



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

Trabajo Fin de Máster

CURSO 2018/2019

*ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA ADAPTACIÓN DE LA
CENTRAL TÉRMICA DE AS PONTES PARA LA
PRODUCCIÓN CON BIOMASA*

Máster en Ingeniería Industrial

ALUMNA/O

David Vázquez Rodríguez

TUTORAS/ES

María Isabel Lamas Galdo

Pablo Rodríguez López

FECHA

Septiembre 2019

Resumen

Estudio de viabilidad de la adaptación de la Central Térmica de As Pontes para la producción con biomasa

La tendencia a la descarbonización, el precio de los Derechos de Emisión de CO₂ en máximos históricos y sin previsiones de bajada, unidos a la caída del precio del gas natural han conseguido desplazar al carbón de la generación eléctrica en España.

El objetivo de este trabajo es determinar la influencia de sustituir un porcentaje de carbón por biomasa sobre el comportamiento de una central térmica diseñada para el uso exclusivo de carbón pulverizado. Las biomásas objeto de este estudio, pellets de madera y lodos de depuradora, se consideran neutras en emisiones de CO₂, por lo que además de obtener una mayor producción y más responsable con el medioambiente, se reducen los costes derivados de la emisión de estos gases. En el caso de la valorización energética de los lodos de depuradora, se persigue también ofrecer una salida sostenible a estos residuos, evitando su deposición en vertedero y promoviendo el empleo local, así como desarrollar iniciativas de economía circular.

En definitiva, este estudio pretende ser el punto de partida para ofrecer a la Central Térmica de As Pontes una continuidad a largo plazo en su proceso productivo, definiendo un mix de combustión competitivo y sostenible.

Resumo

Estudo de viabilidade da adaptación da Central Térmica de As Pontes para a produción con biomasa

A tendencia á descarbonización, o prezo dos Dereitos de Emisión de CO₂ en máximos históricos e sen previsións de baixada, ligados á caída do prezo do gas natural, conseguiron desplazar ao carbón da xeración eléctrica en España.

O obxectivo de este estudo é determinar a influencia de substituír unha porcentaxe de carbón por biomasa sobre o comportamento dunha central térmica deseñada para o emprego exclusivo de carbón pulverizado. As biomosas obxecto deste estudo, pellets de madeira e lodos de depuradora, considéranse neutras en emisións de CO₂, polo que ademais de obter unha maior produción e máis responsable co medioambiente, redúcense os costes derivados da emisión destes gases. No caso da valorización enerxética dos lodos de depuradora, perséguese tamén ofrecer unha saída sostible a estes residuos, evitando a súa deposición en vertedeiro e promovendo o emprego local, así como desenvolver iniciativas de economía circular.

En definitiva, este estudo pretende ser o punto de partida para ofrecer á Central Térmica de As Pontes unha continuidade a longo prazo no seu proceso productivo, definindo un mix de combustión competitivo e sostible.

Abstract

Feasibility study of the adaptation of As Pontes Power Plant for biomass production

The tendency to decarbonization, the price of the CO₂ Emission Rights in historical maximums and without downward forecasts, together with the natural gas price fall have managed to displace coal from electricity generation in Spain.

The objective of this thesis is to determine the influence of substituting a percentage of coal for biomass on the behavior of a thermal power plant designed for the exclusive use of pulverized coal. The biomass studied in this study, wood pellets and sewage sludge, are considered neutral in CO₂ emissions, so in addition to obtaining greater production and more responsible with the environment, it seeks to reduce the costs derived from the emission of these gases. Furthermore, in the case of the energy recovery of sewage sludge, it is also sought to offer a sustainable exit to these wastes, avoiding their disposal in landfill and promoting the local economy and employment, as well as developing circular economy initiatives.

In conclusion, the present study aims to be the starting point to offer to As Pontes Power Plant a long-term continuity in its production process, defining a competitive and sustainable combustion mix.



UNIVERSIDADE DA CORUÑA



Escola Politécnica Superior

**TRABAJO FIN DE MÁSTER
CURSO 2018/2019**

*ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA ADAPTACIÓN DE
LA CENTRAL TÉRMICA DE AS PONTES PARA LA
PRODUCCIÓN CON BIOMASA*

Máster en Ingeniería Industrial

Documento

MEMORIA

Índice de contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. Contexto energético.....	19
1.2. Panorama energético europeo.....	21
1.3. Sistema eléctrico español.....	22
1.4. Marco regulatorio. Políticas y medidas.....	26
1.5. Precio de la electricidad y Derechos de Emisión de CO ₂	29
2. BIOMASA Y BIOCOMBUSTIBLES.....	33
2.1. Clasificación de los biocombustibles.....	33
2.2. Ventajas e inconvenientes de la biomasa.....	34
2.3. Certificaciones de sostenibilidad de la biomasa.....	36
2.4. Transformación de la biomasa en energía.....	37
2.4.1. Gasificación de la biomasa.....	37
2.4.2. Torrefacción de biomasa.....	38
3. CO-COMBUSTIÓN EN UNA CENTRAL TÉRMICA.....	40
3.1. Tipos de co-combustión.....	40
3.2. Elección del tipo de co-combustión.....	42
3.3. Influencia de la co-combustión directa en centrales térmicas.....	42
3.3.1. Emisiones de la planta.....	42
3.3.2. Comportamiento de la planta.....	44
3.4. Posibles subsidios a la co-combustión de biomasa.....	48
3.5. Experiencias de co-combustión de biomasa.....	49
3.6. Co-combustión en la Central Térmica de As Pontes.....	51
4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE AS PONTES.....	53
4.1. Breve introducción.....	53
4.2. Alimentación de carbón.....	54
4.2.1. Parques de almacenamiento de combustible.....	54
4.2.2. Molinos de carbón.....	56
4.2.3. Quemadores.....	58
4.3. Ciclo agua-vapor.....	58
4.3.1. Caldera.....	58
4.3.2. Turboalternador.....	59
4.3.3. Equipos de ciclo.....	60
4.4. Sistema aire-gases.....	61
4.4.1. Precalentador de aire.....	61
4.4.2. Precipitador electroestático.....	61

4.5.	Sistema de extracción de cenizas y escorias.....	63
4.6.	Circuito de refrigeración.....	63
4.7.	Instalaciones comunes	63
4.7.1.	Planta de tratamiento de aguas de aporte	63
4.7.2.	Subestación de 400 kV.....	64
4.7.3.	Tanques de almacenamiento de fuel y gasóleo de apoyo.....	64
4.7.4.	Vertedero de Residuos No Peligrosos	64
4.7.5.	Planta de tratamiento de efluentes líquidos	65
4.8.	Instalaciones para la limpieza de gases.....	65
4.8.1.	Desnitrificación	65
4.8.2.	Desulfuración.....	66
5.	COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS.....	68
5.1.	Pellets de madera.....	69
5.1.1.	Pellets en el mundo y en Europa	69
5.1.2.	Pellets en España y en Galicia	71
5.1.3.	Estándares de calidad	72
5.1.4.	Proceso de fabricación del pellet	74
5.1.5.	Suministro de pellet para las pruebas	75
5.2.	Lodos procedentes de EDAR	75
5.2.1.	Funcionamiento de una EDAR y producción de lodos	75
5.2.2.	Producción y uso de lodos en España. Concepto de economía circular	77
5.2.3.	Marco legal.....	79
5.2.4.	Valorización energética	79
5.2.5.	Suministro de lodos para las pruebas.....	81
5.2.5.1.	EDAR Bens (A Coruña)	81
5.2.5.2.	EDAR 2	81
5.3.	Caracterización de la biomasa utilizada en las pruebas.....	82
5.3.1.	Análisis inmediato, elemental y poderes caloríficos	82
5.3.2.	Análisis de trazas	84
5.3.3.	Análisis de cenizas	86
5.3.4.	Índices operativos.....	87
5.3.5.	Índices de captación de cenizas	92
5.3.6.	Comportamiento en desulfuración	92
5.3.7.	Límites de sustitución de lodos	93
6.	ESTUDIOS PREVIOS A LAS PRUEBAS.....	95
6.1.	Sistema de alimentación del combustible	95
6.2.	Tiempo de residencia en caldera	96

6.3.	Ensayos de explosividad de combustibles	98
6.4.	Valorización energética de los lodos.....	100
6.5.	Influencia sobre las emisiones de CO ₂	102
7.	PRUEBAS	106
7.1.	Principales objetivos	106
7.2.	Protocolo de pruebas.....	107
7.4.	Caracterización de los combustibles.....	108
7.5.	Descarga y almacenamiento de nuevos combustibles.....	109
7.5.1.	Pellets.....	109
7.5.2.	Lodos	111
7.6.	Desarrollo de las pruebas	112
7.6.1.	Línea base con carbón Adaro E4200	112
7.6.2.	Lodos EDAR Bens	113
7.6.3.	Lodos EDAR 2	114
7.6.4.	Pellets de madera	116
7.6.5.	Informe de operación de las pruebas.....	117
7.7.	Resultados de los análisis de las pruebas	120
7.7.1.	Cenizas y escorias.....	120
7.7.2.	Granulometría de los combustibles después de molino	122
7.8.	Cumplimiento de la normativa de emisiones.....	123
7.8.1.	Valoración de resultados respecto a los VLE del R.D. 815/2013	123
7.8.2.	Valoración de resultados respecto a los (NEA-MTD) de la Decisión de Ejecución (UE) 2017/1442	124
7.9.	Análisis del desarrollo de las pruebas y conclusiones.....	124
8.	ESTUDIO ECONÓMICO	126
8.1.	Impuestos a la producción energética con carbón	126
8.2.	Combustibles empleados en las pruebas	126
8.3.	Ahorro en Derechos de Emisión de CO ₂ con los combustibles alternativos	129
8.4.	Comparación del coste de la biomasa frente a su poder calorífico	130
8.5.	Ecotasa en combustibles alternativos	132
8.6.	Producción con un Grupo a Mínimo Técnico íntegramente con biomasa....	134
9.	CONCLUSIONES Y LINEAS FUTURAS.....	135
10.	BIBLIOGRAFÍA	137
	ANEXOS.....	140
	ANEXO I. Gráficos de seguimiento de las pruebas	140

Índice de figuras

Figura 1. Generación neta europea en 2018 (TWh). Fuente REE.....	21
Figura 2. Evolución de la generación a través de energías renovables en la UE. Fuente EUROSTAT.....	22
Figura 3. Estructura de la generación eléctrica peninsular en el 2017 y 2018. Fuente REE.....	22
Figura 4. Potencia instalada peninsular en 2018. Fuente REE.....	23
Figura 5. Evolución de la producción de las energías renovables en España. Fuente REE.....	24
Figura 6. Potencia del resto de renovables por tipo de combustible a 31/12/2018. Fuente REE.....	25
Figura 7. Producción eléctrica con resto de renovables (GWh). Fuente REE.....	25
Figura 8. Generación del resto de renovables en 2018. Fuente REE.....	26
Figura 9. Evolución del precio del mercado eléctrico en España, Francia y Alemania. Fuente: http://www.aege.es/barometro-energetico-espana/	30
Figura 10. Evolución del precio de los Derechos de Emisión de CO ₂ . Fuente: http://www.aege.es/barometro-energetico-espana/	31
Figura 11. Evolución de los precios de los Derechos de Emisión de CO ₂	31
Figura 12. Ejemplos de gasificadores de Lurgi y Foster Wheeler. Fuente CIRCE.....	38
Figura 13. Diferentes tipos de biomasa torrefactada y peletizada. Fuente CENER.....	39
Figura 14. Opciones de co-combustión en una central térmica de carbón pulverizado. Elaboración propia a partir de Figura 2.7 de “Co-combustión de biomasa forestal en una central térmica de bajo rango: influencia del tamaño de partícula en el comportamiento de la caldera”. CANALÍS MARTINEZ P.	41
Figura 15. Calderas en co-combustión operativas en la UE en 2017. Fuente Bioenergy Europe.....	49
Figura 16. Drax en fase de conversión para la producción con pellets. Fuente http://randomspaniard.blogspot.com/2009/12/la-mayor-central-termica-de-carbon-en.html	51
Figura 17. Central Térmica As Pontes.....	54
Figura 18. Máquina combinada del PCCT.....	55
Figura 19. Sistema de alimentación de carbón a caldera.....	56
Figura 20. Detalle de los molinos de impacto.....	57
Figura 21. Esquema general de la caldera.....	59
Figura 22. Detalle del cuerpo de la turbina de baja presión.....	60
Figura 23. Ciclo agua-vapor.....	60
Figura 24. Detalle del precipitador electrostático.....	62
Figura 25. Configuración de inyección de urea en la caldera.....	65
Figura 26. Estado de avance de la FGD y WWTP en julio del 2019.....	67
Figura 27. Evolución de la producción de pellets de madera mundial. Fuente AEBIOM.....	69
Figura 28. Producción y consumo de pellets mundial en 2016. Fuente Eurostat, Hawkins Wright, FAO.....	69
Figura 29. Producción de pellets en la UE en el 2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT.....	70
Figura 30. Consumo de pellets en la UE en el 2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT.....	70
Figura 31. Usos de la biomasa en la UE en 2015-2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT.....	71

Figura 32. Plantas de producción de pellets en España. Fuente Google Maps.....	72
Figura 33. Proceso de fabricación del pellet en la planta de Biomasa Forestal (As Pontes). Fuente: https://www.bioforestal.es/proceso/ (Imágenes utilizadas con permiso).....	75
Figura 34. Diagrama de flujo de la EDAR BENS. Fuente: https://edarbens.es/las-instalaciones/	77
Figura 35. Jerarquía de residuos. Fuente: https://www.recytrans.com/blog/jerarquia-de-residuos/#prettyPhoto	78
Figura 36. Destino del lodo procedente de EDAR. Fuente AEAS.....	78
Figura 37. Instalaciones de la EDAR Bens A Coruña.....	81
Figura 38. Lodos deshidratados con filtros prensa en la EDAR 2.....	82
Figura 39. Muestras de madera analizadas	82
Figura 40. Esquema de los índices operativos más comunes en una central térmica.	87
Figura 41. Diferentes volúmenes considerados de caldera.	96
Figura 42. Acopio inicial de la mezcla para el estudio del traspaso de humedad.	110
Figura 43. Estado de la mezcla tras 24 horas de almacenamiento.	110
Figura 44. Acopio de la mezcla de carbón y pellets tras el homogeneizado.....	111
Figura 45. Descarga directa de los lodos de Bens en las tolvas del Parque de Saa y los lodos de EDAR 2 en el PCCT.	112
Figura 46. Variación del CEN s/PCI en el desarrollo de las pruebas.....	120
Figura 47. Reparto de costes de la generación con carbón.	128
Figura 48. Evolución de los costes de producción en función de los Derechos de CO ₂	130
Figura 49. PCI mínimo de la biomasa vs coste adquisición.....	131
Figura 50. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O ₂ para el carbón base.....	142
Figura 51. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la combustión de carbón base.....	143
Figura 52. Emisiones en la combustión de carbón base.	144
Figura 53. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O ₂ para la co-combustión de los lodos de Bens.....	146
Figura 54. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de los lodos de Bens.....	147
Figura 55. Emisiones en la co-combustión de los lodos de Bens.....	148
Figura 56. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O ₂ para la co-combustión de lodos EDAR 2.	150
Figura 57. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de lodos de EDAR 2.	151
Figura 58. Emisiones en la co-combustión de lodos de EDAR 2.....	152
Figura 59. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O ₂ para la co-combustión de pellets.	154
Figura 60. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de pellets.	155
Figura 61. Emisiones en la prueba de co-combustión con pellets.	156
Figura 62. Temperatura en salida de chimenea y diferencial de presión en precalentadores.....	158

Índice de tablas

Tabla 1. Producción de las centrales de carbón peninsulares durante los años 2017 y 2018. Fuente REE	24
Tabla 2. Límites de emisión según DEI y documentos BREF.	28
Tabla 3. Clasificación de los biocombustibles según su origen. Los biocombustibles M CAMPS Y F MARCOS	33
Tabla 4. Clasificación de los biocombustibles según su aspecto físico. Los biocombustibles M CAMPS Y F MARCOS.....	34
Tabla 5. Análisis inmediato, elemental y poder calorífico de diferentes biocombustibles.	34
Tabla 6. Requisitos químicos de las cenizas para su venta para la fabricación de hormigón. Elaboración propia.	48
Tabla 7. Experiencias de co-combustión de biomasa leñosas y lodos de depuradora en otras centrales térmicas.	50
Tabla 8. Especificación de pellets de madera clasificados para uso industrial. ISO 17225-2:2014	73
Tabla 9. Capacidad de tratamiento y producción de lodos de la EDAR Bens.	81
Tabla 10. Análisis inmediato, elemental y PC de las biomasa leñosas.....	83
Tabla 11. Análisis inmediato, elemental y PC de lodos procedentes de depuradora... 83	83
Tabla 12. Simulación del análisis inmediato, elemental y poder calorífico con lodos al 10% de humedad.....	84
Tabla 13. Análisis de trazas.	85
Tabla 14. Análisis de cenizas.....	86
Tabla 15. Índices de combustión en caldera	88
Tabla 16. Análisis termomecánico.	89
Tabla 17. Índices avanzados de ensuciamiento y corrosividad.	90
Tabla 18. Índices tradicionales de ensuciamiento y corrosividad	91
Tabla 19. Método MHI	92
Tabla 20. Método Babcock Hitachi KK.....	92
Tabla 21. Índices de captación de cenizas.....	92
Tabla 22. Contenidos en fluoruros y cloruros.	93
Tabla 23. Límites de sustitución de lodos.	93
Tabla 24. Evaluación de la ratio de corrosión S/Cl para los lodos y sus mezclas.	94
Tabla 25. Variación de los flujos en función del combustible.....	95
Tabla 26. Tiempo de residencia a diferentes cargas para la mezcla de carbón con pellets al 20% en masa.....	98
Tabla 27. Clasificación de las explosiones.....	99
Tabla 28. Resultados de explosividad de diversos combustibles	99
Tabla 29. Consumos y emisiones de CO ₂ para las diferentes mezclas.	104
Tabla 30. Protocolo de pruebas	107
Tabla 31. Análisis químico y elemental de los combustibles.	109
Tabla 32. Transferencia de humedad del carbón a los pellets.	110
Tabla 33. Parámetros de operación de la línea base con carbón.....	112
Tabla 34. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de lodos de Bens.	114
Tabla 35. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de lodos de EDAR 2.....	115
Tabla 36. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de pellets.	116

Tabla 37. Densidad de la mezcla de pellets con carbón.	117
Tabla 38. Principales parámetros analizados en las pruebas.....	118
Tabla 39. Análisis inmediato y elemental de cenizas y escorias de las pruebas.	121
Tabla 40. Análisis químico de cenizas de las pruebas.	121
Tabla 41. Análisis de elementos traza	121
Tabla 42. Granulometría del combustible en la salida del molino D del Grupo 3.....	123
Tabla 43. Comparativa VLE RD 815/2013 y valores obtenidos las pruebas.....	123
Tabla 44. Comparativa NEA-MTD y valores obtenidos las pruebas.....	124
Tabla 45. Comparativa VLE RD 815/2013 y valores obtenidos las pruebas.....	124
Tabla 46. Determinación de la cuantía del Impuesto sobre Contaminación Atmosférica	126
Tabla 47. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y pellets.	127
Tabla 48. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y lodo húmedo de la EDAR Bens.....	127
Tabla 49. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y lodo húmedo de la EDAR 2.....	128
Tabla 50. Ahorro de Derechos de Emisión de CO ₂ en las pruebas.	129
Tabla 51. PCI mínimo de la biomasa vs coste adquisición.....	131
Tabla 52. Ecotasa de los combustibles alternativos utilizados en las pruebas	133
Tabla 53. Datos para producción a Mínimo Técnico.	134
Tabla 54. Ahorro de emisión de CO ₂ con un Grupo a Mínimo Técnico	134

Acrónimos y siglas

AAI	Autorización Ambiental Integrada
AEBIOM	Asociación Europea de la Biomasa
AVEBIOM	Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa
BREF – BAT	Documentos de Referencia Europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables.
CT	Central Térmica
DEI	Directiva de Emisiones Industriales
DeNOx	Desnitrificación
DeSOx	Desulfuración
FGD	Flue Gas Desulfuration
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIC	Grandes Instalaciones de Combustión
MTD	Mejores Técnicas Disponibles.
NEA	Niveles Emisión Asociados
PC	Poder Calorífico
PCCT	Parque Cubierto de la Central Térmica
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PTEL	Planta de Tratamiento de Efluentes Líquidos
REE	Red Eléctrica de España
UPT	Unidad de Producción Térmica
USNCR	Umbrella Selective Non Catalytic Reduction
VLE	Valores en los Límites de Emisión
VRNP	Vertedero de Residuos No Peligrosos
WWTP	Waste Water Treatment Plant

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto energético

La búsqueda de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles tradicionales para la generación eléctrica ha sido y es uno de los objetivos prioritarios de los países desarrollados. Se busca disminuir la dependencia energética de las regiones exportadoras, reducir las emisiones atmosféricas para abatir el cambio climático y garantizar un suministro eléctrico económico, seguro y limpio, siguiendo así las actuales políticas de descarbonización.

En las últimas décadas, se ha ido consolidando progresivamente el consenso científico en torno a que la actividad humana es responsable del aumento de la temperatura de la Tierra a través de las emisiones de los denominados gases de efecto invernadero; principalmente, CO₂, metano y ozono troposférico. Al mismo tiempo, los países desarrollados y sobre todo los europeos, se muestran cada vez más sensibles al problema de la sostenibilidad ambiental.

Debido a esto, a lo largo de la historia reciente se han ido firmando sucesivos acuerdos internacionales sobre medio ambiente. El más trascendente fue el de Kioto, de 1997, pero sin duda el último de ellos, el Acuerdo de París firmado en diciembre de 2015, es el que ha marcado un antes y un después en la lucha contra la protección del medio ambiente.

Su objetivo es mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2°C respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, realizando esfuerzos para limitarlo a 1,5°C. Para conseguirlo, los países firmantes del Acuerdo se comprometen a fijar un objetivo concreto en materia de reducción de emisiones de GEI. La Unión Europea se ha propuesto reducir los niveles de emisiones en 2050 en un 80-95% respecto de los existentes en 1990. Para lograr una descarbonización de la economía es vital que se realicen cambios en las estrategias y comportamientos por parte de todos los agentes: ciudadanos, actores económicos y gobiernos.

A pesar de que la concienciación social sobre los efectos negativos del cambio climático va en aumento, al igual que las medidas impulsadas para paliarlo, en 2018 las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero crecieron por segundo año consecutivo, tras varios años manteniéndose constantes. El aumento ha sido de un 2%, equivalentes a 600 millones de toneladas de CO₂. Este incremento está directamente relacionado con el aumento del consumo de energía primaria, siendo en 2018 un 2,9% superior a la del año anterior, el doble que la media de los cinco últimos años.

Pese a que las energías renovables han aumentado su participación en el mix de generación, su crecimiento está ligado al desarrollo tecnológico y al marco regulatorio, impidiendo a esta tecnología responder con agilidad a los cambios del mercado. Por ello, han sido los combustibles fósiles los encargados de suplir este aumento de la demanda de energía primaria, entendiendo así el aumento de las emisiones de GEI el año pasado.

Los cambios que se van a requerir tienen implicaciones sobre todos los aspectos de la economía, pero destacando el sector industrial en el que la energía es un factor productivo fundamental, el sector del transporte, el sector residencial (a través de los sistemas de calefacción y de acondicionamiento de aire) y, por supuesto, sobre la generación de electricidad.

De igual manera, todo apunta a que la producción de energía eléctrica mediante fuentes primarias de origen renovable va a ser determinante en el proceso de descarbonización. Estas instalaciones de producción ya han alcanzado en muchos casos la paridad, demostrando su capacidad de reducir costes hasta el punto de ser rentables a los precios de mercado actuales. Así, la generación renovable distribuida puede representar un ahorro de energía en forma de menores pérdidas, además de aportar otros efectos positivos como una más activa participación del consumidor en el ámbito del sistema eléctrico. Por su parte, la generación renovable centralizada aporta la importante eficiencia añadida de las economías de escala y de la optimización del emplazamiento, lo que permite reducir significativamente los costes medios de la energía eléctrica por ella generada y entregada al sistema eléctrico.

Es tan importante lograr una descarbonización a corto plazo, como el camino hasta alcanzarlo. No se puede pretender la transformación efímera de un sector energético que lleva décadas siendo mayoritariamente no renovable. Este proceso de adaptación no puede ser precipitado. Ha de garantizarse en todo momento el suministro de energía sin alterar en gran medida el precio de la energía pues como ya se ha visto en alguna ocasión, lo que entraña el riesgo de deslocalización de compañías electrointensivas.

Así, para alcanzar con éxito los objetivos planteados para las próximas décadas, el cierre de las centrales térmicas tendría que ser gradual y acompasado con los avances tecnológicos, ya que como indica Deloitte en un documento titulado *Una transición inteligente hacia un modelo energético sostenible para España en 2050*, “anticipar innecesariamente el cierre de las centrales térmicas, exigiría construir nuevas centrales de gas para no sufrir problemas de abastecimiento energético”.

Otro de los problemas de la descarbonización, consiste en el abandono de las zonas mineras fuertemente dependientes de la actividad de las centrales térmicas convencionales instaladas en sus inmediaciones. Este cese de actividad, acarrea consigo una depresión económica debido a la fuga de profesionales y a la escasa diversificación de generación de actividad en estas regiones. A principios de 2018, se publicó el borrador de Estrategia de transición justa que pretende garantizar el empleo, justicia y cohesión social y territorial en terrenos que se vean afectados por el desmantelamiento de centrales.

En el pasado, ya se propuso la biomasa como una de las alternativas energéticas para las zonas mineras con escaso éxito. Uno de los motivos es la tendencia a la generación distribuida a través de centrales de tamaño pequeño-medio, muy inferiores a la potencia de las grandes centrales térmicas de antaño, donde se buscaba justamente lo contrario, elevadas tasas de producción centralizadas y cercanas a la fuente de abastecimiento de sus combustibles.

La biomasa se sitúa como una energía renovable con unas capacidades adecuadas para contribuir sustancialmente contra los efectos colaterales de la descarbonización. Es un combustible renovable, autóctono y muy abundante en España en toda su tipología: agrícola, forestal, ganadera, industrial e incluso de residuos municipales. Su ventaja fundamental es que, a diferencia de otras energías como las procedentes del sol, viento o agua, la biomasa no llega de manera espontánea a las instalaciones de aprovechamiento, la biomasa debe extraerse y moverse hasta la instalación de consumo. Esta logística asociada al aprovisionamiento, posiciona a la biomasa como la energía que mayor número de empleos genera por megavatio instalado, asegurando no sólo un elevado número de empleos en la construcción de instalaciones, sino también en el suministro y operación de las plantas.

Además, un abandono del sector forestal potencia, como se lleva comprobando durante décadas, la aparición de incendios forestales y la contaminación de nuestros montes.

Por tanto, la valorización energética de estos recursos se configura como la mejor solución a adoptar con innumerables ventajas frente a otras alternativas.

Por todo esto, se plantea interesante potenciar la producción energética con biomasa que aporte una carga base verde al sistema, sirviendo además de back up a tecnologías alimentadas de combustibles fósiles extranjeros, como los ciclos combinados. No obstante, para el desarrollo del sector de la biomasa es necesario la puesta en marcha de políticas de apoyo por parte del gobierno potenciando las inversiones por esta tecnología, como por ejemplo, con la creación de subastas específicas para la generación o con políticas forestales que favorezcan el aprovechamiento de biomasa.

Es por eso, que realizar un cambio de combustible, total o parcial, de carbón a biomasa, puede colaborar en este proceso de transición de la generación eléctrica.

1.2. Panorama energético europeo

La demanda energética europea registró en 2018 un ligero descenso respecto al año anterior, en torno a un -0,3%, rompiendo la senda de crecimiento de los tres últimos años.

La generación procedente de energías renovables ha experimentado un incremento del 5,7% con respecto al 2017, impulsado principalmente por el aumento de producción derivada de la energía hidráulica. No obstante, en la Figura 1, se observa que la fuente de generación más importante continúa siendo la térmica clásica, con casi un 40% del total, seguida en segundo lugar por la energía nuclear.

NUCLEAR	808,8	24,1 %
TÉRMICA CLÁSICA	1.317,3	39,2 %
TURBINACIÓN BOMBEO	29,2	0,9 %
HIDRÁULICA	555,9	16,6 %
EÓLICA	359,7	10,7 %
SOLAR	118,6	3,5 %
OTRAS RENOVABLES	169,3	5,0 %
TOTAL	3.358,7	100,0%

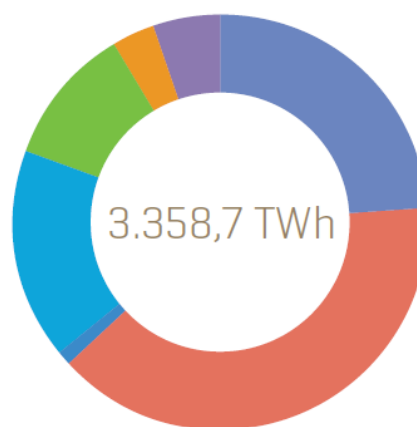


Figura 1. Generación neta europea en 2018 (TWh). Fuente REE

Dentro de las energías renovables, la tecnología que más desarrollo ha experimentado en los últimos años es la eólica (Figura 2). En menos de 10 años ha quintuplicado su potencia instalada, convirtiéndose, junto con la energía hidráulica, en la energía renovable predominante en Europa. La generación a partir de madera y otras biomásas ha sufrido también un aumento constante desde comienzos del nuevo milenio, motivado sobre todo por los subsidios a estas instalaciones.

