de la *Tabla 10.5*.

	<b>2019</b>	<b>Periodo 2020</b>
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	3.070	1.535
<b>% de más</b>	81,3	81,4

Tabla 10.5- Emisiones del grupo 1, escenario 2.2

Al igual que en el escenario 1.2, los límites totales, la burbuja, se cumplen, pero no de forma individual para el grupo 1.

### 10.3.- SOLUCIÓN 3, COMBINACIÓN DE PROPUESTAS

Para llegar a una solución favorable para el grupo 1, de forma individual, se propuso hacer un combinado de las dos soluciones que se habían dado por válidas. Así, se estudió un nuevo escenario donde se queman los combustibles propuestos en el escenario 1.2 para producir la energía que se propuso en el escenario 2.2.

Los resultados de las emisiones del grupo 1, son los recogidos en la *Tabla 10.6*.

	2019	Periodo 2020
<b>Valores permitidos</b>	1.693	846
<b>Valores emitidos</b>	1.719	859
<b>% de más</b>	1,5	1,6

Tabla 10.6- Emisiones del grupo 1, escenario 3.1

A pesar de encontrarse en el escenario más próximo, en cuanto a emisiones del grupo 1, de los vistos hasta ahora, no cumple 100% la normativa. Es por ello por lo que se plantea calcular, en estas condiciones de combustión, la energía eléctrica que puede producir el grupo para llegar a tener una diferencia de 0 emisiones.

Tras hacer los cálculos correspondientes, los resultados obtenidos de la energía eléctrica que debe producir el grupo 1 para poder cumplir con la normativa, aparecen en la

	2019	2020
<b>Energía eléctrica (GWh)</b>	910,7	455,1
<b>% producido respecto al escenario 2.2</b>	98,5	98,4
<b>% producido respecto a lo previsto inicialmente</b>	49,25	49,22

Tabla 10.7- Energía eléctrica a producir por el grupo 1, escenario 3.2

### 10.4.- RESUMEN

Tras estas tres soluciones viables planteadas, decidir cuál de ellas es la óptima depende exclusivamente de la empresa.

Por un lado, se tiene una solución en la que se genera toda la energía prevista en cada grupo, a cambio de contaminar más que si no la produjeran, aunque menos de lo que establece la burbuja gracias a utilizar diferentes combustibles.

Por otro lado, se plantea que se cumpla la normativa con los combustibles usados como hasta ahora, pero produciendo menos energía de la prevista en el grupo 1, pasando a generarla el grupo 2.

Y, por último, se plantea la posibilidad de que el grupo 1 genere menos energía de la prevista (pasando a generar la restante el grupo 2) y que, para generarla, utilice los combustibles en las proporciones planteadas en el primer escenario. Esta solución permite al grupo 1 producir energía hasta llegar al límite de sus emisiones, lo que supone, de los tres escenarios, el menos contaminante.

# 11. Bibliografía

## 11.1.- DOCUMENTOS Y MANUALES

Calefacción, D. T. (n.d.). Cálculo de rendimientos de las calderas e instalaciones Prevención contra las condensaciones y corrosión del agua, 111–122.

Energ, I. I. I. P. (2015). Combustibles de biomasa Tipos y características III Plan Energético de Navarra horizonte 2020.

Energy, C. I. N., & Industries, T. (n.d.). Combustion in energy and transformation industries.

Industria, D. E., & Comercio, Y. (n.d.). *Biomasa*.

Presidencia, M. D. E. L. A. (2017). Boletín oficial del estado.

Prevenci, S., & Integrados, C. (n.d.). Documento BREF.

Manuales de operación internos de la compañía.

Datos y otros documentos internos de la compañía.

## 11.2.- PÁGINAS WEB

bp.com. (2017). Natural Gas Reserves. [online] Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas/natural-gas-reserves.html>. (Último acceso mayo 2018)

Carbon-unilibre.webnode.com.co. (2014). Clasificación del carbon :: EL CARBON. [online] Disponible en: <https://carbon-unilibre.webnode.com.co/clasificacion/tipos-de-carbon/>. (Último acceso mayo 2018)

Ecured.cu. (2018). Fuel Oil - EcuRed. [online] Disponible en: [https://www.ecured.cu/Fuel\\_Oil](https://www.ecured.cu/Fuel_Oil). (Último acceso abril 2018)

Ecured.cu. (n.d.). Carbón - EcuRed. [online] Disponible en: <http://www.ecured.cu/index.php/Carb%C3%B3n>. (Último acceso abril 2018)

Ecured.cu. (n.d.). Combustible. [online] Disponible en:  
<https://www.ecured.cu/Combustible>. (Último acceso abril 2018)

Energías Renovables. (n.d.). Eficiencia Renovable invertirá en proyectos de biomasa en 10 hoteles - Energías Renovables. [online] Disponible en:  
<https://www.eficiencia renovable.com/eficiencia-renovable-invertira-en-proyectos-de-biomasa-en-10-hoteles/>. (Último acceso mayo 2018)

Es.slideshare.net. (2014). Propiedades Químicas y Físicas del carbon. [online] Disponible en: <https://es.slideshare.net/Manuel19962014/propiedades-quimicas-y-fisicas-del-carbon>. (Último acceso mayo 2018)

Fenercom.com. (n.d.). Guía Básica de la Generación Distribuida. [online] Disponible en: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>. (Último acceso mayo 2018)

Mapama.gob.es. (n.d.). Grandes Instalaciones de Combustión. GIC. [online] Disponible en: <http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/medio-ambiente-industrial/prevencion-y-control-integrados-de-la-contaminacion-ippc/grandes-instalaciones-combustion/default.aspx>. (Último acceso mayo 2018)

Rincón Educativo. (n.d.). Prospección y extracción de gas natural. [online] Disponible en: <http://www.rinconeducativo.org/es/recursos-educativos/prospeccion-y-extraccion-de-gas-natural>. (Último acceso mayo 2018)

Rocas y Minerales. (n.d.). Carbón | Qué es, características, clasificación, tipos, aplicaciones y usos. [online] Disponible en: <https://www.rocasyminales.net/carbon/>. (Último acceso mayo 2018)

Servicios.infoleg.gob.ar. (2006). Secretaría de Energía. [online] Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/119840/texact.htm>. (Último acceso junio 2018)

Sociedad, E. (n.d.). Reservas, extracción y producción | Energía y Sociedad. [online] Energiaysociedad.es. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-2-reservas-extraccion-y-produccion/>. (Último acceso mayo 2018)

Textoscientificos.com. (2018). Combustibles líquidos IV. Gasóleos y fuelóleos | Textos Científicos. [online] Disponible en: <https://www.textoscientificos.com/energia/combustibles/gasoil-fueloil>. (Último acceso abril 2018)

Unesa.es. (n.d.). UNESA - Central térmica convencional de carbón. [online] Disponible en: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1351-central-termica>. (Último acceso mayo 2018)