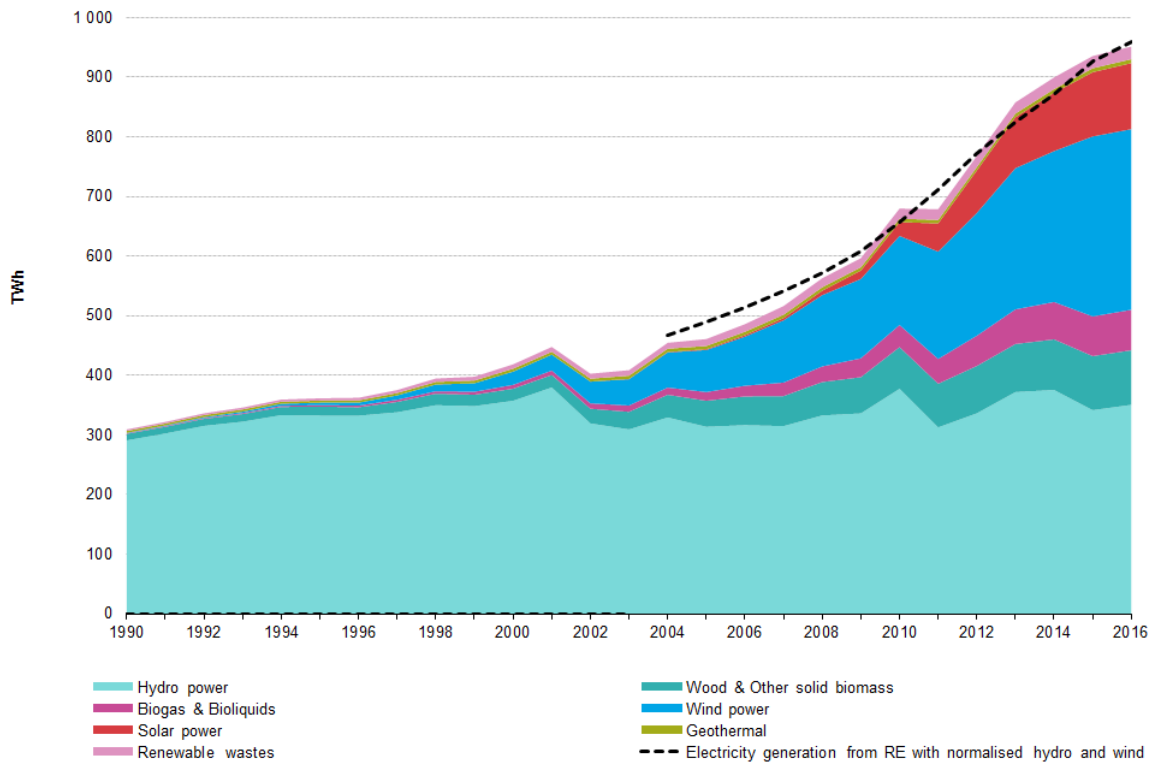


Figura 2. Evolución de la generación a través de energías renovables en la UE. Fuente EUROSTAT

1.3. Sistema eléctrico español

Según el informe de REE del 2018, en este año las centrales térmicas de carbón peninsulares generaron 34.882 GWh, el tercer valor más bajo de la serie histórica, correspondiéndose con un 17,8% menos que en el año anterior. Sin embargo, la alza en el precio medio final de la energía en el mercado eléctrico, hizo alcanzar los 64,4 €/MWh (un 6,3% superior al precio del año anterior).

A pesar de esta disminución en la producción, el carbón ha vuelto a posicionarse como la tercera fuente de producción en el 2018 con un 14,1 % del mix, sólo por detrás de la energía nuclear (21,5%) y de la eólica (19,8%), como se puede observar en la Figura 3.

	2017	2018
TURBINACIÓN BOMBEO	0,9	0,8
NUCLEAR	22,4	21,5
CARBÓN	17,1	14,1
CICLO COMBINADO	13,6	10,7
COGENERACIÓN	11,3	11,9
RESIDUOS NO RENOVABLES	1,0	0,9
RESIDUOS RENOVABLES	0,3	0,3
EÓLICA	19,1	19,8
HIDRÁULICA	7,4	13,8
SOLAR FOTOVOLTAICA	3,2	3,0
SOLAR TÉRMICA	2,2	1,8
OTRAS RENOVABLES	1,5	1,4

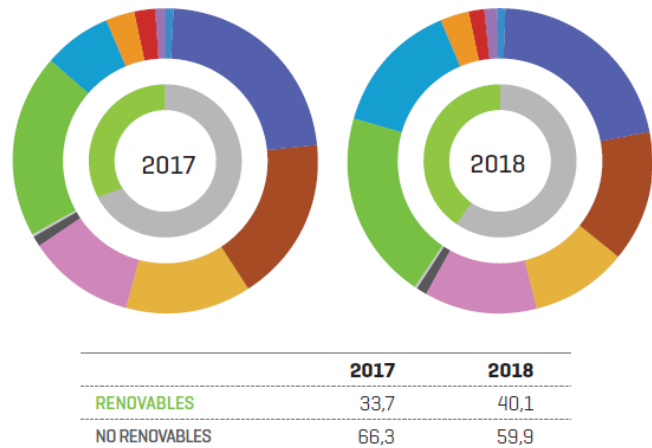


Figura 3. Estructura de la generación eléctrica peninsular en el 2017 y 2018. Fuente REE

Como vemos en la Figura 4, casi un 60% de la potencia instalada peninsular en el año 2018 se corresponde con fuentes no renovables, lo que se traduce en que el proceso de transición energética no será inmediato y que debe ir de la mano de la seguridad del acceso a la energía, el desarrollo económico y el crecimiento y la sostenibilidad.

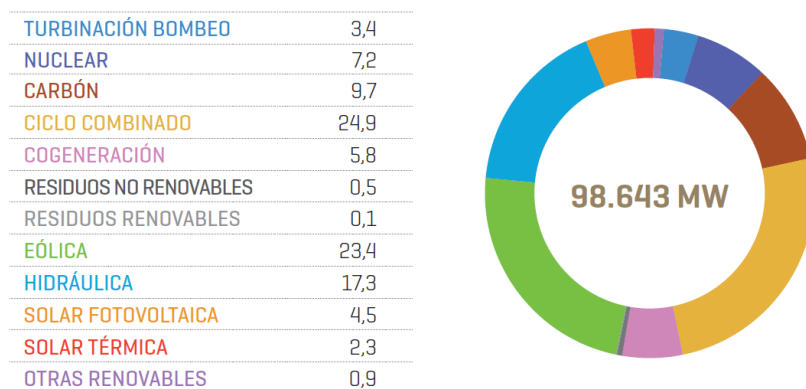


Figura 4. Potencia instalada peninsular en 2018. Fuente REE

En cuanto a la producción de los ciclos combinados, tras tres años consecutivos de incrementos en su producción, en el 2018 se generaron 26.403 GWh, un 21,5% menos que el año anterior, debido fundamentalmente a los altos costes del combustible. Como consecuencia de esta menor producción, los ciclos combinados han obtenido un peso en el mix de 10,7%, situándose como la sexta fuente de generación en la estructura peninsular.

En el 2019 la generación eléctrica con carbón y gas ha sufrido un cambio radical. El alto precio de los Derechos de Emisión del CO₂ (la emisión específica de un ciclo combinado es aproximadamente la mitad que una central de carbón), sumado a la caída de precios del gas y a la gran disponibilidad del combustible en el mercado, ha favorecido el resurgimiento de la producción de los ciclos, paralizando hasta niveles mínimos históricos la producción con carbón.

La caída del precio del gas viene marcada en gran medida por el aumento de la producción en las nuevas plantas de licuefacción en países como EEUU, Rusia y Australia, lo que está provocando un exceso de suministro en el mercado, generándose una mayor presión sobre los precios del combustible, con caídas en todo el mundo. Esto deriva en que la producción con gas durante el primer semestre de 2019 sea aproximadamente un 80% mayor que el año pasado.

Según datos de Red Eléctrica Española, en 2019 la generación de carbón ha caído un 49% y la hidráulica un 42%, provocando que los ciclos estén funcionando más del doble que el año pasado, al convertirse el gas en el combustible que actúa como back up de las renovables, y no el carbón.

Independientemente de que se recuperen o no los precios del gas, es sabido que la producción con carbón no igualará los valores de antaño. De las catorce centrales térmicas que existían en España en 2018, nueve echarán el cierre como fecha límite el 31 de diciembre de 2013, al confirmar que no realizarán las inversiones requeridas por la Directiva 2010/75/UE para poder continuar con su actividad. Las cinco centrales que alargarán su vida más allá de 2020 son las de As Pontes (A Coruña) y Litoral (Almería), ambas propiedad de Endesa; Los Barrios (Cádiz) de Viesgo, y Aboño y Soto de Ribera, las dos en Asturias y propiedad de EDP España.

Tabla 1. Producción de las centrales de carbón peninsulares durante los años 2017 y 2018. Fuente REE

Centrales	Potencia MW	2017		2018		%18/17
		GWh	%	GWh	%	
Aboño	904	5.995	14,1	4.966	14,2	-17,2
Anllares	347	906	2,1	233	0,7	-74,3
Compostilla II	1.005	2.779	6,5	1.824	5,2	-34,4
Guardo	486	1.099	2,6	412	1,2	-62,5
La Robla	619	1.572	3,7	809	2,3	-48,5
Lada	348	1.530	3,6	1.205	3,5	-21,2
Litoral de Almería	1.120	6.089	14,4	6.952	19,9	14,2
Los Barrios	570	3.131	7,4	3.009	8,6	-3,9
Meirama	557	2.467	5,8	2.351	6,7	-4,7
Narcea	502	1.139	2,7	332	1,0	-70,8
Puentenuevo 3	300	1.300	3,1	908	2,6	-30,2
As Pontes	1.403	8.333	19,6	7.957	22,8	-4,5
Soto de la Ribera	346	1.426	3,4	982	2,8	-31,1
Teruel	1.056	4.656	11,0	2.941	8,4	-36,8
Total	9.562	42.422	100,0	34.882	100,0	-17,8

Dentro de las energías renovables, en el sistema eléctrico peninsular destacan por orden de producción, la eólica, hidráulica, solar fotovoltaica, solar térmica, el grupo de otras renovables y en último lugar la energía procedente de residuos renovables.

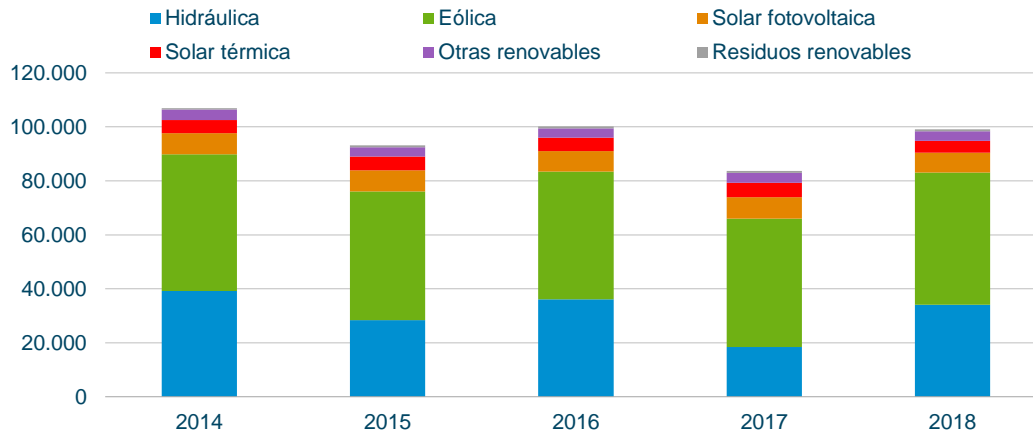


Figura 5. Evolución de la producción de las energías renovables en España. Fuente REE

En el grupo de otras renovables se encuentra uno de los objetos de estudio de este trabajo. En él, se engloban aquellas energías procedentes del biogás, biomasa, geotérmica, hidráulica marina, hidroeólica y residuos renovables. Son energías minoritarias en el sistema de generación eléctrico español, pero con un gran potencial de crecimiento durante los próximos años. Entre ellas, como se muestra en la Figura 6, destacan las correspondientes a la generación con biomasa de cultivos energéticos o de instalaciones industriales, seguidas por el biogás de digestión, asociada también a la biomasa.

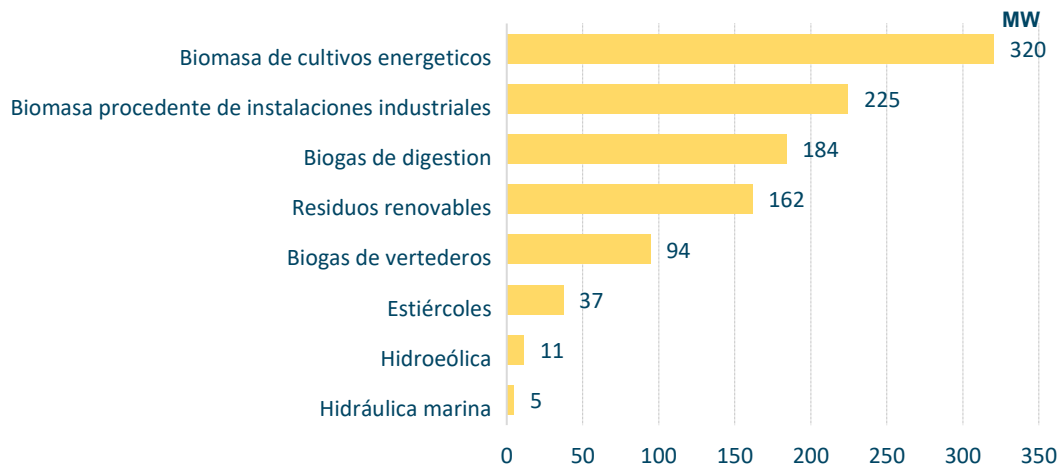


Figura 6. Potencia del resto de renovables por tipo de combustible a 31/12/2018. Fuente REE

En la Figura 7, se observa que la generación procedente de este tipo de energía renovable, se cuadruplicó en menos de una década, desde el año 2004 hasta el 2014, propiciado por el aumento de la demanda energética y las primas a las energías renovables. A partir de este año, la generación se estanca fundamentalmente por la crisis económica y el recorte de ayudas y subsidios a nuevas instalaciones.

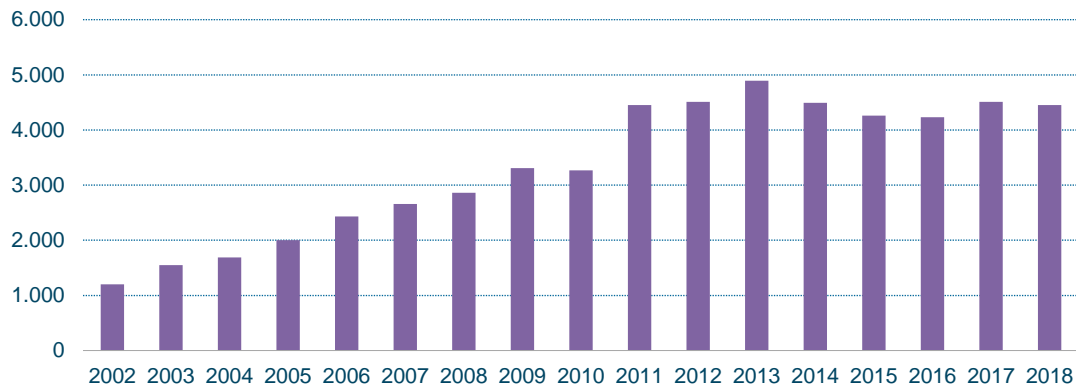


Figura 7. Producción eléctrica con resto de renovables (GWh). Fuente REE

Tras Andalucía, Galicia con 436 GWh producidos en 2018, es la segunda potencia española en instalaciones de este tipo, debido fundamentalmente a la gran disponibilidad de biomasa en su territorio.

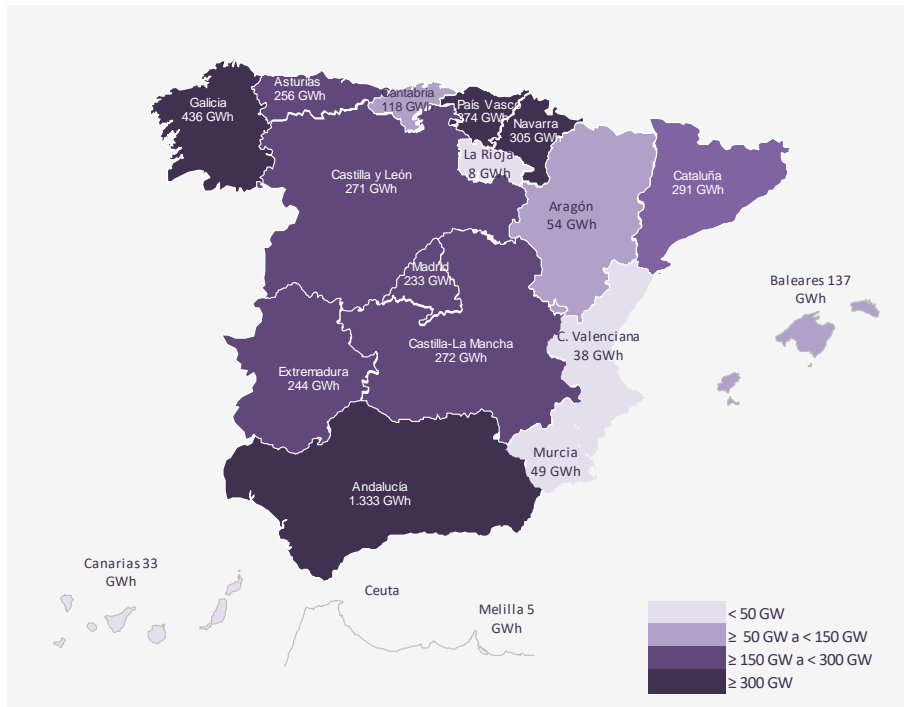


Figura 8. Generación del resto de renovables en 2018. Fuente REE

1.4. Marco regulatorio. Políticas y medidas

A nivel internacional se han ratificado diversos protocolos desarrollados en el marco del Convenio de Ginebra sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a larga distancia, hecha en el año 1979. Éste fue el primer instrumento internacional jurídicamente vinculante para hacer frente a los problemas de contaminación del aire sobre una amplia base regional.

Este Convenio, que entró en vigor en 1983, tuvo su origen en la demostración científica de la relación entre las emisiones de azufre en la Europa continental y la acidificación de los lagos escandinavos, por lo que pretendía reducir las emisiones de estas sustancias acidificantes. Desde aquel momento, se relacionó la emisión de estos contaminantes con las instalaciones de producción de electricidad que utilizan combustibles fósiles a las emisiones de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno, por lo que se subrayó la importancia de reducir estas emisiones.

Posteriormente, en el año 1997 se aprobó el Protocolo de Kioto, significando un gran avance a nivel mundial en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Entró en vigor en 2005 y se trata de un acuerdo internacional en el que todos los países participantes se comprometían a reducir sus emisiones globales en sus actividades económicas.

Para ello, contempla distintos procedimientos, como la negociación global de permisos de emisión de CO₂ y realización conjunta de proyectos entre países desarrollados y no desarrollados. Para ello proponen varias maneras de conseguirlo, como aumentando la cantidad de “sumideros” (bosques) que eliminan parte de los gases de efecto invernadero o fomentando la eficiencia energética en los sectores económicos pertinentes. Otras medidas son promover modalidades agrícolas sostenibles y el

desarrollo de formas nuevas y renovables de energía, tecnologías avanzadas y de secuestro del dióxido de carbono, que sean ecológicamente racionales.

Tras varios años de negociaciones, el 12 de diciembre de 2015 se adoptó, en la COP21, el Acuerdo de París, el cual supone un hito histórico en la lucha contra el cambio climático, fundamental para la promoción de un desarrollo bajo en emisiones. Sin embargo, no fue hasta el 4 de noviembre de 2016 cuando finalmente entró en vigor.

El objetivo fundamental del Acuerdo de París es evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y busca promover esfuerzos adicionales para evitar que el calentamiento global alcance los 1,5°C. De este modo, el Acuerdo marca un hito muy ambicioso y esperanzador para reducir los riesgos y los impactos del cambio climático en el planeta.

Además, reitera la necesidad de que las emisiones globales toquen techo lo antes posible, asumiendo que será más complejo alcanzarlo en los países menos desarrollados. También pretende conseguir la neutralidad de las emisiones en la segunda mitad de siglo, alcanzado un equilibrio entre las emisiones y las absorciones de los GEI.

Para ello, cada 5 años, todos los países deben comunicar y mantener sus objetivos nacionales de reducción de emisiones (sus planes de desarrollo para la reducción de emisiones) así como poner en marcha políticas y medidas para alcanzar dichas metas.

Además, en el marco europeo se desarrolló la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión. Se entiende por gran instalación de combustión (GIC) a una instalación de combustión cuya potencia térmica nominal sea igual o superior a 50 MWt. Esta Directiva se derogó en 2016 por la Directiva 2010/75/UE, de 24 de Noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación), que expone disposiciones para este tipo de instalaciones e impone valores límite de emisión.

Esta Directiva, que entró en vigor el 1 de enero de 2016 implica un endurecimiento de los límites de emisiones. Al igual que la Directiva anterior, la vigente en la actualidad ofrece cierta flexibilidad en cuanto a posibles decisiones respecto a las instalaciones afectadas, siendo posible optar entre no llevar a cabo inversiones de adecuación y, por tanto, limitar la capacidad de producción (17.500 horas, entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2023) o llevar a cabo las inversiones oportunas para el cumplimiento de los valores de emisiones establecidos en la Directiva. En la primera opción la fecha límite de cierre de la instalación sería el 31 de diciembre de 2023 mientras que, en la segunda, la fecha límite para adaptarse es el 1 de julio de 2020.

La Central Térmica de As Pontes ha decidido acometer las reformas necesarias en el tratamiento de gases de salida para prolongar su vida más allá de junio del 2020. Por ello, además de cumplir los límites de emisiones de la normativa DEI, a partir del año 2021 respetará los valores establecidos en los documentos BREF elaborados por el organismo designado por la UE, el EIPPCB (European IPCC Bureau), que son los valores de referencia europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles de los diferentes sectores industriales.

Estos documentos describen, para cada uno de los sectores industriales, las técnicas aplicadas, las emisiones actuales a todos los medios y los niveles de consumo, las técnicas que se tienen en cuenta para determinar las mejores técnicas disponibles, así como las conclusiones sobre las MTD y las técnicas emergentes.

Una Mejor Técnica Disponible es la fase más eficaz y avanzada de desarrollo de las actividades y de sus modalidades de explotación, que demuestren la capacidad práctica

de determinadas técnicas para constituir, en principio, la base de los valores límite de emisión destinados a evitar o, cuando ello no sea practicable, reducir en general las emisiones y el impacto en el conjunto del medio ambiente.

El objetivo de estos documentos es servir de referencia para el sector industrial al que sean aplicables, por ejemplo, para preparar la documentación para la solicitud de autorización ambiental, y también servir de referencia para las autoridades ambientales responsables de establecer los valores límite de emisión en la autorización ambiental.

Al ser los Grupos de 365 MWe brutos cada uno, sumando una potencia total de 1400 MWe netos, los límites de establecidos por la nueva Directiva de Emisiones Industriales y los documentos BREF son:

Tabla 2. Límites de emisión según DEI y documentos BREF.

Contaminante	Uds.	VLE Actual	VLE D.E.I.	NEA-MTD	NEA-MTD
		Media mensual		Media anual	Media diaria
NOx	mg/Nm ³	650	200	150	200
SO ₂	mg/Nm ³	1200	200	130	205
Partículas	mg/Nm ³	100	20	8	14

Los valores de emisión más rigurosos son los establecidos en los documentos BREF, los cuales son técnicamente alcanzables con la transformación que se está efectuando en As Pontes.

En el marco nacional, destacan el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, que transpone la Directiva 2001/80/CE, modificado recientemente por el Real Decreto 687/2011, de 13 de mayo, y el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión aprobado mediante la Orden PRE/77/2008, de 17 de enero.

Posteriormente, para desarrollar el Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, se elaboró la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NOx y, partículas, entre otras cosas. A continuación, se elaboró la Orden PRE/3539/2008, de 28 de noviembre, por la que se regulan las disposiciones necesarias en relación con la información que se debe remitir a la Administración General del Estado, así como las medidas de control y seguimiento del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión.

Respecto a la medida de emisiones a la atmósfera, también destaca la Orden de 25 de junio de 1984 sobre la instalación en centrales térmicas de equipos de medida y registro de la emisión de contaminantes a la atmósfera.

Además, también cabe mencionar el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

Por otro lado, la regulación energética del año 2018 en España ha venido marcada por el cambio de Gobierno, tras salir adelante la moción de censura presentada por el líder de la oposición. A pesar de que durante los últimos años la política energética española se había alineado con los objetivos europeos en la reducción de GEI y de lucha contra el cambio climático, el nuevo Ejecutivo puso de manifiesto su mayor ambición con el compromiso para afrontar la transición energética.

Para ello, en octubre de 2018 se publicó el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de consumidores. Además, se incluyen diversas medidas para promover una mayor integración de las energías renovables fomentando la eficiencia energética y la movilidad sostenible.

Los aspectos más importantes que introduce la nueva normativa son los siguientes:

- Eliminación del “impuesto al sol”

Se simplifican los trámites burocráticos y técnicos requeridos, como la inscripción en un registro para aquellas instalaciones no superiores a 100 Kw y el reconocimiento al derecho de autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores. Por último, se reconoce el derecho a autoconsumir energía eléctrica sin peajes ni cargos. Queda, por tanto, derogado el cargo que se imponía al autoconsumidor por la energía generada y consumida en su propia instalación, el denominado “impuesto al sol”.

- Impulso del vehículo eléctrico

Se impulsa el aumento de la instalación de puntos de recarga de automóviles eléctrico. Para ello, se elimina la figura del gestor de carga prevista en la Ley del Sector Eléctrico, considerada excesivamente rígida y desincentivadora de la actividad.

- Cumplimiento de los objetivos de energías renovables

Para ello, hasta el 31 de marzo de 2020, se posibilitará la entrada en funcionamiento en 2020 de los cerca de 9.000 MW de potencia adjudicada en las últimas subastas de renovables y anteriores procedimientos.

En la misma línea, se adoptarán medidas tendentes a evitar la especulación y asegurar la finalización de los proyectos con derechos de acceso a la red otorgados, reduciendo en unos menores costes, reduciéndose así los precios finales para los consumidores.

- Medidas para moderar los precios de la electricidad

En primer lugar y con el objetivo de reducir el coste final de la electricidad, se suspendió el impuesto del 7% a la generación eléctrica, aprobado en 2012, durante seis meses.

En segundo lugar, se introdujo una exención al gas natural en el Impuesto Especial de Hidrocarburos con el objetivo de evitar el mal llamado “céntimo verde”. Este gravamen, inicialmente pensado para desincentivar el uso de fuentes de energía procedentes de combustibles fósiles, emitía en el mercado una señal opuesta trasladándose a los precios finales de la electricidad cuando tecnologías como el gas fijan los precios en el mercado mayorista.

Todas estas medidas apuntan hacia una reducción del precio final al consumidor de la energía eléctrica y la descarbonización de la economía a favor de las energías renovables. Estos objetivos entran en consonancia con las intenciones de reducir el consumo de carbón en la Central Térmica de As Pontes, favoreciendo la inclusión de combustibles alternativos procedentes de la biomasa.

1.5. Precio de la electricidad y Derechos de Emisión de CO₂

En los últimos años, tanto en España como en los diferentes mercados europeos, el precio de la electricidad ha manifestado una tendencia alcista superior a la de períodos anteriores.

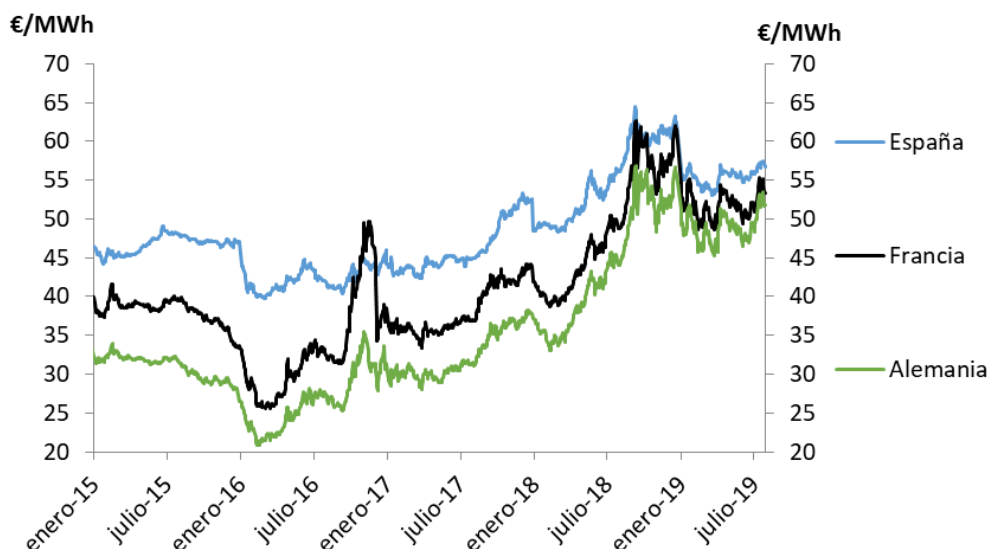


Figura 9. Evolución del precio del mercado eléctrico en España, Francia y Alemania. Fuente: <http://www.aege.es/barometro-energetico-espana/>

Una de las principales causas de este repunte se debe a la imparable subida de los precios de los Derechos de Emisión de CO₂, es decir, lo que pagan las industrias que emiten gases de efecto invernadero como consecuencia de su proceso productivo. Debido al incremento de los costes de producción de estas empresas, el precio de la electricidad sufre también un alza en magnitudes similares. Es por ello fundamental, entender que son los Derechos de Emisión de CO₂ y cómo afectan al mercado mayorista.

Todo surge como consecuencia de la aplicación del Protocolo de Kioto, en donde se establecieron una serie de mecanismos con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Uno de ellos es el Comercio Internacional de Emisiones, el cual fija de antemano, con el mecanismo de mercado “cap and trade”, una cuenta de emisión fija, repartiendo entre los sectores energéticos e industriales de la UE y en Islandia, Lichtenstein y Noruega, una cantidad determinada de Derechos de Emisión de Carbono. Este Derecho se define como “el derecho a emitir una tonelada equivalente de dióxido de carbono durante un período determinado”. En total, engloba 11.000 instalaciones de gran consumo de energía y compañías aéreas y cubre alrededor del 45% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE.

Este mecanismo se basa en un sistema de subasta, en el que los emisores deben comprar los derechos de emisión. Para ello, las empresas involucradas compran derechos de emisión con los que pueden comerciar en función de sus necesidades productivas y de emisión y al finalizar el año, deben poseer la cantidad de derechos suficientes para cubrir todas sus emisiones para evitar sufrir sanciones económicas.

El mecanismo arrancó hace una década, con el objetivo de ir reduciendo el límite de emisiones permitidas para que su coste se fuera elevando, y así fomentar la inversión en energías limpias. Hasta el año 2018, debido a los bajos precios de emisión, no había conseguido su objetivo. La estrategia consiste en ir reduciendo la cantidad de derechos disponibles en el mercado, elevando así el precio de estos.

El incremento del coste de las emisiones hace que, para las tecnologías más contaminantes, como es el carbón del carbón, generar energía sea más caro, y por tanto, el precio ofrecido en la subasta del mercado diario sea más elevado, quedando

fuera de mercado a favor de los ciclos combinados, cuya tasa de emisión es aproximadamente la mitad.

La evolución del precio de estos derechos se ha disparado desde comienzos del año 2018. Se muestra a continuación la evolución del precio del CO₂ en los últimos años:

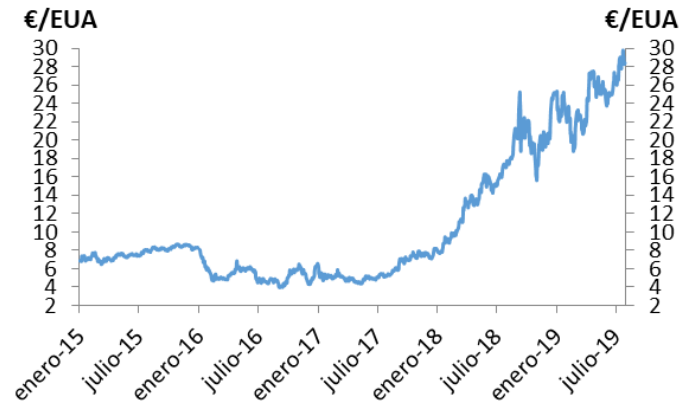


Figura 10. Evolución del precio de los Derechos de Emisión de CO₂. Fuente: <http://www.aege.es/barometro-energetico-espana/>

Expertos del sector sostienen que la liberación del mercado de compra de los derechos de emisión por parte de la Unión Europea, ha posibilitado que fondos norteamericanos entren en el sector y propicien esta escalada de los precios. Muchos han lanzado públicamente su dedo acusador contra los especuladores y solicitan una intervención del Banco Central de Derechos de Emisión para calmar el mercado.

Mientras tanto, grupos de investigación del impacto climático en los mercados financieros como Carbon Tracker, pronostica que el precio de la tonelada de CO₂ alcanzará los 40 euros entre 2019 y 2023, pudiendo llegar a 50 euros en los inviernos de 2021 y 2022. También Deloitte, en su estudio “*Un modelo energético sostenible para España en 2050*” publicado en 2016, sostenía que a largo plazo los precios de los Derechos de Emisión de CO₂ ascenderían a valores comprendidos entre los 20 y 40€/t CO₂ con el objetivo de lograr las actuaciones de descarbonización demandadas.

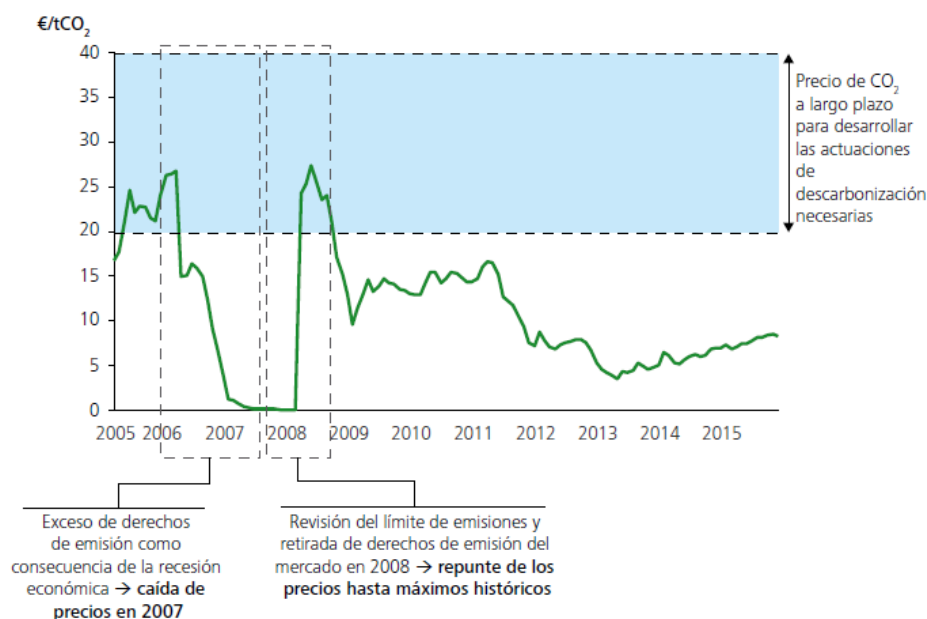


Figura 11. Evolución de los precios de los Derechos de Emisión de CO₂.

Viendo los valores alcanzados durante el 2019 en el mercado, se observa que se está cumpliendo su predicción, pero ¿llegarán los Derechos de Emisión a los 40€/t en los próximos años o actuarán los organismos correspondientes para regular el mercado y abaratar el coste de los mismos?

Por este motivo, surge en As Pontes la necesidad de buscar alternativas de generación con energías renovables como la biomasa, reduciendo los costes asociados a los Derechos de Emisión de CO₂ para ofertar precios más competitivos en el pool, al mismo tiempo que confirma su alineación con el proceso de descarbonización y compromiso con el medioambiente.

En el *Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la comisión de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 601/2012 de la Comisión, en la Subsección 5, Artículo 38 punto n.º 2*, se establece que **“En el caso de la biomasa, el factor de emisión de CO₂ será cero”**.

2. BIOMASA Y BIOCOMBUSTIBLES

En el artículo 2 de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, se define biomasa como la <fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico procedentes de la agricultura (incluyendo las sustancias de origen vegetal y animal), de la silvicultura y otras industrias relacionadas, como la pesca y la agricultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y urbanos; se incluyen en la misma los biolíquidos y los biocombustibles.>

Los biocombustibles son productos derivados de biomasa utilizados en la producción de energía o como combustible para medios de transporte.

Los biocombustibles han sido utilizados por los seres humanos desde prácticamente el comienzo de nuestra existencia. En la prehistoria ya se empleaban leña y ramas para calentarse, cocinar y en el proceso de transformación de los metales. Sin embargo, desde que se comenzó a explotar de manera industrial la producción de energía eléctrica, los biocombustibles se han visto marginados a favor de los combustibles fósiles, sobre todo tras la Primera Revolución Industrial (1760-1840), que empleaba como piedra angular el carbón.

2.1. Clasificación de los biocombustibles

Pueden clasificarse atendiendo a varios criterios, siendo los más comunes en función del origen o según su apariencia física.

Tabla 3. Clasificación de los biocombustibles según su origen. Los biocombustibles M CAMPS Y F MARCOS

ORIGEN DEL BIOCOMBUSTIBLE		ESPECIE O PROCEDENCIA
Cultivos energéticos	Agrícolas	Cardo, sorgo, miscanto, soja, girasol, remolacha, cebada, trigo, maíz...
	Forestales	Chopo, sauce, eucalipto, robinias...
Restos de cultivos agrícolas	Cultivos herbáceos	Paja, restos de cereales y otras especies herbáceas...
	Cultivos leñosos	Olivo, vid, frutales de hueso y pepita...
Restos de tratamientos silvícolas	Podas, claras, clareos, restos de cortas finales	Especies forestales de los montes
Restos de industrias forestales	Industrias de primera o segunda transformación de la madera	
Restos de industrias agro-alimentarias		Especies vegetales usadas en la alimentación.
Restos de explotaciones ganaderas		Animales de granja y domésticos.
Restos de actividades urbanas		Biomasa sólida urbana.

Y atendiendo a su aspecto físico:

Tabla 4. Clasificación de los biocombustibles según su aspecto físico. Los biocombustibles M CAMPS Y F MARCOS

ASPECTO FÍSICO	BIOCOMBUSTIBLES
Sólidos	Leñas y astillas Pajas de cereales Biocombustibles sólidos densificados (pellets y briquetas) Carbón vegetal
Líquidos	Líquido piroleñoso Bioetanol y bioalcoholes Aditivos oxigenados Aceite vegetal Metiléster Lodos
Gases	Biogás de origen muy diverso

En la Tabla 5, se resumen los principales parámetros de los análisis de diversos biocombustibles analizadas en el Laboratorio de la Central de As Pontes:

Tabla 5. Análisis inmediato, elemental y poder calorífico de diferentes biocombustibles.

	Serrín eucalipto		Pellets orujillo		Astilla pino		Lodo seco		Cáscara de palma	
Análisis inmediato	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s
Humedad total (%)	10,60		10,20		22,00		18,60		18,60	
Volátiles (%)	72,83	81,47	66,38	73,92	66,30	85,00	50,05	61,49	63,22	77,66
Cenizas (%)	0,13	0,15	7,11	7,92	0,38	0,49	25,22	30,98	1,99	2,44
Carbono fijo (%)	16,43	18,38	16,31	18,16	11,32	14,51	6,13	7,53	16,20	19,90
Total (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Análisis elemental										
Carbono, C (%)	44,43	49,70	44,54	49,60	39,16	50,20	29,55	36,30	43,06	52,90
Hidrógeno, H (%)	5,29	5,92	5,32	5,92	4,69	6,01	3,92	4,82	4,66	5,72
Nitrógeno, N (%)	0,05	0,06	1,34	1,49	0,17	0,22	4,41	5,42	0,36	0,44
Azufre, S (%)	0,01	0,01	0,13	0,15	0,01	0,01	0,70	0,86	<0,1	<0,1
Oxígeno, O (%)	39,48	44,16	31,36	34,92	33,59	43,07	17,60	21,62	31,34	38,50
Poder calorífico										
PCS (kcal/kg)	41,57	4650	4351	4845	3701	4745	3032	3725	4062	4990
PCI (kcal/kg)	3820	-	4016	-	3329	-	2721	-	3711	-

2.2. Ventajas e inconvenientes de la biomasa

Las ventajas más destacables de los biocombustibles son:

- Como ya se indicó anteriormente, son neutras respecto a las emisiones de carbono. Ésta tal vez sea la ventaja más importante de la energía procedente de la biomasa. El carbono de la atmósfera es captado por la biomasa durante la fotosíntesis y pasa a formar parte de sus estructuras. Cuando la planta muere o es quemada, ese carbono retorna a la atmósfera. Puesto que es un ciclo cerrado, los cultivos posteriores absorben el carbono una y otra vez, por lo que se mantiene un equilibrio entre la cantidad de carbono que el combustible de la biomasa libera a la atmósfera y la cantidad que las plantas extraen de ella. Por este motivo, los combustibles procedentes de la biomasa no contribuyen al calentamiento global, y tienen la consideración de combustibles limpios.
- Se renueva de forma natural y en períodos relativamente cortos de tiempo.
- Disminuye la dependencia energética del exterior. Promueve la diversificación de la energía y la seguridad de suministro, al no estar localizada en una zona geográfica concreta.
- Genera empleo a nivel local y ayuda a establecer una actividad económica en zonas donde no existe actividad industrial. Potenciación del entorno rural, cercano a la generación de esta materia prima.
- El bajo contenido de azufre en la biomasa hace que, en su combustión, el nivel de producción de óxidos de azufre sea muy bajo. Disminuyen también las emisiones de partículas y de contaminantes como NO_x, HC y CO.
- Si se garantiza un consumo sostenible, se promueve la reforestación y la mejora del estado de los bosques. También se favorece el control de plagas y enfermedades
- Si se realiza una extracción organizada de los montes, contribuye a la prevención de incendios. Extrayendo biomasa de los bosques se favorece la regulación y el funcionamiento de los ecosistemas, se reduce la cantidad de materia forestal susceptible de quemarse y se evita así la propagación descontrolada de los incendios. Con este tipo de estrategia, se podría reducir el impacto de los incendios hasta en un 40%.

Si bien los biocombustibles presentan numerosas ventajas, también han de hacerse frente a algunos inconvenientes. Los principales problemas técnicos a los que hace frente la biomasa son:

- La producción de biomasa se encuentra influenciada por las condiciones climáticas.
- Por lo general, presentan porcentajes de humedad elevados y suele ser necesario realizar una serie de pre-tratamientos.
- Necesidad de grandes áreas para los diferentes procesos destinados a la obtención de energía de la biomasa. También las zonas de almacenamiento pueden ser particularmente extensas, debido a la baja densidad de este combustible.
- Posibles inestabilidades de llama o ineficiencia en la combustión, así como problemas relacionados con la deposición de cenizas, ensuciamiento y corrosión.
- Dependiendo del tipo de biomasa, pueden presentar una mayor tendencia a la escoriación y corrosión de caldera.

Además, si no se realiza un consumo responsable de biomasa, podría favorecerse la deforestación de determinadas áreas de consumo de este combustible. Para paliar este problema, surge la aparición de los certificados de sostenibilidad de la biomasa.

2.3. Certificaciones de sostenibilidad de la biomasa

Debido a la gran magnitud de las instalaciones, la producción de energía eléctrica en centrales térmicas con biomasa forestales se asocia con un consumo elevado de materia prima. Por ello, con el objetivo de garantizar la sostenibilidad de las masas forestales es fundamental que la biomasa consumida sea repuesta en el mismo orden de magnitud.

En este punto intervienen las Certificaciones Forestales de Gestión Sostenible, asegurando la *“administración y uso de bosques y montes de manera que mantengan su biodiversidad, productividad, capacidad de regeneración y vitalidad. Asimismo, dicha gestión debe tener el potencial de cumplir, ahora y en el futuro, funciones ecológicas, económicas y sociales relevantes, a escala local, nacional y global, sin causar daño a otros ecosistemas (Conferencia Ministerial Helsinki, 1993)”*.

Principalmente, en los mercados internacionales existen tres sistemas de certificación: el FSC, el PEFC y el SBP.

- **CERTIFICACIÓN FSC**

El *Forest Stewardship Council* (FSC) o Consejo de Administración Forestal en español (FSC), tiene como objetivo fundamental *promover una gestión forestal económicamente viable, socialmente beneficiosa y ambientalmente apropiada para los bosques de todo el mundo*. Es una organización independiente, no gubernamental y sin ánimo de lucro.

La característica principal de esta certificación a diferencia de otras es que FSC es apoyada y reconocida por las principales ONG sociales y ambientales.

- **CERTIFICACIÓN PEFC**

El *Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes* (PEFC) o Programa de Reconocimiento de Sistemas de Certificación Forestal en español, tiene como objetivo fundamental la conservación del ambiente, incremento de la productividad y promoción del desarrollo socioeconómico en el entorno rural. Está basado en acuerdos intergubernamentales y procesos reconocidos globalmente (ISO) y se centra en *<mantener los niveles más altos de exigencia y obtener el compromiso de las partes implicadas con todas las normas asociadas>*.

- **CERTIFICACIÓN SBP**

El Sustainable Biomass Program (SBP) o Programa de Biomasa Sostenible en español, es una certificación diseñada para biomasa obtenida de maderas, la mayor parte en forma de pellets o astillas, empleadas en la producción energética a escala industrial.

Su funcionamiento se basa en estándares y procesos que permiten a las empresas del sector de la biomasa demostrar el cumplimiento de los requisitos legales, reglamentarios y de sostenibilidad relacionados con la producción de pellets de madera. Es un certificado similar al FSC y PEFC, pero se analizan también otras cuestiones, como la emisión de gases durante la combustión no solo de la biomasa, sino de todo el transporte que se genera y del uso de combustibles durante los trabajos forestales y en las fábricas.

Siguiendo las directrices medioambientales de buenas prácticas que caracteriza a la Central de As Pontes, se asegura que la biomasa adquirida para las pruebas descritas o consumos posteriores en caso de confirmarse la viabilidad de este proyecto, estará certificada por los tres mecanismos de aseguramiento de la sostenibilidad descritos anteriormente.

2.4. Transformación de la biomasa en energía

Existen numerosos métodos termoquímicos que transformen la biomasa en energía, es decir, los que emplean calor como fuente de transformación. Sin embargo, los más extendidos en centrales térmicas son la gasificación y la co-combustión. Una tecnología emergente en los últimos años es la torrefacción y posterior peletización de biomasa que, a pesar de que no tener todavía aplicación a escala industrial, no cabe duda que cobrará importancia durante los próximos años debido a las ventajas que proporciona.

2.4.1. Gasificación de la biomasa

El IDAE denomina gasificación de biomasa a *un conjunto de reacciones termoquímicas que se produce en un ambiente pobre en oxígeno, y que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases susceptibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o en un motor, tras ser debidamente acondicionados.*

La gasificación no es una tecnología desarrollada recientemente, sino que ha sido un recurso habitual en períodos de carencia o escasez de combustibles ligeros, ya que permite convertir sólidos tales como el carbón o la biomasa en gases que pueden ser empleados en motores de combustión interna, calderas y turbinas.

La gasificación se produce en un rango de temperaturas de entre 700 y 1000 °, con aire por debajo del estequiométrico y pudiendo realizarse una gran variedad de biomásas secas. Por ello, la gasificación resulta interesante en el caso de biomásas de bajo PC, y en aquellas cuyos componentes resulten problemáticos en su combustión, estando ausentes en el gas resultante.

En este caso el aprovechamiento de la biomasa y el carbón es independiente. La biomasa sólida se gasifica previamente y el gas producto se introduce en la caldera de carbón donde se utiliza como combustible secundario, evitando la entrada de cenizas en la caldera. Además, permite aumentar el porcentaje de sustitución de carbón, limitado en co-combustión directa por problemas de capacidad en la alimentación y molinos, aprovechando ciertos tipos de biomasa que no podrían utilizarse de forma conjunta con el combustible fósil en una caldera de combustible pulverizado ya existente, como los residuos sólidos urbanos o la madera de demolición.

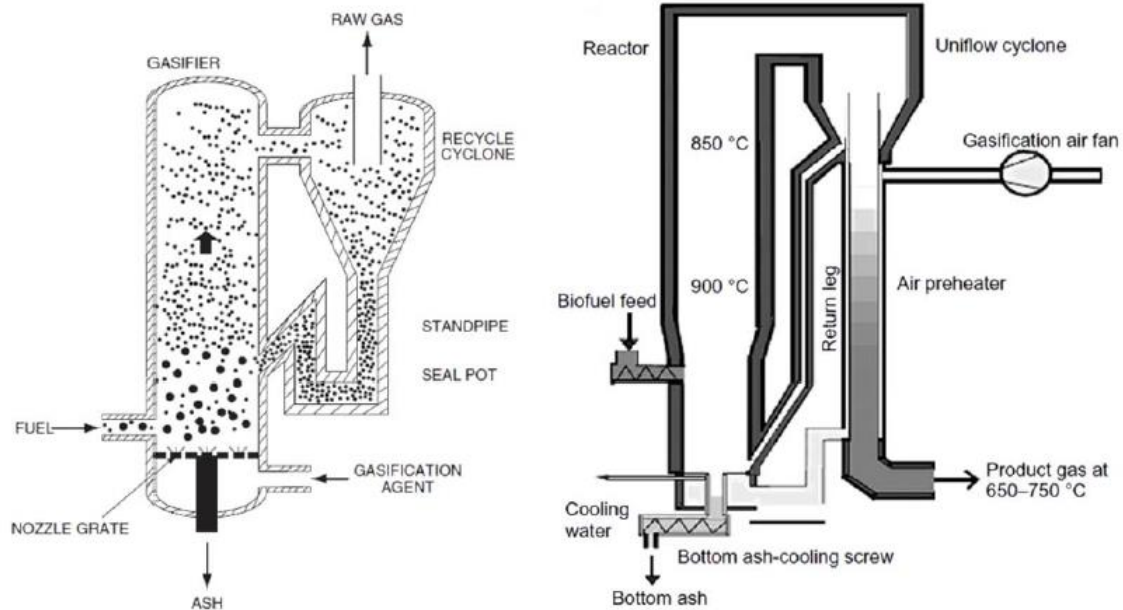


Figura 12. Ejemplos de gasificadores de Lurgi y Foster Wheeler. Fuente CIRCE

En As Pontes, el uso de biomasa gasificada permitiría, además, una diversificación de los carbones de la central, ya que actualmente solo se utilizan carbones con un contenido en volátiles mayor al 35%, rechazando todos aquellos con porcentajes menores. Por tanto, con este aporte extra de volátiles se podrían adquirir un mayor rango de carbones.

No obstante, el principal inconveniente de esta tecnología es la elevada inversión inicial necesaria, motivo por el cual se descarta esta tecnología para este estudio.

2.4.2. Torrefacción de biomasa

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), define la torrefacción como *un tratamiento termoquímico de la biomasa a temperaturas de 200-300°C, a presión atmosférica y en ausencia de oxígeno*. La torrefacción es un pretratamiento que brinda todas las posibilidades para densificar energéticamente la biomasa sólida y convertirla en un combustible con características similares a los carbones minerales comerciales y por tanto en su sustituto natural.

Mediante la torrefacción se transforma la biomasa en un producto con características mejoradas frente al producto original, obteniendo una mejora del PCI en torno a un 15 % y de la densidad energética, reduciendo así los costes de transporte. También aumenta el contenido en carbono un 10%, obteniéndose un combustible más homogéneo y con menor contenido de humedad, Cl, S y N. Además, el producto resultante presenta mayor resistencia al agua, a la degradación y a la fermentación, siendo éstos unos de los principales problemas de la valorización energética de biomasa.

Mediante este proceso, también se generan cambios favorables en su estructura y composición que consiguen reducir su contenido en fibra, facilitando así su molienda por los métodos tradicionales de las centrales térmicas.



Figura 13. Diferentes tipos de biomasa torrefactada y peletizada. Fuente CENER

Sin embargo, a pesar de que los pronósticos a futuro de esta tecnología son esperanzadores, actualmente existen numerosas barreras tecnológicas que impiden su desarrollo a escala industrial. El primero de ellos es que son muchas las líneas de investigación abiertas en el sector, pero se encuentran todavía en vías de desarrollo. No existen instalaciones a escala comercial que produzcan cantidades considerables de pellets torrefactados.

Se descarta, por tanto, la utilización de biomasa torrefactada como alternativa en la producción con biomasa en la Central Térmica de As Pontes.

Por tanto, el presente trabajo se centrará en estudiar la co-combustión con carbón de biomasa en la Central Térmica de As Pontes.

3. CO-COMBUSTIÓN EN UNA CENTRAL TÉRMICA

Se define como la combustión combinada de varios combustibles en una misma caldera. Es una tecnología de desarrollo relativamente reciente, que consiste en la sustitución de parte del carbón consumido a favor de la biomasa en las centrales, generalmente entre el 2 y el 20% de energía.

Para la realización de este apartado se ha tomado como referencia la Tesis de Paula Canalís Martínez sobre la *“Co-combustión de biomasa forestal en una central térmica de bajo rango: influencia del tamaño de partícula en el comportamiento de la caldera”*.

3.1. Tipos de co-combustión

Las tecnologías de co-combustión se clasifican básicamente en co-combustión directa e indirecta. El primer caso es el más habitual por ser la opción más económica de implementar, ya que los dos combustibles se queman conjuntamente en la misma caldera, reduciendo los costes de inversión. En la indirecta, la biomasa se transforma en equipos de manera independiente al carbón y la combustión se realiza total o parcialmente en equipos independientes al carbón.

Dentro de la tecnología de co-combustión directa, existen diferentes opciones entre las que destacan:

- a) Carbón y biomasa se introducen conjuntamente en la caldera.
 - a.1. Ambos combustibles se mezclan antes de los molinos de carbón.
 - a.2. Ambos combustibles se mezclan después de los molinos de carbón.
- b) Carbón y biomasa se introducen separadamente en la caldera.
 - b.1. A través de los quemadores de carbón, pero por conductos independientes.
 - b.2. A través de quemadores específicos de biomasa.

Con respecto a la tecnología de co-combustión indirecta, existen fundamentalmente dos tipos:

- c) Gasificación de la biomasa en un sistema independiente.
- d) Combustión en calderas separadas con integración en el ciclo de vapor.

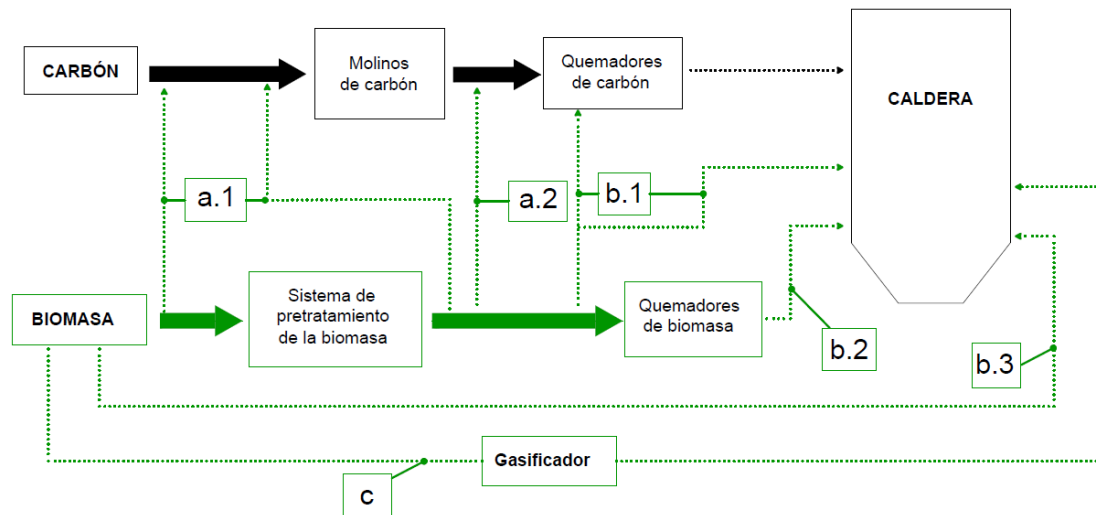


Figura 14. Opciones de co-combustión en una central térmica de carbón pulverizado. Elaboración propia a partir de Figura 2.7 de "Co-combustión de biomasa forestal en una central térmica de bajo rango: influencia del tamaño de partícula en el comportamiento de la caldera". CANALÍS MARTINEZ P.

La elección de una opción u otra depende de muchos factores, siendo uno de los más importantes la granulometría con la que puede alimentarse la biomasa. Generalmente, estos valores oscilan de 1 a 8 mm y dependen fundamentalmente de su reactividad. Otras variables son la capacidad de alimentación de carbón, extracción de cenizas, pérdida de rendimiento de caldera, fenómenos de corrosión, etc. A continuación, se estudian las particularidades de cada opción.

a.1. Ambos combustibles se mezclan antes de los molinos de carbón.

Prácticamente, no se afecta a la operación de la planta. La mezcla de combustibles suele realizarse en el parque de carbones, compartiendo los sistemas de transporte, molienda y alimentación a caldera. Es, por tanto, la más económica porque apenas es necesario realizar reformas en la planta.

No obstante, el porcentaje de sustitución se encuentra limitado en función de la densidad energética de la biomasa, frecuentemente muy por debajo que la del carbón. Además, los molinos tratan un combustible para el cual no fueron diseñados, la biomasa, mucho más fibrosa que el carbón, pudiendo provocar atascos e incendios en el interior de los mismos.

a.2. Ambos combustibles se mezclan después de los molinos de carbón.

El objetivo fundamental de esta opción es evitar los problemas derivados de la molienda de la biomasa en los molinos de carbón. Sin embargo, el pretratamiento que es necesario realizar a la biomasa es mayor, incrementando los costes de operación. Además, al no mezclar en el parque ambos combustibles, debe instalarse el sistema de recepción, almacenamiento, transporte y alimentación de biomasa hasta un punto aguas abajo de los molinos.

b.1. Carbón y biomasa se introducen separadamente en la caldera a través de los quemadores de carbón.

La alimentación de biomasa en la caldera puede realizarse a través de conductos libres del quemador de carbón, o dejar de inyectar carbón por alguno de los quemadores para inyectar biomasa exclusivamente.

Al igual que en la opción anterior, debe instalarse el sistema de recepción, almacenamiento, transporte y alimentación de biomasa hasta los quemadores.

b.2. Carbón y biomasa se introducen separadamente en la caldera a través de quemadores específicos de biomasa.

Esta opción se considera interesante cuando las características de ambos combustibles son tan dispares que no es posible inyectarlos conjuntamente. El coste de inversión aumenta, ya que, debe considerarse además el coste de los quemadores.

c) Gasificación de la biomasa en un sistema independiente.

Esta opción es la segunda más costosa, solamente por detrás de la combustión en calderas separadas de carbón y biomasa.

A pesar de que el coste de inversión es muy elevado, debido a la instalación del gasificador de biomasa, reduce drásticamente los problemas asociados a la co-combustión, como la limitación en los sistemas de transporte y alimentación, posibles corrosiones, fenómenos de slagging y fouling debido a la deposición de cenizas, etc.

d) Combustión en calderas separadas con integración en el ciclo de vapor.

Esta opción es la más costosa de todas ya que se hace necesario la instalación de una caldera y sus equipos exclusivamente para la biomasa. El calor generado en la caldera se utilizado para la producción de vapor, uniéndose al vapor del ciclo de la caldera de carbón antes de su entrada en la turbina.

Esta opción es más económica que la construcción de una planta nueva con generación exclusiva de biomasa. Además, mediante esta tecnología se erradican los problemas asociados a quemar biomasa en una caldera no diseñada para ello, como corrosiones, deposiciones, etc.

3.2. Elección del tipo de co-combustión

Debido a la incertidumbre del régimen de funcionamiento de las centrales térmicas de carbón, ya sea por los bajos precios del gas, el alza de los Derechos de Emisión de CO₂ o la tendencia a la descentralización de la producción energética, **sólo se considera oportuno estudiar la opción en la que ambos combustibles se mezclan antes de los molinos** y particularmente, en el parque de carbones, por ser la única que no requiere de inversiones iniciales para las pruebas. El resto de opciones, en mayor o menor medida, obligan a realizar un desembolso inicial sin que se garantice una rentabilidad, siendo entonces desestimadas en este trabajo.

Uno de los mayores problemas a los que se ven sometidas las centrales que optan por esta opción de co-combustión, es el riesgo de incendios de la biomasa en los molinos debido a que presenta mayor reactividad que el carbón. No obstante, en As Pontes, el secado de carbón no se realiza con aire primario, sino con los denominados gases de resucción, que son gases de combustión (con un porcentaje de oxígeno muy bajo), por lo que el riesgo de autocombustión en los molinos es muy reducido.

3.3. Influencia de la co-combustión directa en centrales térmicas

3.3.1. Emisiones de la planta

Una vez definido el tipo de co-combustión que se aplicará en la Central Térmica de As Pontes, directa con mezcla de combustibles en el Parque de Carbones, es necesario estudiar las variaciones y efectos a los que se verá sometida la planta.

La reducción de las emisiones de planta es, sin duda, el efecto más destacable de la producción eléctrica con biomasa frente al carbón. Como se ha citado en apartados anteriores, el alto coste de los Derechos de Emisión de CO₂ ha desplazado a las centrales térmicas convencionales a favor de los ciclos combinados, con una tasa de emisión mucho menor. Se ratifica, por lo tanto, el potencial de la co-combustión de biomasa situándose como la opción más efectiva para reducir las emisiones de CO₂. También se persigue la disminución de otros contaminantes tales como el NO_x, SO₂ y partículas.

- Emisiones de CO₂

La biomasa se considera como un recurso neutro en emisiones de CO₂, ya que el que es liberado durante su combustión es el mismo que el que se ha fijado durante su crecimiento.

Por lo tanto, el CO₂ emitido debido a la combustión de biomasa no computa a efectos de emisión.

- Emisiones de SO₂

Las principales fuentes de emisiones de este contaminante son la industria, la generación eléctrica y el derivado de la calefacción doméstica.

La emisión está ligada fundamentalmente al contenido de azufre en el combustible, por lo que la co-combustión de carbón y biomasa, debido a su bajo contenido en este elemento, se considera una de las mejores prácticas para su reducción. A partir del año 2020, en centrales similares a la de As Pontes se limitará la emisión a 200 mg/Nm³, lo que ha obligado a llevar a cabo reformas de gran envergadura cuyo objetivo principal es limitar la emisión de SO₂ por debajo de este valor. Debido al menor contenido de azufre de la mayor parte de las biomasa, cabe esperar como mínimo una reducción de las emisiones de SO₂ de forma proporcional al porcentaje de sustitución del carbón.

Adicionalmente, se ha verificado que, con diversos tipos de biomasa, la reducción de SO₂ es mayor que la esperada en relación a su contenido de azufre. Se trata de biomasa cuyas cenizas contienen CaO y MgO, compuestos que son capaces de fijar parte del azufre reaccionando con él para finalmente aparecer en las cenizas en forma de sulfato potásico, evitando su emisión a la atmósfera en fase gas. Este fenómeno no es de sorprender ya que existen tecnologías de desulfuración húmedas, que utilizan lechada de caliza para retener los sulfuros.

- Emisiones de NO_x

El aire está formado mayoritariamente por N y O, por lo que es predecible que, durante el proceso de combustión, parte de este N y el del combustible se transformen en compuestos contaminantes como NO, NO₂, N₂O, NH₃ o HCN. A la suma de NO y NO₂ se les conoce como NO_x, de los cuales el mayoritario es el NO.

Los procesos de formación de NO_x son muy complejos y dependen principalmente de la temperatura, de la ratio combustible/oxígeno y del contenido en nitrógeno del propio combustible. Por ello, podemos diferenciar tres tipos de NO_x en función del proceso a partir del que se han generado: el *NO_x del combustible* que se forma, como su propio nombre indica, a partir de la oxidación del nitrógeno que contiene el combustible, el *NO_x térmico*, que se forma a partir de la oxidación a altas temperaturas del nitrógeno del aire y el *NO_x inmediato* que se genera a partir de la reacción del nitrógeno del aire con radicales de hidrocarburo en zonas de la llama ricas en combustible.

En el caso del *NO_x térmico e inmediato* su formación depende del exceso de aire y de la temperatura, y por lo tanto del proceso de combustión y no del combustible. Si se controla adecuadamente dicho proceso puede limitarse su formación, por lo que, tomando las medidas oportunas en co-combustión, las emisiones de estos tipos de NO_x

no deberían variar respecto a los valores habituales obtenidos cuando se utilizaba exclusivamente carbón.

La co-combustión ataca directamente al primero de ellos, el NO_x del combustible, ya que al ser menor el contenido de N que en el carbón, cabe pensar que se reducirán las emisiones de este contaminante de manera proporcional al porcentaje de sustitución de carbón, al igual que ocurría con el SO₂.

Al igual que para el SO₂, la cantidad de NO_x que podrá emitir una central como la de As Pontes a partir de julio del 2020 será 200 mg/Nm³. Para alcanzar estos objetivos, se han impuesto una serie de medidas para el control de estas emisiones, que se pueden diferenciar en medidas primarias o secundarias. El objetivo de las primarias es optimizar las condiciones de operación y combustión mediante el escalonamiento de entrada de aire en caldera (SOFA), entre otras. Con esta reforma, efectuada en los últimos años en los 4 Grupos de As Pontes, se busca controlar la inyección de aire de combustión en la caldera, reduciendo la temperatura de operación para disminuir la formación del NO_x térmico. Ya que uno de los objetivos de la co-combustión es reducir las emisiones de NO_x, esta tecnología se agrupa dentro de las medidas primarias.

En las secundarias se incluyen aquellas tecnologías para la limpieza de gases de caldera, instalada en As Pontes en el año 2018. Se trata de un sistema SNCR, de sus siglas en inglés Selective Non Catalytic Reduction, Reducción Catalítica No Selectiva, que utiliza la inyección de urea para el control de los NO_x.

En numerosas experiencias llevadas a cabo se ha observado como la variación de la ratio V/CF que presenta la biomasa sobre el carbón, realiza un efecto positivo mayor de lo esperado sobre las emisiones de NO_x. Esto es debido a que, al poseer un mayor contenido en volátiles, la combustión es más rápida y se crea una atmósfera pobre en O₂, favoreciendo la transformación de nitrógeno en N₂, en lugar de NO_x.

- Emisiones de partículas

La emisión de partículas depende principalmente de como tenga lugar la combustión y las particularidades de los combustibles utilizados. En experimentos reales se han comprobado variaciones de estas emisiones en co-combustión, aunque no se puede fijar una única tendencia. Así, se han detectado experiencias en las que las emisiones han disminuido hasta un 50%, pasando por otras en las que prácticamente no han variado o en las que parece existir cierta tendencia a aumentar con el porcentaje de sustitución. En general, además de la composición del combustible, la emisión de partículas también depende y mucho de la eficacia del precipitador electrostático, equipo encargado de atrapar las partículas volantes arrastradas por los gases de combustión.

3.3.2. Comportamiento de la planta

Los principales problemas o barreras técnicas de la co-combustión surgen debido al manejo de biomasa en equipos (cintas, molinos, quemadores, caldera, precipitador electrostático, etc.) que fueron diseñados para un combustible con características muy diversas. Los más importantes son:

- Ineficacia en molienda
- Riesgo de aumento de los fenómenos de slagging y fouling.
- Riesgo de corrosión por alta temperatura en los tubos de sobrecalentadores y recalentadores.
- Variación en la composición de las cenizas y escorias.
- Pérdida de rendimiento en caldera.
- Cambios de funcionamiento en los sistemas de limpieza de gases.

- Ineficacia en molienda

La principal causa de la ineficacia en molienda es la introducción de un combustible en un molino que no fue diseñado para ello.

En primer lugar, hay que asegurar que el equipo es capaz de tratar el incremento de volumen debido a la menor densidad energética de la biomasa. Por otro lado, existen biomasa que son fibrosas, por lo que algunos molinos utilizados tradicionalmente en las centrales térmicas no son válidos. Por ello, las diferencias de las características de los combustibles (humedad, dureza, densidad, etc.) podrían influir negativamente en la granulometría de salida de los molinos, aumentando el porcentaje de inquemados, con la consecuente pérdida de rendimiento de la caldera.

Además, como ya se ha adelantado anteriormente, uno de los principales problemas de la co-combustión es el riesgo de incendios de la biomasa en los molinos que utilizan aire primario para secado del combustible, debido a la mayor reactividad que presenta. No obstante, en As Pontes, el secado de carbón no se realiza con aire primario, sino con gases de combustión con un porcentaje de oxígeno muy bajo, por lo que el riesgo de auto combustión en los molinos es muy reducido.

- Riesgo de aumento de los fenómenos de slagging y fouling.

Todos los combustibles contienen una fracción mineral que es no combustible y produce lo que comúnmente se denomina ceniza. La formación de deposiciones de ceniza en la caldera es uno de los aspectos más problemáticos en el sector de la generación eléctrica derivada de combustibles fósiles. Esta formación depende principalmente de la composición del combustible, el diseño de la caldera y su operación. Dependiendo de donde se formen, podemos diferenciar dos tipos de deposiciones de ceniza. Se denomina *slagging* cuando se producen en las zonas expuestas directamente a la irradiación de la llama (hogar de la caldera). Sin embargo, si las deposiciones se forman en las zonas de transferencia por convección (sobrecalentadores, recalentadores y economizadores), se denomina *fouling*.

Debido a la acumulación de deposiciones en ciertas partes de la caldera (quemadores, paredes de agua, etc.) se modifican las condiciones de transferencia de calor y la distribución de temperaturas en la caldera. Además, si se supera un cierto nivel de slagging, el ΔP de la caldera se ve fuertemente afectado, afectando negativamente a la operación de la misma.

El *fouling*, al producirse en las zonas convectivas de los sobrecalentadores y recalentadores, afecta a la generación de vapor y su temperatura. Con él, también aumenta la temperatura del metal, incrementando las ratios de corrosión a largo plazo.

La principal causa de aparición de estos fenómenos es un inadecuado diseño de la cámara de combustión en relación al combustible quemado. Cuando se diseña una caldera, se hace teniendo en cuenta el PC del combustible, las condiciones de combustión, secuencias de soplado, etc. Por ello, cuando se inserta un combustible para el que no fue diseñado, es posible que aparezcan ambos fenómenos. Estos mecanismos complejos han sido estudiados durante años y envuelven conocimientos de muchos campos que no son objeto de este trabajo.

Sin embargo, podemos resumir que para el caso de la co-combustión de carbón y biomasa este fenómeno resulta de especial relevancia debido a la introducción en una caldera que no fue diseñada para ello, de un porcentaje de un combustible con tendencia al ensuciamiento. La temperatura de trabajo en calderas de carbón pulverizado oscila entre 1000 y 1200°C, mientras que el punto de fusión de cenizas de las principales biomasa utilizadas se alcanza por debajo, lo que hace prever la aparición de estos fenómenos.

Entonces, puede producirse que debido al menor porcentaje de cenizas en la biomasa se reduzcan estos fenómenos o, por otro lado, que se vean propiciados debido a la combustión de un combustible inadecuado para el diseño de la caldera.

La temperatura de fusión de las cenizas, AFT (Ash Fusion Temperature), nos da una idea sobre la formación de estos fenómenos. Se distinguen cuatro niveles de fusión que son medidos en cuatro puntos definidos bajo condiciones oxidantes (mezcla de CO₂ y O₂) y reductoras (mezcla de CO₂ y CO). Para ello, se toma como referencia una muestra cilíndrica de ceniza calentada en un reactor hasta una temperatura de 1550°C. Se diferencian los siguientes estados:

- Temperatura inicial de deformación (IT). Nivel donde la muestra cilíndrica empieza a redondearse.
- Temperatura de ablandamiento (ST). Nivel en el que la base de la muestra cilíndrica es igual a su altura.
- Temperatura de semiesfera (HT). Nivel en el que la base de la muestra cilíndrica es el doble que su altura.
- Temperatura de fluidización (FT). La muestra cilíndrica se ha convertido en una masa fundida con una altura inferior a 1,6 mm.

A pesar de que estos niveles poseen una amplia aplicación para analizar el comportamiento de fusión de las cenizas, en numerosos casos existen grandes discrepancias entre los análisis teóricos y los experimentales. Los motivos que explican estas diferencias son los siguientes:

- Los análisis experimentales en laboratorios son medidos en períodos cortos de tiempo con rampas de calentamiento constantes, no representando fielmente la producción de deposiciones en calderas.
- Los niveles de temperaturas de fusión no tienen en cuenta el diseño ni operación de la caldera.
- AFT se basa en que la forma de las cenizas es cilíndrica, mientras que, para la biomasa, ésta puede presentar diferentes formas debido al CO₂ liberado de los carbonatos generando una hinchazón del cilindro.
- Baja reproductividad de los resultados.

Es importante destacar que AFT es un parámetro no lineal para mezclas de combustibles, es decir, que el AFT de la mezcla no es una combinación de los AFT de cada componente de la mezcla por separado.

▪ Riesgo de corrosión por alta temperatura en los tubos de los sobrecalentadores

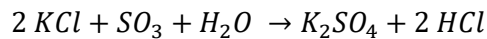
La fracción inorgánica de la biomasa causa graves problemas de deposición y corrosión, en aquellos equipos que presentan la temperatura de metal más alta, siendo éstos los sobrecalentadores. Esto es debido a que la ratio de corrosión es una función exponencial con respecto a la temperatura.

Los materiales de las primeras calderas de biomasa no sufrieron grandes problemas de corrosión, debido a que la temperatura de los tubos sobrecalentadores se mantenía baja (por debajo de 450°C). Cuando la temperatura del vapor de los sobrecalentadores supera los 450°C, como es el caso de As Pontes, aparecen los problemas derivados de la corrosión a altas temperaturas. En la corrosión de los tubos sobrecalentadores influyen varios factores, como por ejemplo, la temperatura del metal y de los gases de la caldera, material del tubo y composición química de los depósitos formados sobre los sobrecalentadores [Berlanga-Labari y Fernández-Carrasquilla, 2006].

Dentro de la biomasa se incluyen una gran variedad de combustibles con diferente composición química y características físicas que afectan a la combustión. Así como la madera tiene poca fracción de cenizas, la paja de cereal y los cultivos herbáceos contienen altas concentraciones de metales alcalinos y cloruros, por lo que suelen ser más problemáticos.

Existen estudios que demuestran que elementos como el azufre y el cloro tienen una gran influencia en la aparición de los fenómenos de corrosión en los que interviene el potasio. En general, en el carbón los cloruros se encuentran fundamentalmente bajo la forma de NaCl, mientras que en la biomasa se encuentra como KCl. Este cloro incrementa la volatilidad del potasio, que se encuentra principalmente como KCl(g) y KOH(g) en la fase gaseosa. Si la temperatura de trabajo de los sobrecalentadores es superior a los 450°C, el potasio condensará como sulfato, cloruro y silicato formando depósitos sobre los tubos. Sin embargo, si existe la cantidad necesaria de azufre, se formará sulfato de potasio, reduciendo la cantidad de cloro en los depósitos y con él la posibilidad de que se produzca la corrosión.

Es decir, en presencia del suficiente azufre la reacción que se produce es la siguiente:



Por ello, la ratio S/Cl de un combustible es importante para determinar posibles corrosiones en la caldera. Esta ratio se estudia en el análisis de las biomásas de las pruebas.

Por otro lado, cabe señalar que la mayor parte de combustibles biomásicos presentan bajas concentraciones de azufre en comparación con el carbón, por lo que habrá que prestar mucha atención a este fenómeno.

También se sabe que el contenido en cloro en la mayor parte de las biomásas (excepto en la madera que es similar) es superior que, en el carbón, y que éste puede influir de muchas formas en la corrosión de los tubos sobrecalentadores. Los gases procedentes de la combustión aceleran la oxidación de las aleaciones e influyen en la corrosión causada por otros mecanismos, como la corrosión de los sobrecalentadores por sulfatos alcalinos fundidos. El cloro puede, también, depositarse en los tubos sobrecalentadores, como cloruro, e influir en la corrosión.

- Variación en la composición de las cenizas y escorias

Durante el proceso de combustión, las partículas inorgánicas del combustible no sufren una combustión completa y así es como se genera la ceniza, en el que diferenciamos dos tipos, las cenizas volantes y las cenizas de hogar o escorias (más grandes y pesadas). En una central de carbón, por lo general, las primeras se corresponden con cerca del 80% del total.

En general, el contenido en cenizas de la biomasa es muy inferior al del carbón. Sin embargo, al realizar una co-combustión es probable que cambie su composición, limitando su aprovechamiento más extendido, como aditivo para el hormigón.

Con la depresión económica del año 2008 y la consecuente caída del sector de la construcción, cesó en la mayoría de las centrales térmicas nacionales la venta de cenizas como aditivo para el hormigón. Durante todos estos años, se almacenaron en unos terrenos propiedad de ENDESA denominados como Vertedero de Residuos No Peligrosos (VRNP). Debido a la recuperación económica, la venta de cenizas está recuperando el ritmo por lo que la valorización de las mismas vuelve a cobrar relevancia.

La norma UNE-EN 450-1 *Cenizas volantes para hormigón* recoge los requisitos que deben cumplir las cenizas para poder ser destinadas a este uso. Esta norma ha sufrido diversas revisiones con el objetivo de adaptarse a las nuevas tecnologías de co-combustión. Actualmente, el porcentaje mínimo indicado en esta UNE, “*en masa seca de carbón no debe ser inferior al 50% en el caso de que el material de co-combustión proceda de madera verde. Además, la proporción máxima de cenizas procedentes de la co-combustión, no debe ser superior al 30% en masa seca*”.

En la Tabla 6, se resumen los principales requisitos químicos que deben de cumplir las cenizas volantes para su comercialización.

Tabla 6. Requisitos químicos de las cenizas para su venta para la fabricación de hormigón. Elaboración propia.

Compuesto	Valor límite (% m/m)
Cl-	< 0,10
SO ₃	< 3
CaO libre	< 1,5
CaO reactivo	< 10
SiO ₂ reactivo	< 25
SiO ₂ + Al ₂ O ₃ + Fe ₂ O ₃	> 70
Álcalis total	< 5
MgO	< 4
P ₂ O ₅	< 5

El objetivo de la Central de As Pontes es conseguir el máximo porcentaje de sustitución de carbón por biomasa, por lo tanto, para la elección de las biomásas a emplear se deben considerar todos los escenarios, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas y las establecidas en legislaciones de este tipo.

- Cambios de funcionamiento en los sistemas de limpieza de gases
 - Precipitador electrostático

El precipitador electrostático es el equipo encargado de captar las partículas que transportan los gases, evitando su emisión a la atmósfera. Uno de los parámetros que más influyen en su eficiencia es el caudal a tratar. Este caudal de gases está inversamente relacionado con el poder calorífico del combustible, ya que, a mayor poder calorífico, menos combustible será necesario inyectar en caldera para obtener la misma cantidad de energía. Por otro lado, cuanto mayor sea el contenido en humedad, mayor será el caudal de gases de salida de caldera.

Por tanto, si el caudal que puede manejar el precipitador es limitado se pondrá especial atención en el poder calorífico y el contenido en humedad de la biomasa.

- Desulfuración

El funcionamiento de las plantas de desulfuración consiste básicamente en la eliminación del SO₂ de los gases de combustión a través de procesos que implican el uso de caliza como absorbente alcalino, capturando este gas y transformándolo a través de una serie de reacciones en yeso, un subproducto comerciable.

Cabe pensar que como el contenido de S en la biomasa suele ser menor que el carbón, se reducirán las emisiones de SO₂.

3.4. Posibles subsidios a la co-combustión de biomasa

El Consejo de Ministros del 12 de julio del 2013, aprobó el Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Pretendía “frenar el desbordado déficit tarifario del sistema eléctrico español y para ello y entre otras medidas, sustituyó el régimen de primas a las

renovables por un sistema de retribución aplicable con carácter retroactivo y basado en la rentabilidad razonable de la inversión de una empresa eficiente y bien gestionada”.

Para el cálculo de la retribución a una instalación específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo. De esta manera se instaura un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan. Estas instalaciones recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías garantizando una rentabilidad razonable basada en las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

También se indica que, en principio, las instalaciones de potencia instalada superior a 50 MW (As Pontes, tiene cuatro grupos de 365 MWe cada uno) quedan excluidas de dicha retribución. Si bien, *el Gobierno puede determinar el derecho a una retribución a aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen como energía primaria biomasa.* Por lo tanto, existe la posibilidad de obtener ayudas por parte del Gobierno para sufragar parte de los costes de inversión que permitan la producción con biomasa.

3.5. Experiencias de co-combustión de biomasa

En España no existe ninguna central térmica que realice co-combustión de manera comercial con biomasa. No sucede lo mismo en Europa ya que en 2017, como se puede observar en la Figura 15, el país líder en co-combustión era Reino Unido, con casi 7,5 GWe y 16 calderas en servicio.

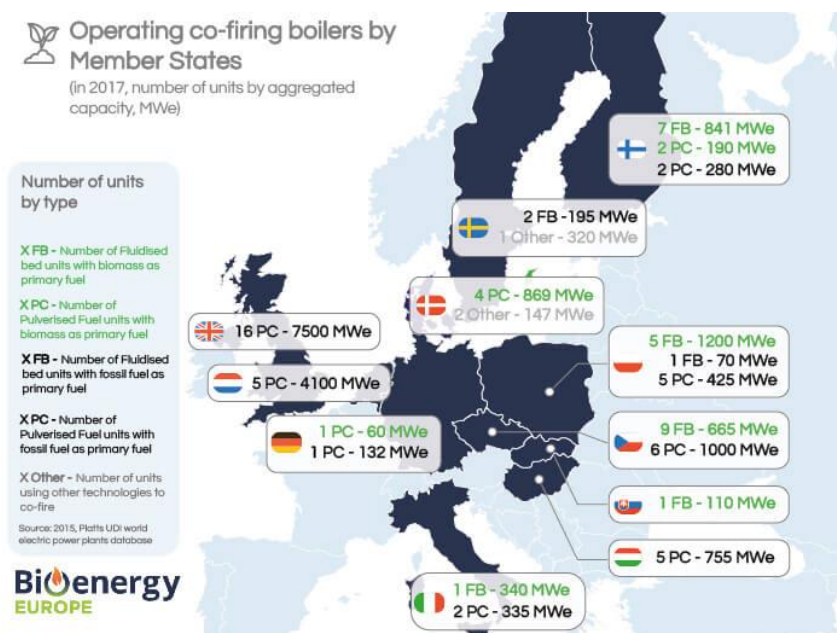


Figura 15. Calderas en co-combustión operativas en la UE en 2017. Fuente Bioenergy Europe

En la Tabla 7, se muestran numerosas experiencias llevadas a cabo en Europa y EEUU en centrales energéticas con co-combustión directa de carbón con las biomásas objeto de este estudio, pellets de madera y lodos de depuradora.

Tabla 7. Experiencias de co-combustión de biomasa leñosas y lodos de depuradora en otras centrales térmicas.

Planta / Propietario	Potencia (MW)	Biomasa	Alim. biomasa	% m/m	Otros datos	Duración
Maaskajte 2 (EON)	518	Pellets papelera, maderera y compost	Antes de molinos	5	Planta de pellets junto a la central. Sin problemas en sistema de molienda. Sin variaciones en emisiones ni propiedades de subproductos.	Operación comercial
Rodenhuize 4 (Electrabel)	285	Pellets de madera	Después de molinos	30	Molino de martillos para la biomasa, con tamaño partícula 1,5 mm. Alimentación por quemadores intermedios para mayor tiempo de residencia.	Operación comercial
Cockenzie (Scottish Power)	1200	Pellets de madera	Antes de molinos	5-10	Molinos independientes. Leve caída del rdto caldera.	Operación comercial
Plant Hammond (Georgia Power Company)	100	Serrín y residuos de polas	Antes de molinos	12	Sin afectar a molienda de carbón. Aumento de consumo de molinos. Pérdida rdto. Caldera debido a exceso de aire.	Solo pruebas
Seward Generating (GPU)	32	Serrín	Alimentación indep. en conductos aparte de quemadores de carbón	15	Pérdida de rdto. Reducción significativa de NOx.	Operación comercial.
McIntosh Power Plant (Lakeland Electric)	365	Eucalipto, biomasa residual	Alimentación independiente	5	Disponía de parrilla de postcombustión. Pérdida de rdto por alta humedad de biomasa. Sin escoriación	Solo pruebas
Durkirk St. Plant	90	Sauce y biomasa residual	Alimentación independiente a través de antiguos mecheros de gasoil	10	Sin cambios en operación de planta. El objetivo era la promoción de los cultivos energéticos.	Operación comercial
Ruien 3 & 4 (Electrabel)	130	Residuos industria maderera	Después de molinos	10	Reducción de NOx y SO ₂ . Sin efecto en operación	Operación comercial
Borssele 12 (EPZ)	420	Lodos depuradora y papeleras	Antes de molinos	5	Sin problemas en la operación de la planta.	Operación comercial.
Hemweg centrale (NUON)	630	Lodos depuradora secos	Antes de molinos	6	Problemas de autoignición y formación de nubes de polvo tóxicas en parque de almacenamiento. Sin cambios en molinos y caldera. Aumento de emisión de SO ₂ .	Sólo pruebas
Langerlo 1 y 2 (Electrabel)	225	Lodos depuradora	Antes de molinos	3-4	Sin problemas en la operación de la planta.	Operación comercial
Voerde STEAG	350	Lodos depuradora secos	Antes de molinos	15	Sin problemas en la operación de la planta.	Sólo pruebas

No obstante, el ejemplo más significativo de conversión de una central térmica para la producción energética con biomasa es Drax, situada en North Yorkshire (Inglaterra). Tras la conversión de 4 de sus 6 grupos de 660 MW cada uno, ha alcanzado los 2.640 MW, convirtiéndose en el proyecto de descarbonización más grande de Europa. Para ello, ha invertido un total de 730 M€. A corto plazo, el objetivo de Drax es remplazar las dos unidades restantes por turbinas de gas de ciclo combinado en los próximos años confirmando así su compromiso con la descarbonización. Este proyecto constituye una prueba de que la biomasa jugará un papel fundamental en la transición de la era del carbón a favor de las energías renovables.



Figura 16. Drax en fase de conversión para la producción con pellets. Fuente <http://randomspaniard.blogspot.com/2009/12/la-mayor-central-termica-de-carbon-en.html>

3.6. Co-combustión en la Central Térmica de As Pontes

La Central Térmica de As Pontes presenta una serie de ventajas frente a otras plantas similares, que son las siguientes:

- Ubicación. Galicia es la comunidad española con mayor potencial de aprovechamiento de biomasa, por ello, la posibilidad de acceso a grandes masas forestales a distancias relativamente pequeñas, la convierte en una buena opción para una implantación definitiva de co-combustión en un futuro. Además, cuenta con una terminal de descarga de combustibles en el Puerto Exterior de Ferrol a escasos 50 km y tiene acceso directo a la autovía AG-64, a menos de 1 km de sus instalaciones.
- Tipo de combustible fósil. La central fue diseñada para operar con lignito extraído de la mina local con un poder calorífico bajo y elevada humedad, presentando unas características muy similares a las de la biomasa. Esta similitud entre ambos combustibles facilita la alimentación de la biomasa ya que seguramente se podría utilizar el mismo sistema que para el carbón.
- Existencia de parque cubierto de combustible. Para evitar la degradación de la biomasa y la merma de sus propiedades energéticas, y más en un clima húmedo y frío como el de As Pontes, es necesario evitar que la biomasa se encuentre a la intemperie. Con una superficie en planta de 160 m de ancho por 592 m de largo, la capacidad de almacenamiento está garantizada.
- Presencia de industria maderera y de gestión de residuos en las inmediaciones de la Central. A menos de 5 km se encuentra la planta de fabricación de pellets de mayor capacidad de producción de España, además de otros centros de

producción y procesado de madera en la comarca. También existen numerosas empresas en la zona dedicadas a la gestión sostenible de residuos. Por lo tanto, las capacidades de colaboración con empresas del sector son numerosas.

Por otro lado, son varias las características de la planta que dificultan una co-combustión con elevados porcentajes de biomasa:

- **Tamaño.** La elevada potencia de las calderas, 365 MWe brutos, exige que la cantidad necesaria de combustible sea considerable. En combustibles como el carbón no existe limitación en este aspecto porque ya existe una logística implantada y una fuente de aprovisionamiento desarrollada y capaz de abastecer estas necesidades. No obstante, con la biomasa no ocurre lo mismo. La dispersión de los recursos, así como la necesidad de pretratamiento para determinadas biomásas, dificultan el abastecimiento de combustible en estas magnitudes.
- **Ausencia de parrilla post-combustión.** En los inicios de la Central, cuando se el combustible utilizado era lignito local, las calderas contaban con parrillas post-combustión que permitían finalizar la combustión a aquella porción de combustible que necesitaba más tiempo de residencia para arder. Durante la transformación para adaptarse a la producción con carbón importado, se desmantelaron dichas parrillas por no ser necesarias. Para la co-combustión con biomasa, debido a que la granulometría de partícula es, por lo general, de mayor tamaño que el carbón, la instalación de parrillas permitiría reducir los inquemados y, por tanto, obtener un mayor rendimiento de caldera.
- **Dificultades para homogeneizar la mezcla.** El sistema de carboneo de la CT As Pontes, es capaz de realizar en porcentajes aproximados la mezcla de varios combustibles. No obstante, debido al gran volumen que se mueve y a los métodos de recogida y apilado con las máquinas combinadas en el PCCT, es poco probable que se obtenga una homogeneización total de la mezcla, pudiendo causar inestabilidades en caldera durante la combustión.

4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA DE AS PONTES

4.1. Breve introducción

La Central Térmica de As Pontes, situada en la provincia de La Coruña (Galicia-España), está constituida por cuatro grupos generadores de aproximadamente 365 MWe brutos. Las unidades fueron diseñadas por FOSTER WHEELER (generador de vapor), MITSUBISHI (turbinas), WESTINGHOUSE (generadores eléctricos) y EVT (quemadores de tipo “finger” y molinos de “rueda batidora”). Las calderas de los cuatro grupos son de circulación natural, tiro equilibrado y tipo torre y de fuegos tangenciales, habiendo sido diseñadas para la combustión de lignitos pardos de bajo poder calorífico y alto contenido de humedad. Cada una de ellas fue diseñada con las siguientes características:

- Producción de vapor sobrecalentado: 1.090 t/h a 169 kg/cm² y 540°C.
- Producción de vapor recalentado: 960 t/h a 41 kg/cm² y 540°C.

La explotación del yacimiento de As Pontes se remonta a la década de los cuarenta, cuando la Empresa Nacional Calvo Sotelo (ENCASO), construyó una central térmica de 32 MW, cuyo combustible y materia prima fue el lignito extraído de la mina local.

Posteriormente, por acuerdo del Consejo de Ministros del 4 de febrero de 1972, los activos mineros y eléctricos de la citada empresa pasaron a ENDESA, que construyó una central térmica de 1.400 MW con el objetivo de extraer a cielo abierto doce millones de toneladas de lignito anuales, abasteciendo de combustible la central.

Los grupos se diseñaron en 1976 para quemar lignito extraído de las minas locales, con bajo poder calorífico y alta humedad. En 1992 las unidades se modificaron para poder emplear como fuente de energía una mezcla de carbón de importación y lignito. Posteriormente, en 2006 se adaptaron para emplear un 100% de carbón de importación y reducir las emisiones de NO_x.

Actualmente, se están efectuando reformas que servirán para desnitrificar y eliminar el azufre de los gases resultantes de la combustión de carbón con el fin de minimizar los efectos ambientales de la actividad. Tras las obras, la central no sólo cumplirá los requisitos de la Directiva europea de Emisiones Industriales (DEI), sino también los todavía más exigentes valores BREF, los valores de referencia europeos sobre las Mejores Técnicas Disponibles de los diferentes sectores industriales.

El primer paso de las obras de transformación para adaptar la UPT de As Pontes a la Directiva de Emisiones Industriales consistió en instalar un sistema de desnitrificación de los gases de combustión (SNCR) en cada uno de los cuatro grupos de la central. El segundo paso, todavía en ejecución, consiste en montar equipos para la eliminación de azufre de los gases de combustión a través de procesos que implican el uso de caliza como absorbente alcalino para capturar dióxido de azufre (SO₂) y transformarlo en sólido.

Las instalaciones para la desulfuración son dos unidades que compartirán los cuatro grupos generadores. El principal elemento del sistema es el absorbedor, adonde llegan los gases de combustión, una vez que han pasado por el equipo precipitador

electroestático. Cada desulfuradora consiste en una torre de atomización vertical, a contracorriente, con una altura superior a los 30 metros. Para su funcionamiento, se requerirá un consumo anual de hasta 25.000 toneladas de caliza y producirá, aproximadamente, 30.000 toneladas de yeso.

Al finalizar el proyecto, no cabe esperar de ello un incremento de la producción, porque no está enfocado a generar más electricidad, sino a ganar eficiencia ambiental.

La reforma de la UPT de As Pontes constituye una aportación al proceso de descarbonización que protagoniza el sector energético europeo, dado que ofrece una central térmica renovada y de alta eficiencia ambiental que servirá para respaldar al sistema eléctrico ante la naturaleza impredecible de las fuentes renovables.



Figura 17. Central Térmica As Pontes.

4.2. Alimentación de carbón

4.2.1. Parques de almacenamiento de combustible

El carbón de importación necesario para la operación de la U.P.T. As Pontes, se transporta desde la Terminal del Puerto de Ferrol a través de camiones, para ser descargado en el Parque de Carbones de Saa.

La superficie ocupada por el conjunto de infraestructuras asociadas al Parque de Saa suponen un total de 140.000 m², de las cuales, 87.500 m² corresponden a zonas de acopio de carbones y sistemas de recogida y envío desde el propio parque a la Central Térmica de As Pontes. La capacidad del parque de almacenamiento de la central ronda las 500.000 t de combustible.

El parque se compone de una zona de pesaje de camiones a la entrada y salida para control del carbón transportado desde el puerto exterior, un sistema de descarga directa sobre tolvas hacia la cinta de transporte y una zona de acumulación en parvas donde los camiones vuelcan toda la carga que, mediante empuje por medio de palas excavadoras, se deja caer en un túnel en forma de "U" donde dos rotoextractores lo distribuyen a lo largo de una cinta de transporte.

Existen dos zonas de acopio, una es la denominada parva viva, que dispone de un túnel en su eje longitudinal, en cuyo interior están instalados dos rotoextractores encargados de alimentar el circuito de envío a la central mediante las cintas C-171 y C-172. Y la otra, es la parva muerta, la cual no dispone de circuito de entrega directo, por lo que, se

debe trasegar mediante camiones hacia la parva viva o llevarlo directamente a descarga hacia el circuito de tolvas. Este se trata de una estructura metálica tipo pórtico con cuatro terminales de descarga, que permite a los camiones levantar el basculante y verter el carbón directamente en una tolva asociada a cada terminal.

El carbón se transporta hasta el Parque de Carbones de la Central Térmica a través de la denominada Cinta C-493. Este parque, en el que se realizan labores de homogeneización y almacenamiento, ocupa una superficie aproximada de 10 hectáreas, en una planta de 160 m de ancho por 592 m de largo.

El parque dispone de dos máquinas combinadas (apiladoras-recogedoras) y una máquina recogedora que realizan las funciones de apilado en cuatro parvas longitudinales y, mediante un rodete, la recogida y suministro de carbón a las tolvas de la central térmica.



Figura 18. Máquina combinada del PCCT.

Para evitar problemas de manejo de carbón provocados por el agua de lluvia se construyó una cubierta suspendida por dieciséis arcos de 160 m de luz y 30 m de flecha. Esta flecha, más los 30 m de altura que poseen los pilares sobre los que se apoyan, confieren al parque la altura libre necesaria para la operación de las apiladoras-recogedoras que alberga. Desde las cintas C-52/C-53 se descarga a dos carros reversibles, uno para alimentación de carbón a las tolvas de los Grupos I y II y otra para alimentación de las tolvas de los Grupos III y IV. El carbón es extraído de la tolva de carbón por medio de un rotoextractor que descarga sobre un alimentador de placas de velocidad variable. Hay seis alimentadores en cada caldera (uno por molino) distribuidos simétricamente alrededor de la caldera y que dosifican volumétricamente el carbón, procedente de su extractor a cada molino en función de la producción de vapor solicitada.

El alimentador propiamente dicho es una banda metálica que arrastra el carbón y lo hace caer en el conducto de gas que va al molino. La dosificación del carbón se realiza doblemente por variación de la velocidad de la cinta del alimentador y por ajuste del espesor de la capa. La variación de velocidad de la cinta se hace variando la velocidad de giro del motor de arrastre. La altura de capa en el alimentador se ajustó por medio de una chapa fija que hace de rasero y alisa la superficie superior de la misma.

La medida de caudal de carbón para el sistema de control se genera utilizando un detector de giro (velocidad de salida de reductora) y una sonda que mide altura de capa y que está situada en el extremo final del alimentador.

Esta variación de velocidad permite modificar el caudal de carbón aportado a cada molino y de esta forma regular la producción de vapor en caldera.

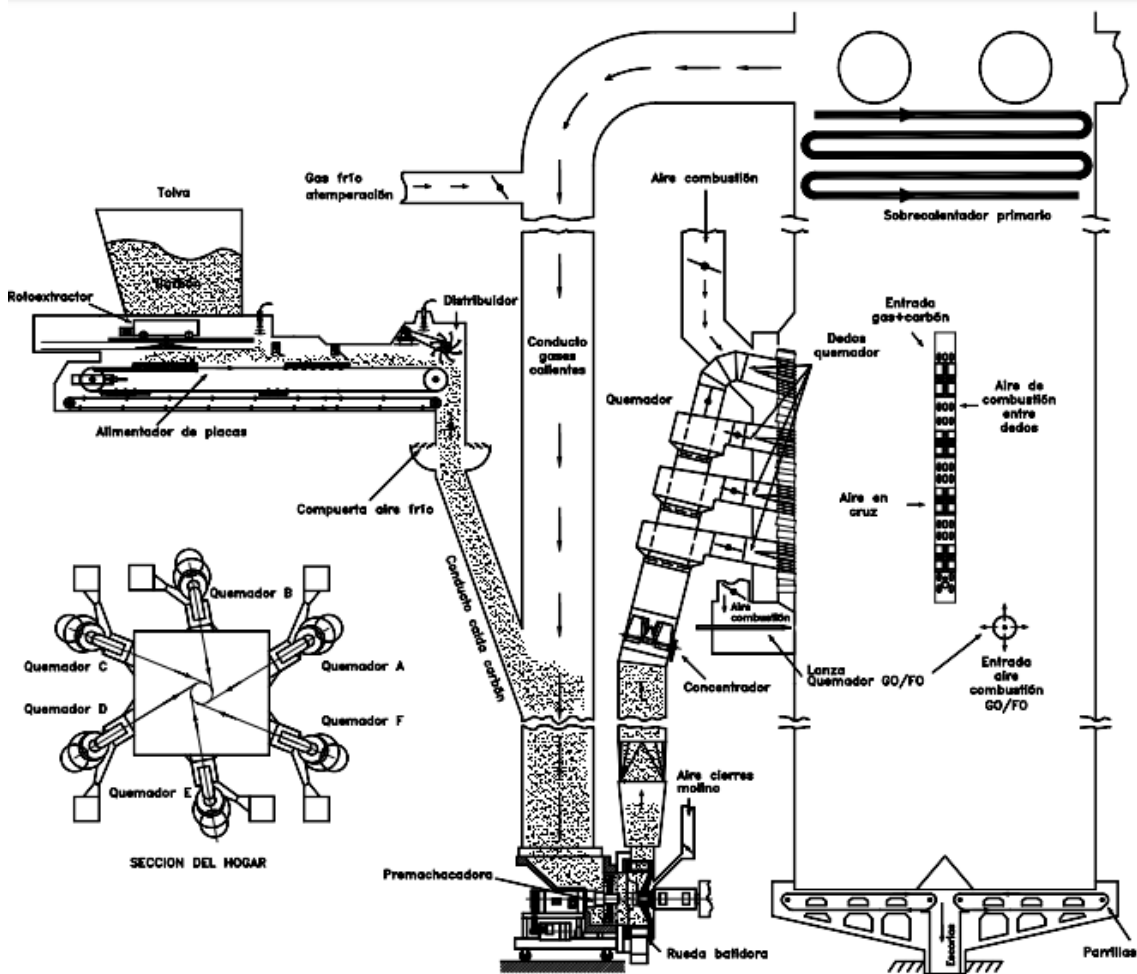


Figura 19. Sistema de alimentación de carbón a caldera.

4.2.2. Molinos de carbón

Cada Grupo cuenta con seis molinos de carbón, del tipo impacto, con premachadora y rueda batidora.

Los molinos son alimentados con carbón a través de un conducto vertical, junto con los denominados gases de resucción (gases de combustión a 540 °C) cuya función es secar el combustible antes de pulverizarlo en caldera. Para controlar la temperatura de salida del molino, también llega gas frío procedente de los ventiladores de recirculación de gases. Una vez molido, el carbón es impulsado por los conductos de mezcla aire-gases-carbón hasta los quemadores.

El caudal de carbón depende de la potencia de la unidad y su regulación la realizan los alimentadores. El caudal de gas debe ser proporcional al caudal de carbón de tal manera que se mantenga la adecuada relación aire/combustible para que sean buenas las condiciones de secado, finura de molienda, arrastre en las tuberías a los quemadores y estabilidad de la llama. Dentro del molino se cumplen las funciones de secado, molienda, clasificación y circulación.

Para obtener una buena manipulación neumática del carbón finamente pulverizado es necesario que tenga un cierto grado de secado para que el carbón esté en forma pulverulenta. El secado se realiza mientras el carbón circula y se muele.

Como hemos comentado anteriormente, los molinos de As Pontes, son de impacto. Un molino de impacto consta de una primera sección de molienda o premachacadora donde se somete al carbón a un premachaqueo, mediante unos martillos accionados por un motor eléctrico, antes de pasarlo al molino propiamente dicho o rueda batidora. La rueda batidora es la parte fundamental del molino donde se efectúa la trituración del carbón batiéndolo contra la carcasa revestida con placas de fundición antidesgaste fácilmente sustituibles. Además de pulverizar al carbón lo impulsa a gran velocidad hacia los quemadores.

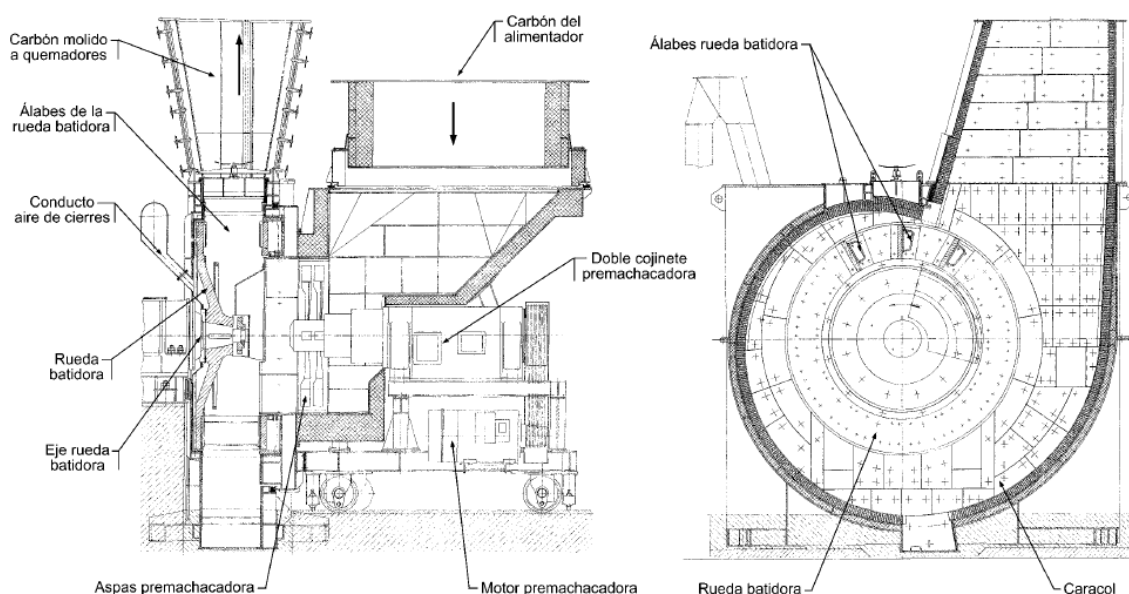


Figura 20. Detalle de los molinos de impacto.

Este tipo de molinos son simples y compactos, de bajo coste de inversión y con buena capacidad de secado. Debido a la alta velocidad de trabajo de estos molinos, el consumo energético es alto y la erosión de los componentes es muy grande, lo que obliga a que el mantenimiento sea frecuente. El desgaste de los elementos de molienda produce una disminución en la producción de finos y resulta difícil mantener la finura deseada durante la vida de los elementos de desgaste.

Los factores que afectan a la capacidad de pulverización son el tamaño, la triturabilidad, la humedad y la finura que se requiere en el combustible molido.

Cuanto mayor sea el tamaño del carbón bruto que se aporta al molino, menor será su capacidad y viceversa. En cuanto a la triturabilidad del carbón, ésta tiene una influencia importante en la capacidad del molino y depende exclusivamente de las propiedades del combustible. Por otro lado, la cantidad de humedad admisible en el carbón pulverizado depende del tipo de carbón de que se trate. Si el carbón es muy compacto la mayor parte de la humedad es superficial y si es muy poroso una gran parte de la humedad está en el interior. La humedad que más perjudica la pulverización es la superficial, debido a que produce un efecto de aglomeración sobre el carbón. La disminución de la capacidad de producción de un molino con la humedad es notoria. También se ha comprobado que, para conseguir un buen secado del carbón, debe de mantenerse la temperatura de salida del molino de la mezcla aire-carbón lo más alta posible, pero evitando que se produzca la inflamación espontánea antes de la llegada al quemador.

4.2.3. Quemadores

En los quemadores tangenciales de carbón pulverizado, el combustible y el aire se distribuyen en el quemador sin imprimirles ningún movimiento que no sea el de avance, proyectándose dentro del hogar desde cada una de las cuatro esquinas según la dirección de una línea tangente a un pequeño círculo horizontal situado en el centro del hogar. Cuando se encuentran las cuatro corrientes se produce una mezcla intensiva y un movimiento ciclónico, que se puede considerar el cuerpo de la llama. Éste se extiende y llena todo el volumen del hogar.

Los quemadores de carbón pulverizado deben suministrar combustible al hogar de manera que permitan una ignición estable y una forma efectiva de control de llama y movimiento.

Los quemadores que alimenta un mismo molino están divididos en cuatro conjuntos. Cada quemador tiene un compartimento para el aire secundario procedente de la caja de aire, a través de un cortatiros, mediante el cual se puede variar la proporción de aire de cada quemador y, por tanto, su distribución en el conjunto de todos ellos.

4.3. Ciclo agua-vapor

4.3.1. Caldera

La caldera de vapor ha sido diseñada por Foster Wheeler y fabricada en colaboración con Maquinista Terrestre Marítima. Se proyectó en principio para quemar lignito pulverizado procedente del yacimiento de Puentes de García Rodríguez. Posteriormente se modificó para quemar una mezcla de carbón local con lignito de importación con bajo contenido de humedad y azufre, y alto poder calorífico. Finalmente, se adaptó para quemar 100% carbón importado.

Se trata de calderas de tipo acuotubular de circulación natural, con un solo calderín y con una fase de recalentamiento intermedio, diseñadas para quemar carbón pulverizado. La caldera es de sección cuadrada y 90 m de altura, con doble línea de ventiladores de tiro forzado e inducido, y funcionamiento con tiro equilibrado.

Cada caldera está diseñada para obtener una producción nominal de 1.091.000 kg/h de vapor sobrecalentado a 169 kg/cm² de presión y 540°C y 960.000 kg/h de vapor recalentado a 40kg/cm² y 540°C. El conjunto de la caldera está soportado por una estructura metálica, de la cual cuelga la caldera de modo que tiene libre dilatación en todos los sentidos.

La unión de la parte inferior del hogar con el cenicero, que es fijo y apoya en el suelo, se hace mediante un cierre hidráulico, que permite la libre dilatación de la caldera en sentido descendente, e impide la entrada de aire o la salida de gases al exterior.

La caldera consta de:

- La cámara de combustión u hogar, de sección rectangular y planta cuadrada. El fondo del hogar tiene forma de tolva, formada por las dos paredes laterales y que sirve para la descarga de la escoria.
- Las paredes de agua, formadas con paneles de tubos con aletas soldadas.
- La parte superior de la caldera, donde se encuentran entre las paredes de agua los dos sobrecalentadores (primario y final), los dos recalentadores (primario y final), los economizadores, el calderín y los colectores superiores de las paredes de agua.

Las cenizas volantes que se producen en la caldera se recogen en una serie de tolvas herméticas y calorifugadas, desde las cuales se llevan neumáticamente hasta el silo de almacenamiento.

Para el encendido de la caldera, ésta dispone de 6 quemadores combinados de fuel-oil y gasoil, uno en cada pared lateral, dos en la pared frontal y otros dos en la posterior.

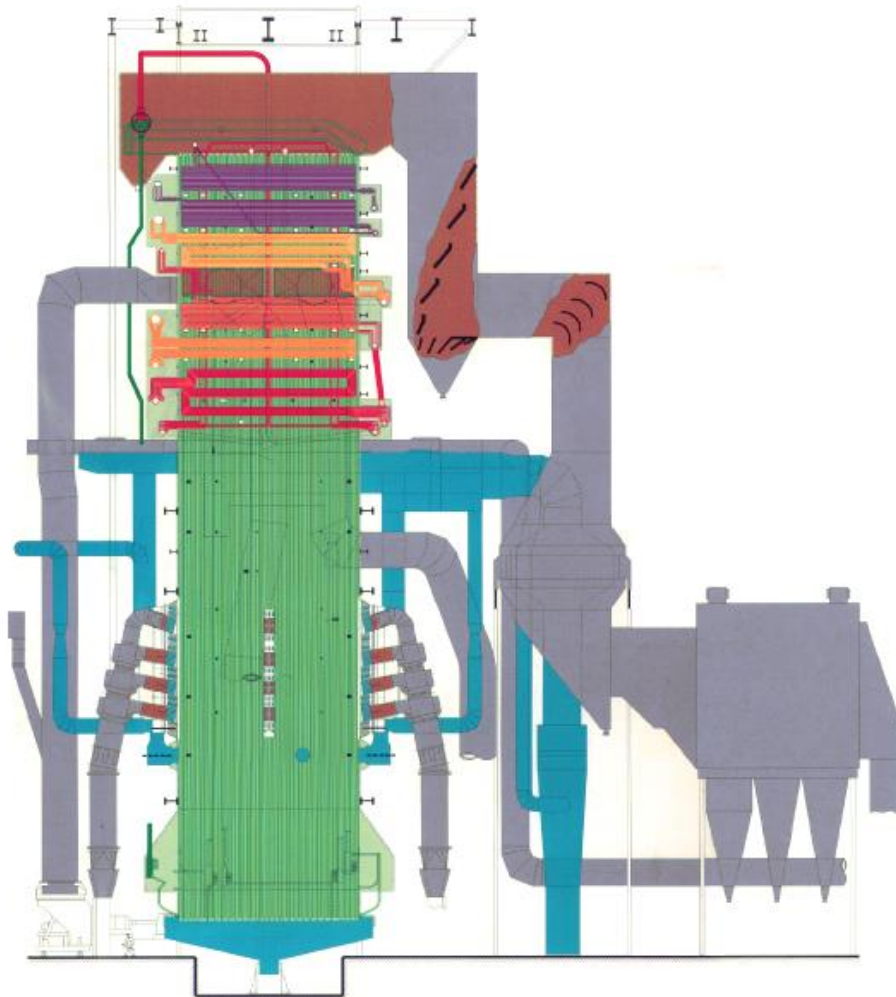


Figura 21. Esquema general de la caldera

4.3.2. Turboalternador

La central utiliza un ciclo térmico de Rankine regenerativo con 6 extracciones. La turbina es de condensación y está compuesta por dos cuerpos; el primero alberga los cilindros de alta, intermedia-alta e intermedia-baja presión; mientras que el segundo alberga el cilindro de baja presión y es de doble flujo. Su velocidad es de 3.000 rpm y la admisión de vapor se efectúa a 162 kg/cm².

La parte de alta presión tiene una etapa Curtis y nueve etapas de reacción. La parte de media presión está compuesta por dos cuerpos con cinco etapas de reacción cada una, que reciben el flujo de vapor en sentidos opuestos. La turbina de baja presión es de doble flujo, con circulación del vapor desde el centro hacia los extremos, y está compuesta por dos cuerpos de seis etapas cada uno.

El eje de la turbina va acoplado al del rotor del alternador, que se refrigera, al igual que el estator, mediante hidrógeno. El alternador tiene una potencia nominal de 369 MVA.



Figura 22. Detalle del cuerpo de la turbina de baja presión.

4.3.3. Equipos de ciclo

La condensación del vapor de agua a la salida de la turbina de baja presión se realiza en el condensador mediante circulación de agua fría, iniciándose a continuación el proceso de elevación de temperatura y presión del agua en los calentadores de baja presión, en el desgasificador, en los calentadores de alta presión, en el economizador y en las paredes de agua.

El sistema de bombas de condensado está formado por dos bombas de eje vertical de tipo sumergido y etapas múltiples con impulsores tipo turbina.

El sistema de agua de alimentación está integrado por una bomba principal accionada por la turbina de vapor y dos motobombas accionadas por motores eléctricos para funcionamiento de emergencia.

En el diagrama siguiente se muestra la configuración del circuito agua – vapor de cada uno de los grupos.

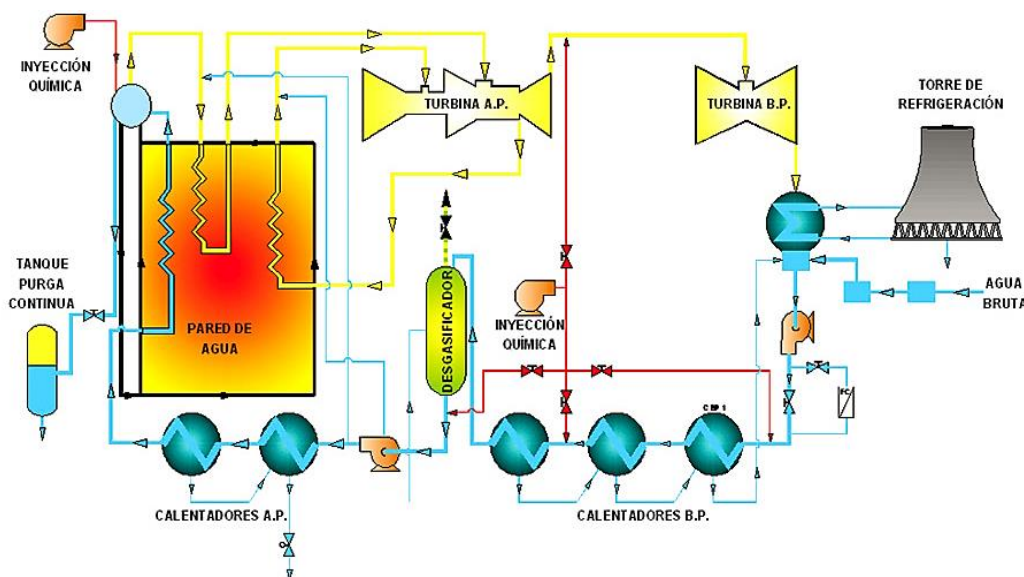


Figura 23. Ciclo agua-vapor.

4.4. Sistema aire-gases

La caldera es de tipo equilibrado, con doble línea de ventiladores de tiro forzado (VTF) y de tiro inducido (VTI), con sus correspondientes precalentadores de aire. El caudal de aire se regula con la posición de las compuertas de los VTF y la variación del número de revoluciones de los VTI. Existen también dos ventiladores de recirculación de gases (VRG) para el control de la temperatura de salida de los molinos.

Los gases generados durante la combustión del carbón en el hogar, una vez que pasan por el precalentador de aire, llegan al precipitador electrostático donde se retienen las cenizas transportadas por los gases de combustión. Finalmente, estos gases limpios son evacuados a la atmósfera a través de la chimenea.

4.4.1. Precalentador de aire

Es habitual aprovechar el calor residual de los gases de combustión después de que hayan transferido el calor en los distintos cuerpos del circuito agua-vapor, con el objetivo de calentar el aire de entrada necesario en la combustión. Los precalentadores consiguen aumentar la temperatura del hogar, favoreciendo la transmisión de calor y el rendimiento de la caldera. También se incrementa la velocidad de combustión y mejora la estabilidad de la llama.

En As Pontes, existen dos precalentadores de aire regenerativos por cada caldera. En ellos, el calor de los gases de combustión se transmite al aire secundario de entrada a través de unas cestas metálicas por las que se hacen circular los gases, y posteriormente el aire secundario.

En estos precalentadores, denominados tipo Rothemüle, la superficie de calefacción (cestas) es fija y los conductos de aire y gases son móviles, los cuales giran lentamente.

Durante las pruebas es necesario comprobar si parte de la biomasa es arrastrada hasta estos equipos, produciendo atascos en las cestas y reduciendo el rendimiento del equipo, como ya ha sucedido en experiencias previas en otras centrales.

4.4.2. Precipitador electrostático

Para la eliminación del polvo y cenizas que transportan los gases a través de su recorrido por la caldera, procedentes de la combustión del carbón pulverizado, se dispone de cuatro precipitadores electrostáticos, uno para cada grupo. Cada precipitador está constituido por una cámara dividida en pasillos paralelos formados por placas colectoras dispuestas en filas en el sentido de los gases, encontrándose en el eje de los pasillos los electrodos emisores.

El precipitador de cada caldera está dividido en dos mitades, cada una se corresponde con cada mitad de la caldera, estando situada frente a ella en el sentido de salida de los gases. Cada mitad recoge los gases de una de las dos salidas de la caldera y los gases limpios son arrastrados por un ventilador de tiro inducido que los enviará a la instalación de desulfuración de gases y finalmente a la chimenea.

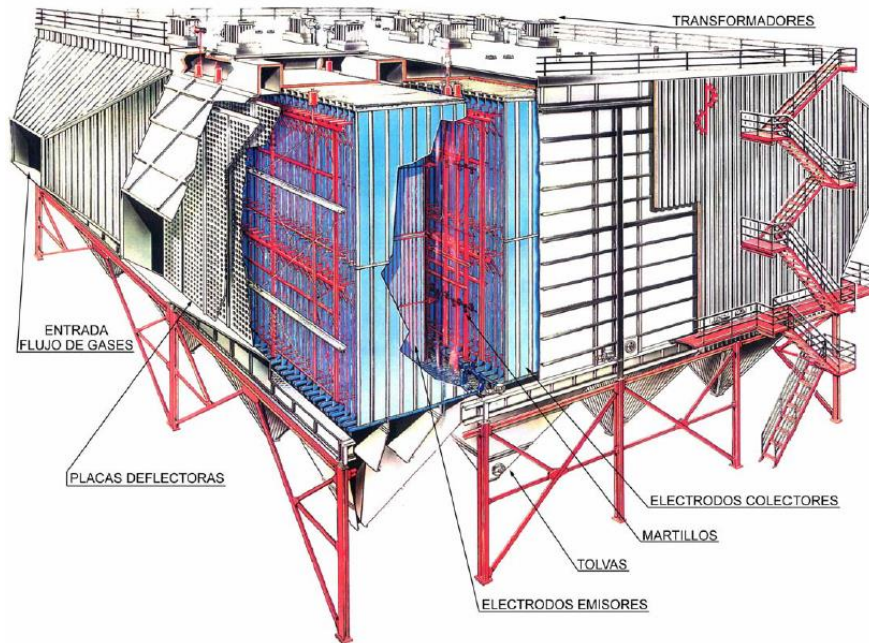


Figura 24. Detalle del precipitador electrostático.

El precipitador electrostático se basa en el principio de ionización de las cenizas, es decir, en el hecho de que en el interior de un campo eléctrico las partículas de ceniza se cargan eléctricamente. Para ello, los gases se hacen pasar por el interior de una cámara donde se crea un campo electrostático establecido entre los *electrodos emisores o de descarga* (negativos) y los *electrodos colectores o placas* (positivos), conectados a tierra. Este campo electrostático es de gran intensidad en la proximidad de los electrodos de descarga o emisores, ionizando a las partículas de ceniza. Las partículas de polvo cargadas negativamente son atraídas por los electrodos colectores o placas.

Las partículas de ceniza acumuladas sobre las superficies de las placas colectoras son periódicamente desprendidas de ellas mediante un sistema de golpeadores y recogidas en las tolvas del electrofiltro. Los campos eléctricos de alta tensión creados entre los electrodos emisores y las placas colectoras son mantenidos mediante equipos de transformadores/rectificadores de Alta Tensión, siendo la relación de transformación 280/55.000 V.

Los principales factores que influyen en el rendimiento son:

- Caudal de gases. Cuanto mayor es el caudal de gases que pasa a través del precipitador, menor es el rendimiento de la separación de las partículas de ceniza.
- Contenido en polvo de los gases. Un contenido alto de partículas volantes incrementa el rendimiento en la separación.
- Humedad y contenido en SO₃ del carbón bruto. Si absorben humedad, las partículas presentan mejor conductividad superficial y en presencia de SO₃ u otros sulfatos solubles en agua, la conductividad se incrementa aún más por la acción electrostática. Al aumentar la conductividad superficial, aumenta el rendimiento del electrofiltro.
- Adherencia del polvo. La adherencia del polvo sobre los electrodos colectores es inversamente proporcional al tamaño de las partículas y resulta influida por el apelmazamiento de las partículas acumuladas y por el tipo de descarga eléctrica.

Cuanto mayor es la adherencia del polvo, mayor es el rendimiento del precipitador.

- Temperatura de salida de los gases. La resistencia eléctrica del polvo presenta un máximo entre 150°C y 180°C. Cae a temperaturas inferiores debido a la relativamente mayor absorción de humedad y a temperaturas más altas, debido al aumento de movimiento intermolecular. Siendo menor el rendimiento del precipitador cuanto mayor la resistencia eléctrica del polvo.

4.5. Sistema de extracción de cenizas y escorias

Los residuos del carbón dan lugar a la presencia de escorias en la parte baja del hogar y cenizas volantes recuperadas en los precipitadores electrostáticos.

La extracción de escorias se realiza de modo continuo descargándose a un cenicero húmedo que realiza, además, el cierre hidráulico del hogar. Del cenicero son extraídas por medio de un extractor de escorias, y mediante cintas son conducidas a un silo (un silo por fase) y posteriormente trasladadas al Vertedero de Residuos No Peligrosos.

Las cenizas volantes son llevadas a un silo (uno por grupo) mediante un sistema de extracción con aire de arrastre. La evacuación de ceniza se realiza por medio de humectadoras con descarga a cintas transportadoras.

Se dispone además de un sistema de descarga directa por vía seca sobre camiones cisterna para su reutilización como subproducto utilizado en la industria cementera.

4.6. Circuito de refrigeración

El sistema de refrigeración funciona en ciclo cerrado, con una torre hiperbólica de tiro natural para cada grupo. A la salida del condensador, el agua que ha aumentado su temperatura, se lleva a las torres de refrigeración, y allí se enfría haciéndola caer en forma de lluvia y exponiéndola a la corriente de aire que se establece de forma natural por su interior. El aire que circula por tiro natural, a contracorriente con el agua finamente pulverizada. En su recorrido el aire se encuentra con unas placas onduladas de fibrocemento que tiene como misión separar las gotas de agua que el aire arrastra.

El vapor de agua que arrastra la corriente conforma el penacho característico de estas torres. El caudal de agua de refrigeración por torre es de 38.000 m³/h con un salto térmico de aproximadamente 11 °C.

Por otro lado, el condensador es del tipo de superficie, en el que no hay contacto directo entre vapor de salida de turbina y de agua de refrigeración. Tiene dos pasos de agua y uno de vapor, con cajas de agua divididas, con la entrada de vapor de escape de turbina por la parte superior. Tiene dos entradas y dos salidas de agua cada una de ellas, con caja individual de forma que los recorridos que sigue le agua en los dos lados son independientes.

4.7. Instalaciones comunes

4.7.1. Planta de tratamiento de aguas de aporte

La planta de tratamiento de aguas suministra agua desmineralizada al ciclo agua-vapor y agua potable para usos generales. Las características más importantes de la planta son las siguientes:

- Sistema de clarificación con una capacidad de 200 m³/h.
- Sistema de ozonización para la eliminación de materia orgánica.
- Sistema de filtración.

Cuatro cadenas de desmineralización, formadas por anión fuerte, catión fuerte y lecho mixto, con una capacidad de 35 m³/h en tres cadenas y 50 m³/h en la otra; dos de las cadenas anión-catión funcionan con regeneración a contracorriente.

4.7.2. Subestación de 400 kV

La subestación está constituida por:

- Dos juegos de barras, Barra I y Barra II, además de barras de transferencia para grupos y líneas.
- Cuatro posiciones de generación, correspondientes a los cuatro grupos de la central.
- Cuatro transformadores de potencia de salida de grupos, compuestos por tres unidades monofásicas cada uno, de 18/410 kV y 369 MVA.
- Seis posiciones de salida a 400 kV (Mesón, Montearenas, Compostilla, Boimente, Aluminio II y Mourela).
- Dos posiciones para interconexiones 400/132 kV.
- Dos autotransformadores de relación 400/132 kV y 100 MVA, con dos líneas de salida de 132 kV (Interconexiones con Subestación del Tesouro).
- Dos posiciones de interconexión de grupos y líneas.

4.7.3. Tanques de almacenamiento de fuel y gasóleo de apoyo

La Central dispone de 1 tanque para el almacenamiento de fuel con una capacidad de 4.000 m³ y de 3 tanques de gasóleo de 100 m³ cada uno. Estos combustibles líquidos se emplean en el proceso de arranque de la instalación y como apoyo de combustible o estabilización de la carga.

4.7.4. Vertedero de Residuos No Peligrosos

Se dispone de un vertedero controlado de residuos no peligrosos, específicamente diseñado para la eliminación de cenizas volantes y escorias. Se localiza dentro de las instalaciones de la central térmica, ocupando una zona de ladera.

El proyecto de construcción del vertedero consta de dos fases, de las cuales la primera ya ha sido puesta en uso durante el último trimestre de 2011, época en la que disminuyó la demanda de las cenizas y escorias de la UPT por parte de la industria cementera para su reutilización como materia prima secundaria.

Esta primera fase se encuentra situada al norte del camino y vallado de cerramiento de la Central, hasta las proximidades del parque de carbones cubierto, y cuenta con una superficie de 66.000 m² y una capacidad para el depósito de cenizas y escorias de 725.000 m³.

La fase II, de 38.000 m² de superficie, entró en funcionamiento a lo largo del año 2017. Posteriormente, cuando sea necesario, se irá ejecutando el resto de la superficie

autorizada, en lo que se ha denominado Fase III, que contará con una superficie de 105.000 m² y una capacidad de 1.880.715 m³ de capacidad.

4.7.5. Planta de tratamiento de efluentes líquidos

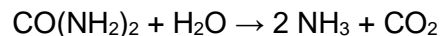
Se dispone de una planta de tratamiento de efluentes líquidos (Planta TEL), diseñada originalmente para la depuración de la totalidad de los efluentes procedentes de la central térmica, el parque de carbones, la escombrera y la mina. Actualmente, la PTEL trata los efluentes procedentes de la UPT, el vertedero de residuos no peligrosos y el ciclo combinado, así como una parte de las aguas de la zona minera.

4.8. Instalaciones para la limpieza de gases

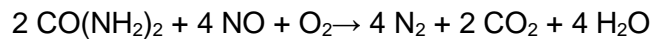
4.8.1. Desnitrificación

Los cuatro Grupos cuentan con un sistema de reducción de emisiones de NO_x, denominado SNCR. Este sistema es una alternativa para el proceso SCR habitual. El propio nombre define la diferencia principal, la reducción catalítica selectiva (SCR) utiliza un catalizador, mientras que la reducción no catalítica selectiva prescinde de él.

Para ello, se inyecta un agente reductor (urea) que reacciona con el vapor circundante para transformarse en amoníaco y monóxido de carbono. Esta reacción genera la presencia indeseada de amoníaco no reaccionado en los gases de escape:



En la reacción general, la urea reacciona idealmente con los óxidos de nitrógeno y el oxígeno atmosférico para formar nitrógeno, dióxido de carbono y agua.



La temperatura influye considerablemente en el proceso, siendo el intervalo óptimo de aplicación entre los 900°C y los 1100°C. Temperaturas más altas proporcionan un mayor nivel de óxidos de nitrógeno ya que el agente reductor se oxida directamente en lugar de reaccionar con los óxidos de nitrógeno. Por el contrario, temperaturas bajas dan lugar a una tasa de reacción inferior. En este caso, el agente reductor es retirado parcialmente del proceso por el gas de combustión sin reaccionar con los óxidos de nitrógeno.

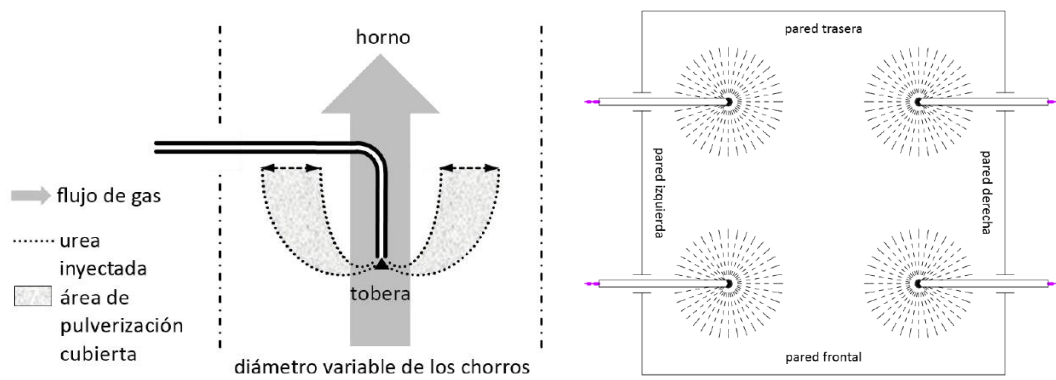


Figura 25. Configuración de inyección de urea en la caldera.

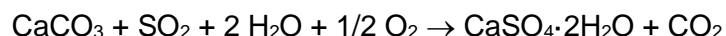
4.8.2. Desulfuración

El sistema de As Pontes constará para finales de junio de 2020 de dos unidades de desulfuración de emisiones gaseosas (2x200%) compartidas por los cuatro Grupos, el cual utiliza lechada de caliza para la captura de SO₂, generando yeso como subproducto.

Entre sus equipos destacan sus dos absorbedores, almacenamiento de caliza y preparación de lechada, sistema de deshidratación de yeso y WWTP, que se corresponde con la planta de tratamiento de agua específica para este proceso.

Este sistema de desulfuración consta de tres fases: la absorción del óxido de azufre, la preparación de reactivo y la deshidratación del yeso. Dentro de los absorbedores, los gases de salida de caldera provenientes del intercambiador de calor (GGH) son lavados a contracorriente con la lechada de caliza pulverizada, absorbiendo así los SO₂ y otros contaminantes. Los gases lavados, atraviesan de nuevo el GGH para calentarse y se emiten al exterior a través de la chimenea.

La reacción general del proceso es la siguiente:



El proceso de filtración y deshidratación del yeso genera también un efluente líquido que se gestionará en una planta de tratamiento específica para el efluente de la desulfuración, previamente a su vertido en PTEL.

El efluente de purga de FGD será ligeramente ácido (pH4-6), solución salina con sólidos solubles y en suspensión y contendrá también amoníaco presente en el gas de combustión, como el residuo de la DeNOx.

Después de la homogeneización, las aguas residuales serán tratadas primero en una etapa físico-química añadiendo cal y organosulfuro hasta pH 10, con el fin de desaturar el sulfato de calcio y precipitar metales pesados. La adición final de un coagulante promoverá la floculación de sólidos suspendidos que se decantan y separan como lodo en un clarificador dedicado.

La segunda etapa de tratamiento se dedicará a hacer una eliminación de metales pesados residuales a un pH alrededor de 11 con hidróxido cálcico más un agente precipitante y eliminar la dureza residual con carbonato sódico. La adición final de un coagulante promoverá la floculación de sólidos suspendidos que se decantan y separan como lodo en un clarificador dedicado.

Después de eliminar los metales y ablandar el agua, se alcalinizará con sosa cáustica y después se suministrará a una columna de extracción de aire o vapor. Dicho dispositivo eliminará el amoníaco de las aguas residuales y producirá un potencial residuo vendible (amoníaco y / o sulfato amónico).

Después de la separación y antes de enviar las aguas residuales tratadas a PTEL se prevé una coagulación final a pH neutro con cloruro de hierro, organosulfuro y un polímero. Mientras que el lodo será espesado y deshidratado en el filtro prensa, el agua tratada será recogida en el tanque de filtrado y será continuamente monitorizada (turbidez, temperatura y valor de pH).



Figura 26. Estado de avance de la FGD y WWTP en julio del 2019.

5. COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS

Como se ha visto anteriormente, las posibilidades de biomasa a emplear para la producción eléctrica son innumerables (agrícolas, forestales, cultivos herbáceos, leñosos, etc). En el caso de la Central Térmica de As Pontes, se han definido el pellet de madera y los lodos procedentes de EDARs autonómicas como los combustibles mejor posicionados para la realizar las primeras experiencias de co-combustión de biomasa con carbón.

Con respecto al pellet, los motivos que han derivado en esta decisión son varios. En primer lugar, ya existen numerosas centrales térmicas en el mundo que están explotando de manera comercial esta alternativa. Además, la presencia en As Pontes de Biomasa Forestal, la planta de producción de pellets más grande por capacidad de producción de España, refuerza el argumento anterior.

El pellet, debido a su alto poder calorífico, baja humedad y reducida granulometría entre otros, se considera la mejor opción para obtener unos resultados satisfactorios en las pruebas. No obstante, para la fabricación del pellet es necesario realizar un pretratamiento de varias fases, encareciéndose el precio del mismo.

El interés de realización de las pruebas con pellets es comprobar la viabilidad técnica de la co-combustión de un porcentaje considerable de biomasa, un 20% en masa, para observar el comportamiento de los diferentes equipos que conforman el ciclo. En caso favorable, se abriría un abanico de posibilidades para otras biomásas con menos poder calorífico, mayor contenido en humedad y con una granulometría menos fina. Además, en caso de considerarse válida esta opción para la producción, debido a las dimensiones de la Central de As Pontes, habría que recurrir al mercado internacional del pellet como ya realizan otras centrales de gran tamaño, como Drax (Reino Unido).

Por otro lado, la co-combustión de los lodos de depuradora, también conocidos como CDD (Combustibles Derivados de Depuradora) se plantea como una posible solución al tratamiento de estos residuos, necesaria para avanzar hacia una economía circular más sostenible, generando energía (Waste-to-Energy) y evitando, además, su depósito en vertedero.

La valorización energética es un mecanismo fundamental en la lucha contra el cambio climático y en la reducción de los gases de efecto invernadero, ayudando a minimizar la dependencia de los combustibles fósiles y ofreciendo una salida viable a los residuos generados localmente. Por ambos aspectos, la valorización energética juega un papel muy importante en la economía circular.

La Central Térmica de As Pontes contará a mediados del año 2020 con unas instalaciones de desulfuración y una planta de tratamiento de aguas específica, ofreciendo así unas instalaciones renovadas y de alta eficiencia ambiental. Estas instalaciones serán capaces de retener y tratar el alto contenido en metales pesados de biomásas como el compost y los lodos de depuradora, evitando su vertido al medioambiente y posterior acumulación en la cadena trófica. La valorización energética de los lodos reduciría en gran medida la cantidad de residuos a depositar en vertedero controlado.

Por otro lado, se recuerda que tanto la biomasa forestal como los lodos de depuradora de aguas residuales urbanas son neutros en Gases de Efecto Invernadero, por lo que se alinean estas pruebas con los objetivos de descarbonización actuales.

5.1. Pellets de madera

5.1.1. Pellets en el mundo y en Europa

En 2016, se produjeron más de 28,9 millones de toneladas de pellets de madera en el mundo. En los últimos años, la Unión Europea, líder histórico en producción, está perdiendo fuerza a favor de Asia, la cual está experimentando un notable crecimiento tanto en producción como en consumo.

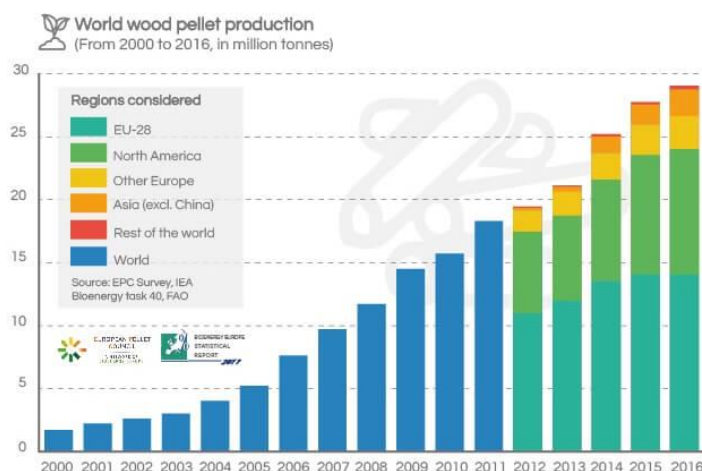


Figura 27. Evolución de la producción de pellets de madera mundial. Fuente AEBIOM

Como se puede observar, la tasa de producción de pellets aumenta de manera continuada y a un ritmo de crecimiento prácticamente constante. La UE se sitúa como el mayor productor y consumidor de pellets, seguido por Norte América y Asia. En 2016, la UE produjo 14 millones de toneladas lo que se corresponde con un 65% de su demanda total de 21,7 millones. El resto de pellets fueron principalmente suministrados por América del Norte, Asia y Rusia.

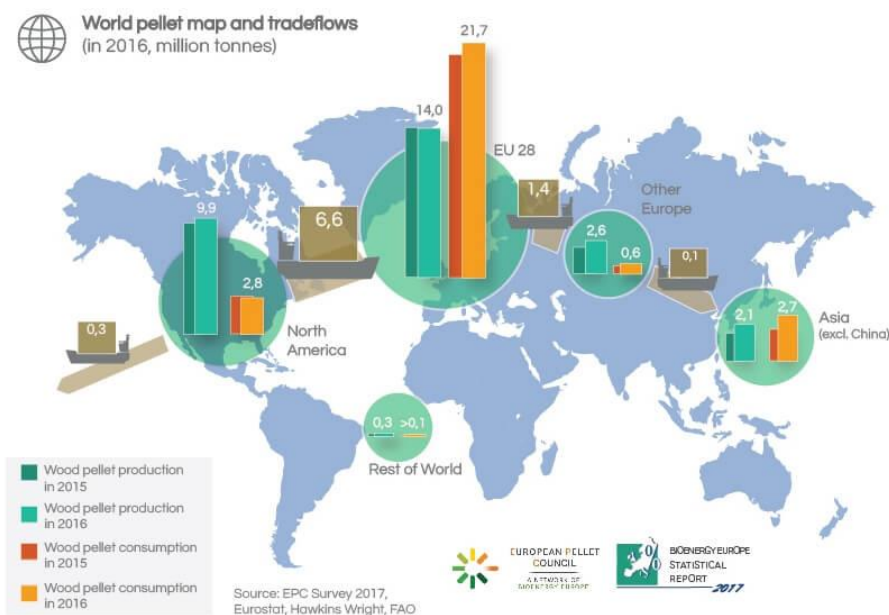


Figura 28. Producción y consumo de pellets mundial en 2016. Fuente Eurostat, Hawkins Wright, FAO

Dentro de Europa, Alemania es el mayor productor de pellets de madera, alcanzando en 2016 los 2 Mt, seguido de Suecia con 1,7 Mt, Letonia 1,5 Mt, Estonia 1,3 Mt y Austria

1,0 Mt. No obstante, se observa una discrepancia entre las regiones de producción y consumo, siendo el Reino Unido el mayor consumidor de pellets de Europa. Esto es debido en gran medida a la Central de DRAX, con una potencia de 2.640 MW, alimentada íntegramente con pellets.

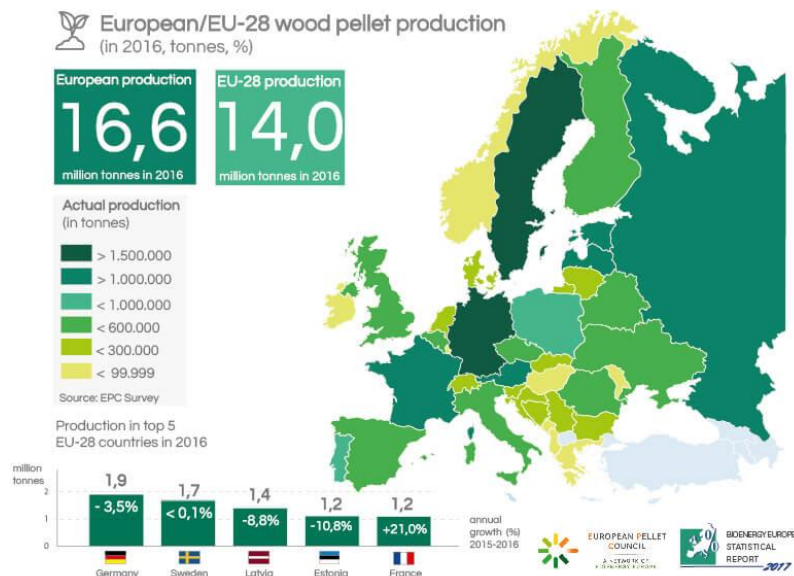


Figura 29. Producción de pellets en la UE en el 2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT

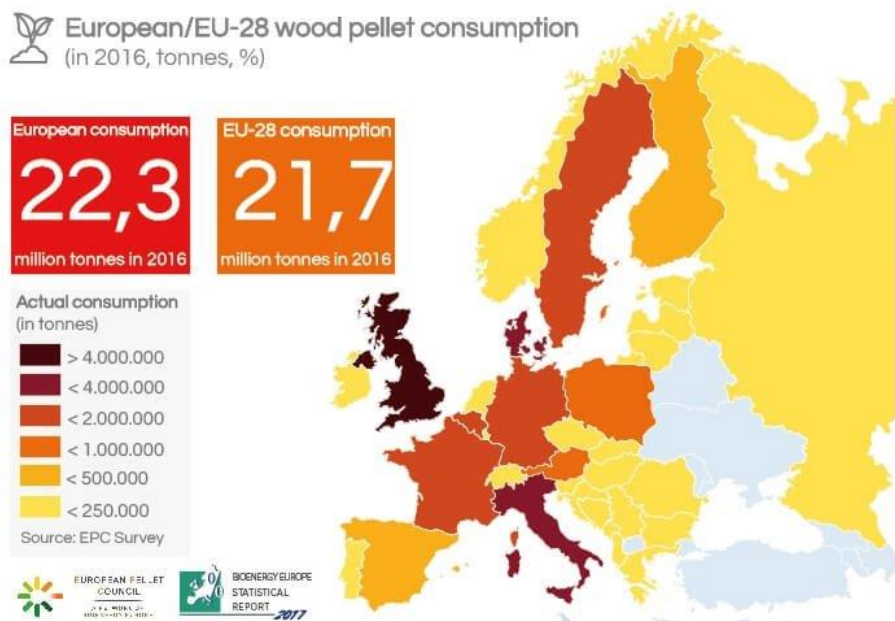


Figura 30. Consumo de pellets en la UE en el 2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT.

El uso final de los pellets varía en gran medida, siendo utilizados para generar electricidad, calor, o ambos si se consume en plantas de cogeneración. En 2016, el mayor consumo de pellets fue destinado para calentamiento en viviendas, seguido muy de cerca para la generación eléctrica en centrales térmicas (Figura 31).

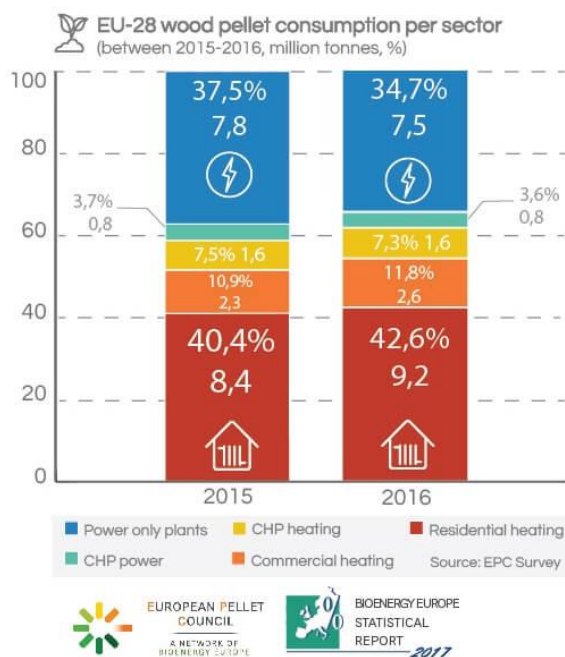


Figura 31. Usos de la biomasa en la UE en 2015-2016. Fuente BIOENERGY STATISTICAL REPORT

5.1.2. Pellets en España y en Galicia

En España, la Asociación de Valorización Energética de la Biomasa (AVEBIOM) ha cifrado el número fábricas de pellets de madera en 2018 en España en 83, seis menos con respecto al año pasado. Sin embargo, a pesar de verse reducido el número de fábricas, la capacidad de producción de pellets ha alcanzado las 684.000 t en 2018, frente a 529.000 t en 2017. AVEBIOM estima que se produzcan 915.000 t en 2020 y 1.210.000 t en 2022.

Galicia es la comunidad española con mayor potencial de aprovechamiento de biomasa. El monte gallego genera cerca de 1,5 millones de toneladas al año susceptibles de ser aprovechadas como biomasa de forma sostenible. Sin embargo, Castilla-León y Andalucía encabezan la producción con 11 plantas cada una, produciendo 370.000 toneladas la primera comunidad y 270.000 toneladas la segunda, seguidas por Galicia y Cataluña. La previsión es que se incremente el número de fábricas debido al aumento de la demanda, tanto nacional como internacional, para uso doméstico e industrial.

En lo que se refiere a consumo, en 2018 se han alcanzado las 600.000t frente a las 530.000t en 2017. En 2020 se espera un consumo de 800.000t y 1.050.000t en 2022, según cifras de AVEBIOM.



Figura 32. Plantas de producción de pellets en España. Fuente Google Maps.

5.1.3. Estándares de calidad

El pellet se desarrolló con el objetivo de aprovechar los residuos de materiales sólidos orgánicos como papel, astillas de madera, serrín, restos de tableros, etc. A diferencia de otros biocombustibles sólidos densificados, como las briquetas, los pellets se comercializan solo en forma cilíndrica y con un diámetro inferior o igual a 25 mm, siendo los más utilizados entre los 12 y los 20 mm.

A medida que se ha ido extendiendo su uso, se han establecido estándares de calidad con el fin de asegurar la comercialización de un producto homogéneo y de calidad verificable.

Las normas ISO 17225 proporcionan principios claros e inequívocos de clasificación para los combustibles sólidos, y sirve como una herramienta para permitir el comercio eficiente de los biocombustibles y el buen entendimiento entre vendedor y comprador, así como una herramienta para la comunicación con los fabricantes de equipos.

En concreto, la parte de la norma ISO 17225-2:2014 indica los requisitos de calidad de pellets de madera en edificios residenciales, comerciales y edificios públicos, así como en aplicaciones de generación energética industrial y, por tanto, en la UPT As Pontes.

Esta parte de la Norma ISO 17225 se orienta sólo a pellets de madera producidos a partir de la siguiente materia prima:

- Biomasa leñosa procedente del monte, plantación y de madera virgen.
- Subproductos y residuos de la industria del procesado de madera.
- Madera usada, químicamente no tratada.

En la Norma se diferencian varias clases de pellets para uso industrial. Las clases I1 e I2 representan madera virgen y residuos de madera no tratada químicamente. Por otro lado, la clase I3 permite <subproductos y residuos industriales de madera tratada químicamente y madera usada no tratada químicamente, siempre y cuando no contengan metales pesados o compuestos orgánicos halogenados más altos que los valores típicos de los materiales vírgenes>.

La calidad de los pellets de madera clasificados para aplicaciones comerciales y residenciales han de ser las siguientes:

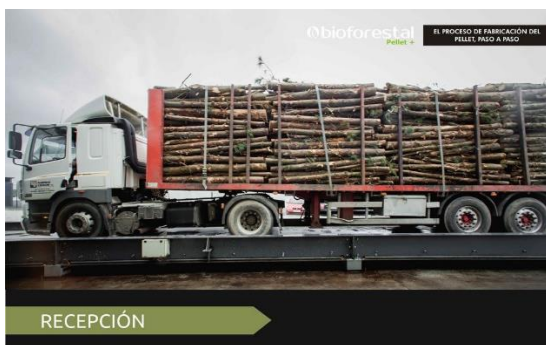
Tabla 8. Especificación de pellets de madera clasificados para uso industrial. ISO 17225-2:2014

	Clase de propiedad/ Método de análisis	Unidades	I1	I2	I3
Normativo	Origen y fuente, EN 17225-1		1.1 Bosque, plantaciones y otra madera virgen 1.2.1 Residuos de madera no tratada químicamente ^a	1.1 Bosque, plantaciones y otra madera virgen 1.2.1 Residuos de madera no tratada químicamente ^a	1.1 Bosque, plantaciones y otra madera virgen 1.2 Subproductos y residuos de la industria del procesamiento de la madera 1.3.1 Madera usada no tratada químicamente
	Diámetro, D ^b y longitud, L ^c ISO 17829 Según la figura 1	mm	D06, 6 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D08, 8 ± 1; 3,15 < L ≤ 40	D06, 6 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D08, 8 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D10, 10 ± 1; 3,15 < L ≤ 40	D06, 6 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D08, 8 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D10, 10 ± 1; 3,15 < L ≤ 40 D12, 12 ± 1; 3,15 < L ≤ 40
	Humedad, M ISO 18134-1, ISO 18134-2	% (m/m) según se recibe, base húmeda	M10 ≤ 10	M10 ≤ 10	M10 ≤ 10
	Cenizas, A, ISO 18122	% (m/m) en base seca	A1.0 ≤ 1,0	A1.5 ≤ 1,5	A3.0 ≤ 3,0
	Durabilidad mecánica, DU, ISO 17831-1	% (m/m) según se recibe	97,5 ≤ DU ≤ 99,0	97,0 ≤ DU ≤ 99,0	96,5 ≤ DU ≤ 99,0
	Finos, F ^d , ISO 18846	% (m/m) según se recibe	F4.0 ≤ 4,0	F5.0 ≤ 5,0	F6.0 ≤ 6,0
	Aditivos ^e	% (m/m) según se recibe	< 3 A declarar tipo y cantidad	< 3 A declarar tipo y cantidad	< 3 A declarar tipo y cantidad
	Poder calorífico neto, Q, ISO 18125	MJ/kg según se recibe	Q16.5 ≥ 16,5	Q16.5 ≥ 16,5	Q16.5 ≥ 16,5
	Clase de propiedad/ Método de análisis	Unidades	I1	I2	I3
	Densidad a granel, BD ^f , ISO 17828	kg/m ³ según se recibe	BD600 ≥ 600	BD600 ≥ 600	BD600 ≥ 600
	Nitrógeno, N, ISO 16948	% (m/m) en base seca	N0.3 ≤ 0,3	N0.3 ≤ 0,3	N0.6 ≤ 0,6
	Distribución de tamaño de partícula de pellets desintegrados, ISO 17830	% (m/m) en base húmeda equilibrada	≥ 99% (<3,15 mm) ≥ 95% (<2,0 mm) ≥ 60% (<1,0 mm)	≥ 98% (<3,15 mm) ≥ 90% (<2,0 mm) ≥ 50% (<1,0 mm)	≥ 97% (<3,15 mm) ≥ 85% (<2,0 mm) ≥ 40% (<1,0 mm)
	Azufre, S, ISO 16994	% (m/m) en base seca	S0.05 ≤ 0,05	S0.05 ≤ 0,05	S0.05 ≤ 0,05
	Cloro, Cl, ISO 16994	% (m/m) en base seca	Cl0.03 ≤ 0,03	Cl0.05 ≤ 0,05	Cl0.1 ≤ 0,1
	Arsénico, As, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 2	≤ 2	≤ 2
	Cadmio, Cd, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 1,0	≤ 1,0	≤ 1,0
	Cromo, Cr, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 15	≤ 15	≤ 15
	Cobre, Cu, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 20	≤ 20	≤ 20
	Plomo, Pb, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 20	≤ 20	≤ 20
	Mercurio, Hg, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 0,1	≤ 0,1	≤ 0,1
	Zinc, Zn, ISO 16968	mg/kg en base seca	≤ 200	≤ 200	≤ 200
Informativo	Comportamiento de fusión de ceniza ^g CEN/TS 15370-1 ^[4]	°C	Se debería declarar	Se debería declarar	Se debería declarar

5.1.4. Proceso de fabricación del pellet

El proceso de fabricación de los pellets consta de las siguientes fases:

- Recepción, limpieza y descortezado. Recepción de la materia prima, principalmente en forma de tronco y posterior apilado con pala cargadora. Los troncos se someten a un proceso de limpieza y descortezado, eliminando las ramas, corteza e impurezas, garantizando una óptima composición. Las cortezas y ramas desechadas previamente se aprovechan en la caldera asociada al secado.
- Astillado y molienda en verde. Obtención de astillas a través de astilladoras y molienda en verde para afinar la granulometría.
- Secado y molienda en seco. El calor generado por la combustión de corteza y ramas en la caldera, es aprovechado en los secaderos para reducir el contenido en humedad. Una vez seca, se realiza una segunda molienda, reduciendo la granulometría hasta los estándares de calidad definidos.
- Peletizado y cribado. Obtención del producto final a través de la peletizadora y ensacado, carga a granel en camión o almacenamiento para envío de grandes cantidades en barco.



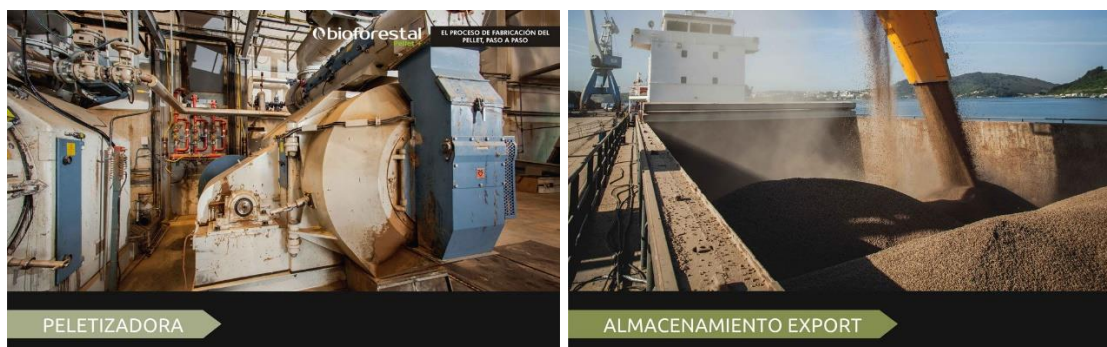


Figura 33. Proceso de fabricación del pellet en la planta de Biomasa Forestal (As Pontes). Fuente: <https://www.bioforestal.es/proceso/> (Imágenes utilizadas con permiso)

5.1.5. Suministro de pellet para las pruebas

La empresa de producción de pellet más cercana a la Central Térmica de As Pontes es Biomasa Forestal, situada en el polígono industrial de Penapurreira, dentro del municipio de As Pontes de García Rodríguez y a menos de 3 km del Parque de recepción de carbones de Saa.

Con una producción de 75.000 t/año, es la fábrica de pellets más grande de España, tanto por producción como por capacidad. Destina su producción al mercado nacional e internacional, exportando su producto a países como Reino Unido, Francia, Alemania y otros países de la UE.

Su producción está sometida a las normas de calidad más exigentes, la Enplus A1 y la DINPlus, garantizando un comportamiento homogéneo y cumpliendo una serie de requisitos tales como el contenido en cenizas y el PCI. Asimismo, es la primera empresa de su sector en conseguir el prestigioso sello de calidad “Galicia Calidade” para su pellet, garantizando el origen gallego del producto y de la materia prima. Además, posee los certificados de sostenibilidad internacionales PEFC, SFC y SBP.

Biomasa Forestal fue la encargada de suministrar las 600t de pellets para las pruebas de co-combustión. La proximidad entre instalaciones aseguraba un precio más competitivo, a la par que se reduce la huella de carbono de todo el proceso. También influyeron otras consideraciones, como el fomento de la industria y la economía local.

5.2. Lodos procedentes de EDAR

Una estación de depuración de aguas residuales (EDAR) es una instalación que limpia y trata las aguas residuales urbanas para poder ser devueltas al medio natural. El agua que se vierte a la red de alcantarillado, una vez utilizada en las casas y en las industrias, contiene restos de necesidades fisiológicas, aceites, restos de comida, jabones, detergentes... Por lo tanto, estas aguas contaminadas se depuran antes de ser devueltas al medio natural, preservando así el equilibrio ecológico.

5.2.1. Funcionamiento de una EDAR y producción de lodos

El funcionamiento de una EDAR se divide en las siguientes fases:

- Llegada y pretratamiento. A través de túneles y de las canalizaciones correspondientes, las aguas residuales llegan a la EDAR para pasar por un

primer proceso de tamizado, cuyo objetivo es eliminar los residuos sólidos de mayor tamaño. Posteriormente, se realiza un proceso de aireado separando así, las arenas y grasas.

- Decantación primaria. Los sólidos en suspensión son eliminados del agua pretratada mediante un proceso de separación por gravedad.
- Tratamiento biológico. Al agua libre de arenas y de grasas se le insufla aire, favoreciendo el crecimiento de microorganismos presentes en el agua que se alimentan de la contaminación biológica disuelta y contribuyen a su depuración.
- Decantación secundaria. Separación del agua tratada y el fango generado en el proceso biológico.
- Desinfección. Antes de devolver el agua al mar se utilizan rayos UV, garantizando que el agua es apta tanto para el baño como para la fauna marina.
- Vertido. El agua, una vez depurada, se vierte al mar a través de túneles a cierta distancia de la costa con el fin de respetar el medio marino.

Con respecto a la línea de lodos:

- Espesado. Parte de los mismos generados en el reactor biológico y sedimentados en el decantador secundario, son recirculados para asegurar la actividad de los microorganismos en el reactor biológico. Posteriormente, son decantados son bombeados hacia un espesador, donde se concentran y homogenizan.
- Digestión. Los lodos son bombeados a un digestor que puede ser aerobio o no, donde aprovechando la actividad biológica de los microorganismos, se reduce la parte fermentable.
Durante la digestión, el metabolismo de las bacterias anaerobias produce biogás, siendo su compuesto mayoritario el gas metano. Este gas puede acumularse en un gasómetro y usarse en una planta de cogeneración para la producción de energía eléctrica, movilidad de automóviles que funcionen con esta tecnología, etc.
- Deshidratación. Consiste en la separación de la fracción sólida y la líquida del lodo, de manera que se consigue aumentar la concentración, disminuyendo el volumen. Hay diversos sistemas para deshidratarlos, siendo los más utilizados las centrifugas y los filtro banda.
- Destino final. El material resultante puede utilizarse como compost, para la elaboración de tecnosuelos, para la valorización energética en centrales térmicas u otras instalaciones de combustión o en el peor de los casos para su depósito en un vertedero controlado.

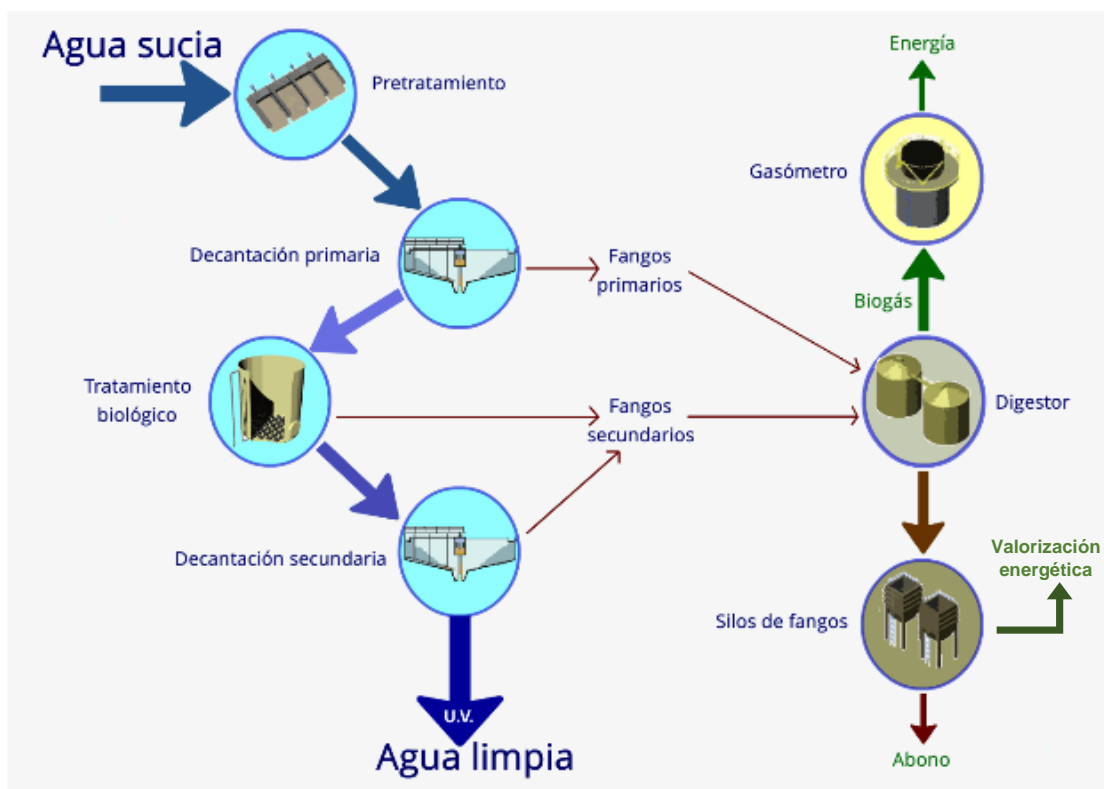


Figura 34. Diagrama de flujo de la EDAR BENS. Fuente: <https://edarbens.es/las-instalaciones/>

5.2.2. Producción y uso de lodos en España. Concepto de economía circular

La producción de lodos en España mantiene un crecimiento constante en los últimos años, alcanzando en 2009, según el Registro Nacional de Lodos, la cifra de 1.205 miles de toneladas de materia seca.

En los últimos años se ha realizado el concepto de economía circular, que según la Fundación para la Economía Circular tiene como objetivo “la producción de bienes y servicios al tiempo que reduce el consumo y el desperdicio de materias primas, agua y fuentes de energía”,

Este término aboca por un nuevo modelo de sociedad que utilice y optimice los materiales y residuos, dándoles una segunda vida. Así, el producto debe ser diseñado para ser reutilizado y reciclado. Con la economía circular se pretende convertir los hasta ahora considerados residuos, en nuevas materias primas, generando además empleo en el contexto de la llamada economía verde. Se basa en tres principios clave, preservar y mejorar el capital natural, optimizar el uso de los recursos y fomentar la eficacia de los sistemas.

El concepto de economía circular se encuentra muy relacionado con la jerarquía de residuos, la cual nos indica el tipo y prioridad de tratamiento que debe recibir un residuo siendo su finalidad proteger mejor el medioambiente. Las administraciones competentes, en materia de prevención y gestión de residuos, aplicarán, siempre que sea posible, la jerarquía de residuos por el siguiente orden de prioridad:

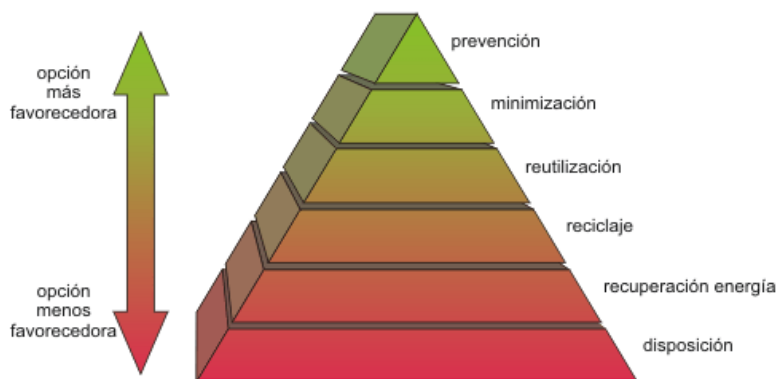


Figura 35. Jerarquía de residuos. Fuente: <https://www.recytrans.com/blog/jerarquia-de-residuos/#prettyPhoto>

La aplicación del principio de jerarquía de residuos a la gestión de los lodos de EDAR supone, en primer lugar, priorizar la aplicación al suelo. En segundo lugar, emplear otras formas de valorización incluyendo la energética y, como última opción, la eliminación en vertedero.

Sin embargo, no siempre es posible aplicar de manera rigurosa la jerarquía de residuos. Por ejemplo, la reutilización de los lodos de depuradora en suelos agrícolas aporta beneficios de fertilización por su contenido en nitrógeno y fósforo y mejora las propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo gracias al aporte de materia orgánica. Para que los beneficios sean los adecuados en el suelo y no se produzcan efectos dañinos en el medioambiente, se debe realizar una correcta dosificación de los mismos. Sin embargo, los lodos contienen sustancias que pueden ser perjudiciales para los seres humanos al entrar en la cadena alimentaria, como por ejemplo los metales pesados, los cuales están limitados por la legislación española en el uso de lodos como enmienda orgánica (Fytily y Zabaniotou, 2008). Otra limitación a la utilización de los lodos de depuradora en suelos agrícolas, es que su utilización en los cultivos se realiza únicamente una o dos veces al año, mientras que su producción es uniforme a lo largo de todo el año.

Por lo tanto, la valorización energética se plantea como una alternativa capaz de absorber los excesos de generación de este residuo, ya que la demanda de energía es prácticamente constante a lo largo de todo el año.



Figura 36. Destino del lodo procedente de EDAR. Fuente AEAS.

Como vemos, en España solo el 3% de la producción total de lodos se emplean para valorización energética. Sin embargo, el Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) recoge, entre otros objetivos, aumentar hasta un 18% este tipo de uso, lo que entra en consonancia con los objetivos de la Central de As Pontes.

5.2.3. Marco legal

Dado que el CDD es considerado un residuo, su control y gestión de la producción, transporte y eliminación está reglamentada. La normativa aplicable es la siguiente:

- Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR).
- Plan de Residuos Industriales de Galicia (PRIGA).
- Lei 22/2011, do 28 de xullo, de residuos e solos contaminados.
- Lei 10/2008, do 21 de abril, de residuos de Galicia.
- Real Decreto 180/2015, do 13 de marzo, polo que se regula o traslado de residuos no interior do territorio do Estado.
- Decreto 174/2005, do 9 de xuño, polo que se regula o réxime xurídico da produción e xestión de residuos e o Rexistro Xeral de Produtores e Xestores de Residuos de Galicia.
- Decreto 59/2009, do 26 de febreiro, polo que se regula a rastrexabilidade dos residuos.
- Decreto 156/1995, do 3 de xuño, de inspección ambiental.
- Orde do 20 de xullo de 2009, pola que se regula a construción e a xestión dos vertedoiros no ámbito da Comunidade Autónoma de Galicia.
- Reglamento (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 601/2012 de la Comisión.

5.2.4. Valorización energética

5.2.4.1. Fortalezas de la valorización energética en la Central Térmica de As Pontes

- La utilización de combustibles alternativos permite la reducción de utilización de carbón reduciendo, por lo tanto, las emisiones globales.
- Generalmente, es necesario someter al lodo húmedo a un proceso de pretratamiento y secado para no afectar a la operación de las plantas, debido a la elevada humedad y bajo poder calorífico que presentan los lodos a la salida de la EDAR (80-90% humedad y PCI<300kcal/kg). Sin embargo, debido al gran volumen de las calderas de As Pontes, estos lodos podrían alimentarse húmedos en pequeños porcentajes mezclados con el carbón sin necesidad de pretratamiento ni secado, incurriendo eso sí en un coste de tratamiento de este residuo. No obstante, se evitan la instalación de equipos que requieren importantes CAPEX y OPEX.
- Las condiciones de trabajo de la caldera, principalmente su temperatura y elevado tiempo de residencia, aseguran una buena combustión y la eliminación de contaminantes como dioxinas y furanos.

- Con la combinación de tecnologías WFGD+WWTP que estarán operativas en As Pontes para mediados del año 2020, se consigue abatir la mayor parte de contaminantes, como metales pesados entre otros, evitando su vertido al medioambiente y su posterior acumulación en la cadena trófica. Como es evidente, la valorización energética no produce una eliminación total del residuo, pero sí una reducción significativa del peso y volumen del material original. Además, estos residuos son depositados en vertederos controlados con límites regulados.

5.2.4.2. Problemas asociados a la valorización energética

Los principales problemas en el tratamiento y manejo de lodos son su composición, el elevado porcentaje de humedad y la generación de olores.

- Composición

Este factor está directamente relacionado con el tipo de lodos. Los lodos procedentes de aguas residuales urbanas suelen tener mayor carga de contaminación biológica, mientras que, para los lodos de procedencia industrial, el problema suele ser los metales pesados.

Desde el punto de vista de la valorización energética, los parámetros más significativos en cuanto a la composición, si lo comparamos con el carbón, son una concentración mucho mayor de humedad, cenizas, nitrógeno y azufre, y menor concentración de carbono derivando, por lo tanto, en valores de PCI más bajos.

- Humedad

Los lodos deshidratados procedentes de EDAR poseen en torno a un 80-90% de humedad. Esto hace que el secado sea un proceso altamente condicionante, desde el punto de vista de costes de energía, en las plantas de tratamiento de lodos. Las posibles alternativas tecnológicas para el secado de lodos están muy desarrolladas y van desde las más rudimentarias, hasta sofisticados túneles de secado con control de temperatura. Estas plantas de secado consiguen transformar los lodos húmedos con escaso valor energético, en un combustible atractivo para co-combustión en centrales térmicas de carbón, el Combustible Derivado de Depuradora, llegando a valores de poder calorífico muy interesantes. No obstante, estas instalaciones presentan unos costes de inversión muy elevados por lo que suelen efectuarse tras un previo acuerdo con la Administración para la gestión de este residuo, obteniendo algún tipo de subsidio o ayuda para rentabilizar la inversión.

- Olores

Debido al impacto ambiental que produce, los olores son el principal problema en el tratamiento y manejo de lodos. No obstante, con los conocimientos actuales sobre el origen de los olores, es posible actuar sobre ellos y controlarlos para hacer que este impacto ambiental sea mínimo.

El olor que se produce depende de la composición del residuo. La mayoría de los olores se deben a compuestos derivados de azufre (H_2S y mercaptanos), nitrógeno (aminas), y ácidos grasos volátiles (fórmico, acético, butírico).

Al igual que con el secado de lodos, la desodorización es un proceso ampliamente estudiado, con tecnología desarrollada que permite alcanzar reducciones de hasta un 95% en la emisión de olores. Suelen combinar tratamientos químicos y físicos. Los tratamientos con Ozono, los filtros de carbono activo, o los biológicos son algunas posibilidades.

En As Pontes, un posible método para reducir este impacto es mediante la mezcla del lodo con carbón tras la recepción en el Parque de Carbones.

5.2.5. Suministro de lodos para las pruebas

5.2.5.1. EDAR Bens (A Coruña)

EDAR BENS S.A. es la empresa pública supramunicipal responsable del servicio de depuración de las aguas residuales de los ayuntamientos de A Coruña, Arteixo, Culleredo, Cambre y Oleiros.

Desde diciembre del 2013, se gestionan conjuntamente los cinco ayuntamientos con una población total de 400.000 habitantes, lo que se corresponde con un caudal medio diario a tratar de 130.000 metros cúbicos de aguas residuales procedentes de hogares e industrias. Para 2030, Bens será capaz de tratar el caudal procedente de los 600.000 habitantes que tendrá el área metropolitana coruñesa.

Tabla 9. Capacidad de tratamiento y producción de lodos de la EDAR Bens.

	2014	2015	2016	2017
Agua tratada (m³)	54.115.332	43.188.379	51.500.430	42.615.087
Lodos generados (ton)	19.793	24.603	23.111	21.776



Figura 37. Instalaciones de la EDAR Bens A Coruña.

Parte de los lodos generados en Bens se convierten en la base de recuperación de suelos quemados en incendios forestales, mediante la aplicación de tecnosuelos basados en residuos orgánicos mezclado con especies fúngicas, previniendo la erosión y facilitando la restauración de la flora. Otra parte de los lodos es utilizada como fertilizante, y la cantidad restante, enviada a vertedero a través de un gestor autorizado.

5.2.5.2. EDAR 2

Además, para las pruebas se recibieron lodos húmedos de otra EDAR gallega, en adelante denominada EDAR 2. El proceso de deshidratación de los lodos utiliza filtros prensa capaces de secarlo hasta contenidos del 60% en humedad. Además, se realiza un aporte de cal con el objetivo de eliminar la actividad biológica, por lo que se presupone que, al añadir este reactivo ampliamente utilizado para procesos de

desulfuración, se obtendrán buenos resultados en cuanto a reducción de emisiones de SO₂ se refiere.



Figura 38. Lodos deshidratados con filtros prensa en la EDAR 2.

5.3. Caracterización de la biomasa utilizada en las pruebas

En el laboratorio de la Central Térmica de As Pontes se han analizado cuatro muestras de madera de las distintas etapas de fabricación de los pellets como producto final comercializable y son las siguientes:

- Astilla verde.
- Viruta verde.
- Viruta seca.
- Pellet.

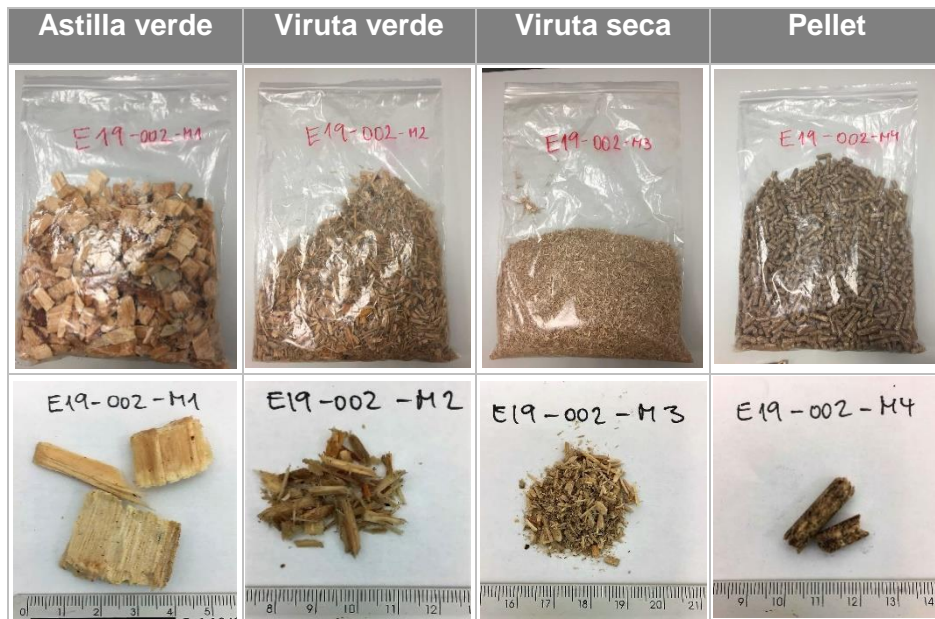


Figura 39. Muestras de madera analizadas

En la Tabla 10, se comparan los resultados de las biomásas analizadas con los de carbón de referencia utilizado en las pruebas (Adaro E4200).

5.3.1. Análisis inmediato, elemental y poderes caloríficos

Tabla 10. Análisis inmediato, elemental y PC de las biomásas leñosas.

	Astilla verde	Viruta verde	Viruta seca	Pellet	Adaro E4200
Análisis inmediato					
Humedad total (%) (s/b)	59,70	53,50	9,90	4,60	36,50
Volátiles (%) (s/s)	81,09	81,60	81,49	81,97	52,78
Cenizas (%) (s/s)	0,31	0,32	0,50	0,43	2,71
Carbono fijo (%) (s/s)	18,60	18,08	18,01	17,60	44,51
Análisis elemental					
Carbono, C (%) (s/s)	51,50	50,99	50,82	50,93	69,50
Hidrógeno, H (%) (s/s)	6,17	6,13	6,13	6,15	4,90
Nitrógeno, N (%) (s/s)	0,12	0,12	0,11	0,12	1,06
Azufre, S (%) (s/s)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,13
Oxígeno, O (%) (s/s)	41,88	42,42	42,42	42,35	21,70
Poder calorífico					
PCS (kcal/kg) (s/s)	4773	4826	4736	4781	6510
PCI (kcal/kg) (s/b)	1445	1783	3922	4229	3760

Debido al menor contenido en humedad y mayor densidad aparente de los pellets, así como la idoneidad para el transporte por carretera con la misma flota de camiones que la empleada para el carbón, se decidió descartar las otras biomásas para realización de las pruebas. Por tanto, de aquí en adelante, sólo se muestran los resultados de los pellets en lo que respecta a las biomásas procedentes de madera.

De los análisis de los pellets, destacamos su bajo contenido en humedad, cenizas, azufre y nitrógeno frente al carbón de referencia. Por otro lado, su alto porcentaje en volátiles y buen PCI, predicen un buen comportamiento en caldera.

También se han analizado muestras de lodos procedentes de la EDAR Bens y EDAR 2.

Tabla 11. Análisis inmediato, elemental y PC de lodos procedentes de depuradora.

	Lodo Bens		Lodo EDAR 2		Adaro E4200	
	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s
Análisis inmediato						
Humedad total (%)	79,30		62,50		36,50	
Volátiles (%)	11,96	57,76	22,72	60,59	33,52	52,78
Cenizas (%)	7,17	34,63	14,78	39,41	1,72	2,71
Carbono fijo (%)	1,58	7,61	0,00	0,00	28,26	44,51
Total (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Análisis elemental						
Carbono, C (%)	7,43	35,90	10,46	27,90	44,10	69,50
Hidrógeno, H (%)	1,02	4,93	1,74	4,65	3,10	4,90

Nitrógeno, N (%)	0,96	4,62	0,95	2,54	0,67	1,06
Azufre, S (%)	0,30	1,44	0,07	0,18	0,08	0,13
Oxígeno, O (%)	3,83	18,48	9,50	25,32	13,8	21,7
Poder calorífico						
PCS (kcal/kg)	798	3855	1044	2785	4134	6510
PCI (kcal/kg)	282	-	589	-	3760	-

Del análisis de los lodos frente al carbón de referencia, destaca su bajo PCI debido al gran contenido en humedad que presentan. Por otro lado, la cantidad de cenizas en los lodos es muy superior al carbón.

Si se sometiese a los lodos húmedos a un proceso de secado, se obtendría un combustible con mejores propiedades para la combustión. Se indican a continuación las propiedades de estos lodos si se sometiesen a un proceso de secado:

Tabla 12. Simulación del análisis inmediato, elemental y poder calorífico con lodos al 10% de humedad.

	Lodo Bens		Lodo Bens (10% Ht)		Lodo EDAR 2		Lodo EDAR 2 (10% Ht)	
Análisis inmediato								
	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s
Humedad total (%)	79,30		10,00		62,50		10,00	
Volátiles (%)	11,96	57,76	51,64	57,38	22,72	60,59	54,53	60,59
Cenizas (%)	7,17	34,63	31,18	34,64	14,78	39,41	35,47	39,41
Carbono fijo (%)	1,58	7,61	7,18	7,98	0,00	0,00	0,00	0,00
Total (%)	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Análisis elemental								
Carbono, C (%)	7,43	35,90	36,00	32,40	10,46	27,90	25,11	27,90
Hidrógeno, H (%)	1,02	4,93	4,94	4,45	1,74	4,65	4,19	4,65
Nitrógeno, N (%)	0,96	4,62	4,62	4,16	0,95	2,54	2,29	2,54
Azufre, S (%)	0,30	1,44	1,44	1,30	0,07	0,18	0,16	0,18
Oxígeno, O (%)	3,83	18,48	18,36	16,52	9,50	25,32	22,79	25,32
Poder calorífico								
PCS (kcal/kg)	798	3855	3479	3865	1044	2785	2588	2875
PCI (kcal/kg)	282	-	3192	-	589	-	2313	-

Como se puede ver en la Tabla 12, el PCI aumenta considerablemente, sobre todo en el caso de los lodos de Bens, lo que convierte al lodo en un combustible mucho más atractivo.

5.3.2. Análisis de trazas

Se define como el proceso analítico especialmente adaptado para la identificación y cuantificación de analitos cuya proporción en la matriz de la muestra es inferior a 0.01%.

Tabla 13. Análisis de trazas.

	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
Be (mg/l)	<0,40	2,98	<0,52	<0,01
B (mg/l)	27,93	35,64	3,48	18,03
Na (mg/l)	98,12	6033,34	345,26	<37,00
Mg (mg/l)	303,96	4071,70	2507,80	2523,87
Al (mg/l)	133,22	4180,40	4876,58	1713,82
K (mg/l)	904,03	4826,46	900,82	152,57
Ca (mg/l)	175,50	5101,14	30921,04	4885,32
Ti (mg/l)	16,29	1232,27	258,25	149,55
V (mg/l)	<0,20	36,18	47,58	3,19
Cr (mg/l)	3,12	120,33	23,69	2,17
Mn (mg/l)	86,96	346,51	222,09	46,65
Fe (mg/l)	106,10	21234,85	41170,76	3105,48
Co (mg/l)	0,16	5,86	4,19	1,59
Ni (mg/l)	0,46	41,02	17,53	2,72
Cu (mg/l)	2,44	391,10	101,80	2,43
Zn (mg/l)	14,23	1762,02	209,70	8,64
As (mg/l)	0,19	18,36	1,52	0,86
Se (mg/l)	<0,07	3,86	0,46	0,15
Sr (mg/l)	5,81	181,31	72,27	25,34
Mo (mg/l)	<0,14	18,64	1,95	0,19
Cd (mg/l)	0,10	1,68	0,20	0,02
Sn (mg/l)	0,10	50,25	13,88	<0,3
Sb (mg/l)	0,07	4,58	0,84	0,10
Ba (mg/l)	7,80	325,43	84,70	46,80
Tl (mg/l)	0,01	0,14	<0,01	0,09
Pb (mg/l)	1,86	130,46	27,43	0,54
Hg (µg/kg)	1,40	886,1	166,96	42,2
F ⁻ (mg/kg)	2,42	355,8	25,64	5,4
Cl ⁻ (mg/kg)	91,58	3846,4	9873,95	23,1

Los lodos de Coruña, y sobre todo los de EDAR 2, presentan un elevado contenido en cloruros: 3.846 y 9.874 mg/kg frente a 20 mg/kg de los carbones indonesios. El contenido de cloruros está relacionado con los riesgos de corrosión en caldera. También se observa una elevada presencia de metales, tales como Se, Mo, Sn, Zn, Cu y Fe.

Estos quedarían retenidos en las diferentes etapas del proceso productivo, hecho que se deberá tener en cuenta de cara a la tipología del residuo final (cenizas, escorias y yesos) para su gestión en vertedero.

Por otro lado, los sulfatos y los cloruros, que compiten en afinidad por los alcalinos, pueden ayudar a minimizar la corrosión por sales fundidas que podemos encontrar en el lado gas. Es por esto que los lodos de depuradora (altos en %S) y la biomasa vegetal (alta en %Cl) tendrían efectos sinérgicos de cara a minimizar esta corrosión.

Desde un punto de vista puramente ambiental, lo más destacable es que la elevada concentración de metales pesados y demás elementos preocupantes que contienen los lodos (Fluoruros, Cloruros, mercurio, plomo, cadmio, zinc, cobre, níquel, cromo) quedarían retenidos en las diferentes etapas de tratamiento del proceso de producción (desnitrificación, desulfuración, WWTP), dando como resultado un residuo

5.3.3. Análisis de cenizas

Los elementos mayoritarios en la ceniza influyen principalmente a la hora de una posible comercialización de las cenizas volantes y escorias, a la vez que son necesarios para evaluar los efectos de la combustión en caldera (fenómenos de escoriación, slagging y fouling).

Tabla 14. Análisis de cenizas.

Análisis químico de cenizas				
%	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
SiO ₂	8,78	40,16	7,27	23,64
Al ₂ O ₃	4,73	14,94	2,77	10,45
Fe ₂ O ₃	3,36	8,72	16,88	15,45
TiO ₂	0,73	0,97	0,17	0,55
CaO	34,88	9,95	63,49	23,10
MgO	13,56	4,35	1,32	13,49
Na ₂ O	1,79	1,75	0,08	0,22
K ₂ O	9,95	1,92	0,21	0,57
SO ₃	7,86	1,99	3,29	11,15
P ₂ O ₅	7,03	13,99	3,52	0,08
MnO ₂	3,60	0,15	0,09	0,24
SrO	0,18	0,06	0,03	0,09
BaO	0,23	0,11	0,03	0,18
V ₂ O ₅	0,01	0,02	N.D.	0,02
Total	96,69	99,06	99,14	99,23

Se destaca la elevada concentración de óxido de calcio en los lodos de EDAR 2, lo cual era de esperar debido al tratamiento con cal que se realiza en esta EDAR.

5.3.4. Índices operativos

Para evaluar la idoneidad de un combustible en una determinada instalación, existen unos índices operativos que nos dan una idea de aquellos parámetros más importantes, entre los que destacan:

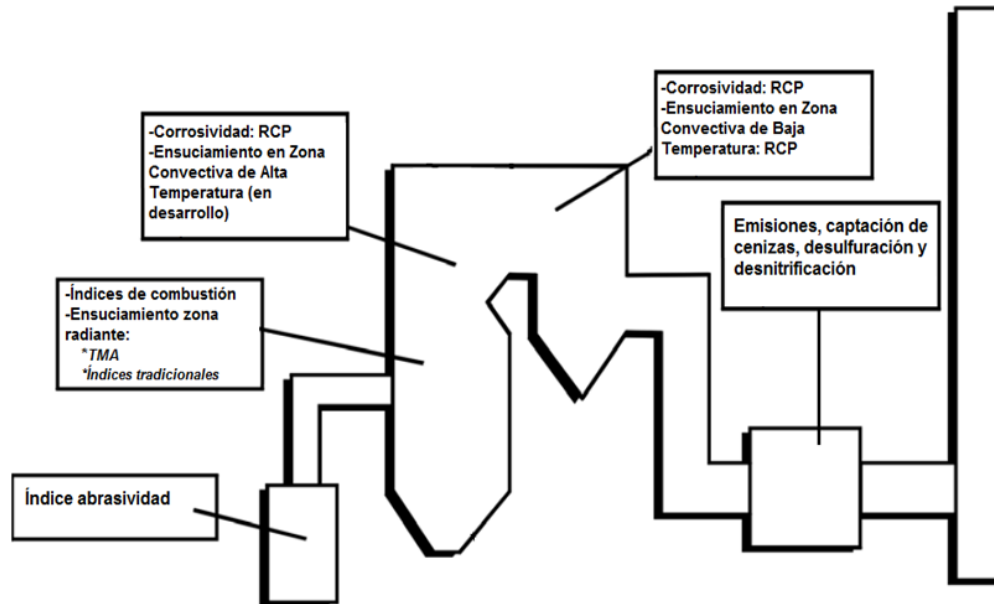


Figura 40. Esquema de los índices operativos más comunes en una central térmica.

Índices de combustión

Para evaluar el combustible candidato para un determinado proceso de combustión existen varios índices de combustión:

- Fuel ratio (FR). En general, cuanto más bajo sea el FR mejor. Un valor alto de FR indica una reactividad limitada, lo que se traduce en la necesidad de más tiempo para una combustión completa.

$$FR = \frac{\% \text{ Carbono fijo}}{\% \text{ Volátiles}} \quad (1)$$

- Índice inflamabilidad (kcal/kg). Caracteriza la facilidad del combustible para iniciar la ignición y mantener la llama estable. Cuanto más alto, mejor. Valores superiores a 69 kcal/kg representan combustibles con la inflamabilidad rápida, 69 – 45 kcal/kg es valor medio y por debajo de 45 kcal/kg se refiere al carbón con inflamabilidad lenta.

$$\text{Índ. inflamabilidad} = \frac{PCS - 81 * \% \text{ Carbono fijo}}{\% \text{ Volátiles} + \% \text{ Humedad superficial}} \quad (2)$$

- Índice combustibilidad. Cuanto más bajo, aumenta el valor de inquemados en cenizas y emisiones de NOx.

$$\text{Índ. combustibilidad} = \frac{PCS * (115 - \% \text{ Cenizas})}{FR * 150} \quad (3)$$

Tabla 15. Índices de combustión en caldera

Índices de combustión	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
Fuel ratio (FR)	0,21	0,13	0	0,84
Índice inflamabilidad	40,86	7,5	12,41	43,04
Índice combustibilidad	16228	4354	N.D.	3702

Los pellets y el carbón indonesio son de inflamabilidad baja y combustibilidad alta. Los lodos de Bens tienen inflamabilidad muy baja y combustibilidad alta. Por otro lado, los de EDAR 2 tienen inflamabilidad baja (lenta) y la combustibilidad no se puede determinar al no tener carbono fijo.

Índices de ensuciamiento y corrosividad en la caldera

Para evitar o mitigar un comportamiento no deseable en la caldera durante la combustión, es necesario determinar la tendencia del combustible a formar depósitos en las paredes de agua en la zona radiante (slagging) o en la zona convectiva (fouling). Para eso se evalúan los Índices de ensuciamiento basados en la composición química y características termomecánicas de la materia mineral.

Dentro de este apartado se hará la siguiente clasificación:

- **Índices Avanzados:** establecen una correlación entre el comportamiento en caldera de un combustible y sus propiedades, pero con respecto a los índices tradicionales, tienen en cuenta un mayor número de variables fisicoquímicas (composición química, poder calorífico, contenido en cenizas, etc.), lo que hace que sean aplicables a un rango más amplio de combustibles. Se diferencia entre el índice TMA y el RCP.

Índice TMA

Sirve para predecir el ensuciamiento en la zona radiante de la caldera. Este índice ha demostrado tener una mayor correlación entre la predicción y las observaciones experimentales que cualquiera de los siguientes, ya que no se ve influenciado por el tipo de combustible.

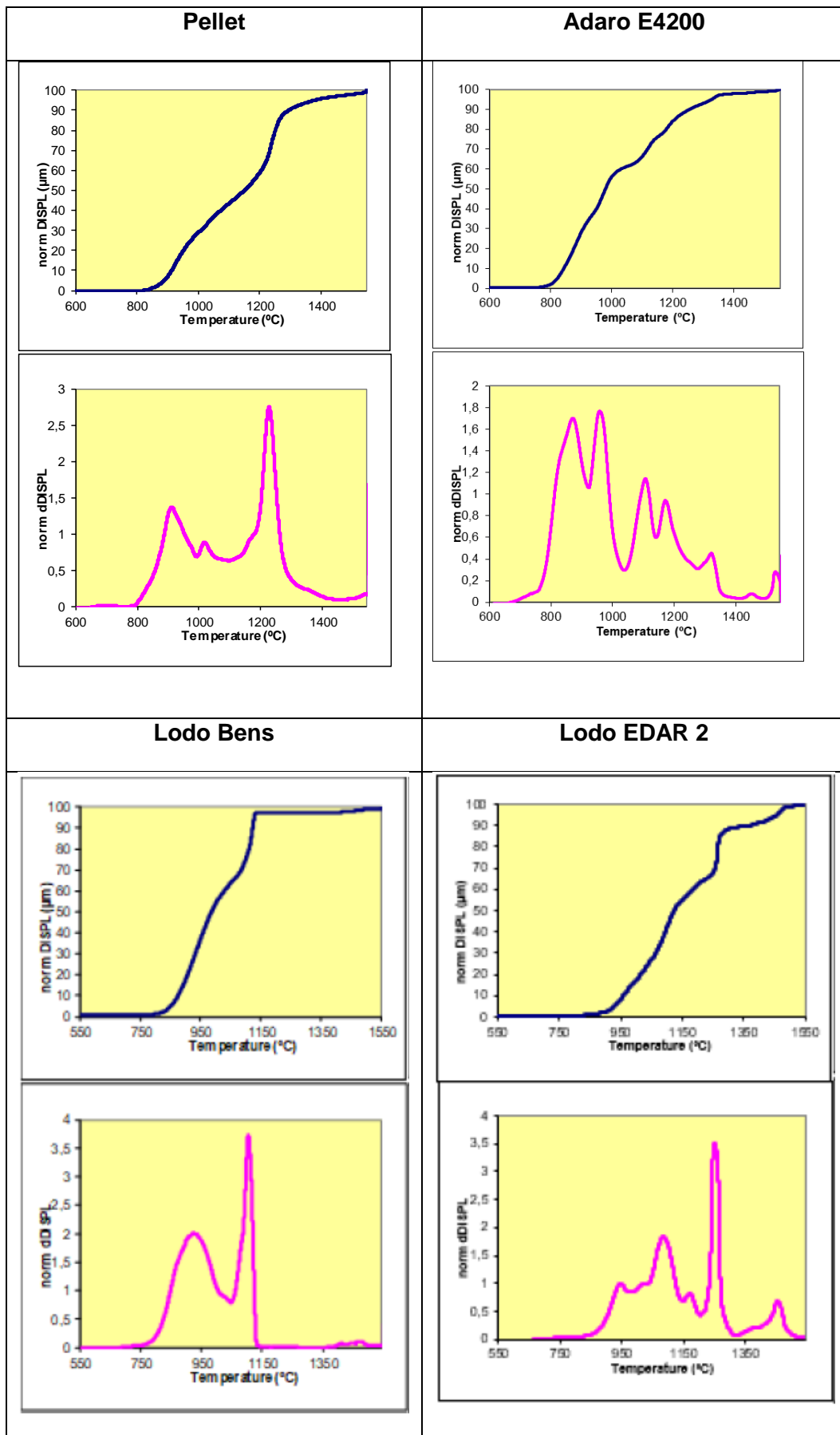
Según la gráfica de análisis TMA, las cenizas del carbón indonesio empiezan a fundir a 878°C y vuelven a estado líquido alrededor de 1110°C. Las cenizas del pellet empiezan a fundir a 922°C y vuelven a estado líquido a los 1230°C. Por otro lado, los lodos de Coruña y EDAR 2 empiezan a fundir a 905°C y 956°C, y vuelven a estado líquido a 1106°C y 1254°C, respectivamente.

El índice TMA se calcula a partir de valores obtenidos de esta gráfica (temperatura estado líquido), del poder calorífico superior y del contenido de cenizas.

El índice TMA de Adaro a 1110°C es 4,2 y 2,0 para la biomasa a 1230°C, valores que se corresponden con una predicción de ensuciamiento en la zona radiante baja (<35). Por otro lado, el índice TMA de los lodos de Bens y EDAR 2 son 302,15 y 396, valores que se corresponden con una predicción de ensuciamiento en la zona radiante alta (>55).

El índice TMA es aplicado para carbones y su aplicación en biomásas no está comprobada en procesos reales.

Tabla 16. Análisis termomecánico.



Índice RCP

La corrosión lado gas en la zona convectiva de la caldera (sobrecalentadores y recalentadores) se produce, en gran parte, por la formación de trisulfatos de hierro-alcalinos de bajo punto de fusión: $(Na, K)_3Fe(SO_4)_3$. Para evaluar este efecto se determina un índice denominado RCP (Relative Corrosivity Potential).

Los trisulfatos de hierro-alcalino se forman a través de una serie de reacciones en cadena, en las que participan óxidos de sodio o potasio depositados sobre los tubos, magnetita y dióxido de azufre, en condiciones oxidantes. Por tanto, a la hora de evaluar la posible corrosión generada por el uso de un determinado combustible, hay que tener en cuenta la presencia de dichos compuestos, además de cloruros, calcio y magnesio.

Los cloruros incrementan la velocidad de corrosión, ya que aumentan la liberación de sodio y potasio de la materia mineral, dejándolos disponibles para reaccionar. Por otro lado, el calcio y el magnesio tienen el efecto opuesto, mitigan la corrosión al formar sulfatos con un punto de fusión más elevado que los trisulfatos citados anteriormente.

- RCP>0 → Si hay corrosión.
- RCP<0 → No hay corrosión.

Tabla 17. Índices avanzados de ensuciamiento y corrosividad.

	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
TMA	2,00	302,15	396	4,2
	Bajo	Alto	Alto	Bajo
RCP	-20,17	-193,75	-5031,29	-64,58
	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo	No corrosivo

El valor del índice TMA de pellet y carbón indica un riesgo bajo de problemas de ensuciamiento en la zona radiante de caldera y alto para ambos lodos. Por otro lado, el índice RCP indica que todos los combustibles, puede ser considerados no corrosivos para los tubos de sobrecalentador/recalentador y que tienen riesgo bajo de ensuciamiento en la zona convectiva.

- **Índices tradicionales:** aquellos obtenidos correlacionando el comportamiento en caldera de un combustible únicamente con la composición química de sus cenizas. A pesar de continuar siendo utilizados habitualmente en infinidad de instalaciones, han demostrado ser insuficientes debido a su variabilidad en función del tipo de carbón.
 - Ratio base/ácido: La relación entre los óxidos básicos y ácidos afecta al punto de fusión de las cenizas. Un valor elevado indicará riesgo de ensuciamiento en la zona radiante.

- Ratio de sílice: Los óxidos de silicio aumentan la temperatura de fusión de las cenizas. Cuanto más alto sea éste ratio, menor será el riesgo de ensuciamiento en la zona radiante.
- Ratio sílice/alúmina: Un valor elevado indicará un riesgo de ensuciamiento en la zona radiante, ya que los óxidos de aluminio aumentan el punto de fusión de las cenizas en mayor grado que los de silicio.
- Óxido de hierro: El óxido de hierro es un compuesto a controlar ya que es muy reactivo y forma sales con un bajo punto de fusión, lo que favorece el ensuciamiento en la zona radiante de la caldera.
- Ratio hierro/calcio: estos dos compuestos son los constituyentes más importantes del carbón que influyen en la formación de depósitos ya que originan la formación de eutécticos con un punto de fusión que puede ser extremadamente bajo. Se busca que sus proporciones sean distintas.
- Factor ensuciamiento en zona radiante: dependen de la composición química de las cenizas y azufre en carbón, que influyen la fusibilidad de cenizas.
- Factor ensuciamiento zona convectiva: depende de la composición química de las cenizas, principalmente del sodio, el cual afecta a la velocidad de crecimiento de los depósitos en la zona convectiva.
- Depósito de calcio: relacionado con el comportamiento de compuestos que influyen en el crecimiento y propiedades de depósitos en zona convectiva.

Tabla 18. Índices tradicionales de ensuciamiento y corrosividad

	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
Ratio base/ácido (Raask)	4,46	0,48	8,03	1,53
	Alto	Alto	Alto	Alto
Ratio de sílice	14,49	63,56	8,17	31,24
	Alto	Alto	Alto	Alto
Ratio sílice/alúmina	1,86	2,69	2,62	2,26
	Medio	Medio	Medio	Medio
Óxido de hierro	3,36	8,72	16,88	15,45
	Bajo	Medio	Alto	Alto
Ratio hierro/calcio	0,10	0,88	0,27	0,67
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Factor ensuciamiento (zona radiante)	0,09	0,69	1,45	0,20
	Bajo	Medio	Medio	Bajo
Factor ensuciamiento (zona convectiva)	7,99	0,83	0,62	0,34
	Alto	Alto	Alto	Medio
Depósito de calcio	193,89	10,92	174,80	59,85
	Alto	Alto	Alto	Alto

Los valores de los índices tradicionales indican un riesgo bajo de problemas de ensuciamiento en la zona radiante para carbón y pellet, mientras que para los lodos indican riesgo medio.

En la zona convectiva el riesgo es medio para el carbón indonesio y alto para las tres biomásas.

5.3.5. Índices de captación de cenizas

Para predecir el comportamiento de las cenizas en el precipitador electrostático se evalúan los Índices de Captación de Cenizas DCI (Dust Collection Index). Los más utilizados son:

- Método MHI (Mitsubishi Heavy Industries). Evalúa el comportamiento del precipitador electrostático según el contenido en Azufre y cenizas del carbón (K_s) y Na_2O en ceniza (K_v). Se calcula el valor K_c y se evalúa según los siguientes límites:

Tabla 19. Método MHI

MÉTODO MHI	
Extremadamente favorable	$K_c > 60$
Bastante favorable	$60 > K_c > 20$
Aceptable	$20 > K_c > 10$
Bastante desfavorable	$10 > K_c > 5$
Extremadamente desfavorable	$K_c < 5$

- Método Babcock Hitachi KK. Se basa en porcentaje de azufre del carbón y el contenido en algunos elementos en la ceniza. Se calcula DCI, como la suma de $\% \text{Na}_2\text{O} + \% \text{MgO}$ y se evalúa de siguiente manera:

Tabla 20. Método Babcock Hitachi KK

MÉTODO BABCOCK HITACHI KK	
Favorable	$\text{DCI} > 3, \%S > 1, \% \text{Na}_2\text{O} > 1$
Aceptable	$1 < \text{DCI} < 3; 0,1 < \%S < 1$
Desfavorable	$\text{DCI} < 1; \%S < 1; \% \text{Na}_2\text{O} < 1$

Tabla 21. Índices de captación de cenizas

ÍNDICES DE CAPTACIÓN DE CENIZAS				
	Pellet	Lodo Bens	Lodo EDAR 2	Adaro E4200
Método MHI				
$K_s = \%S / \% \text{Ceniza}$	0,05	0,04	0,00	0,05
$K_v = \% \text{Na}_2\text{O}$	1,79	1,75	0,08	0,22
$K_c = K_s * K_v * 1000$	83,26	72,77	0,35	10,55
Método Babcock Hitachi KK				
$\text{DCI} = \% \text{Na}_2\text{O} + \% \text{MgO}$	15,35	6,10	1,4	13,71

Los valores de los índices de captación de cenizas son favorables en todos los combustibles, excepto para los lodos de EDAR 2.

5.3.6. Comportamiento en desulfuración

Para evaluar el comportamiento de los lodos en la planta de desulfuración se tiene en cuenta el contenido en fluoruros y cloruros, que van a influir en la formación de yeso de la calidad adecuada. Si los valores son altos en ambos casos sería desfavorable para la formación de yeso.

Tabla 22. Contenidos en fluoruros y cloruros.

	Pellets	Lodo EDAR Bens	Lodo EDAR 2	ADARO E4200
F ⁻ (mg/kg, s/s)	2,4	355	25,64	5,4
Cl ⁻ (mg/kg, s/s)	91,6	3.846	9.874	23,1

Los lodos de Coruña presentan valores de cloruros y fluoruros elevados, mientras que los de EDAR 2, solo presentan valores altos de cloruros.

Para un buen funcionamiento de la FGD se deberían emplear mezclas de carbón con bajo contenido en cloruros y fluoruros para contrarrestar el posible efecto de la adición de lodos y, de este modo, conseguir yesos de calidad Eurogypsum que puedan ser vendidos.

5.3.7. Límites de sustitución de lodos

El contenido en Azufre, Boro y Selenio en los lodos de Bens y la concentración de cloruros en los de EDAR 2, son mucho más elevados que en el carbón, por lo que se estudian a continuación si existe algún límite en el porcentaje de sustitución debido a la presencia de estos elementos. Entre el resto de metales pesados cabe mencionar el alto contenido en mercurio, molibdeno y plomo, que en principio no presentan problemas de eliminación en la WWTP.

Partiendo de los siguientes datos:

- El máximo contenido en azufre admisible por la desulfuración es el 0,45% s/s en el mix de combustible para alcanzar el límite BREF de 150 mg/m³N.
- La purga del absorbedor es de 15 m³/h y el caudal mínimo en la PTEL es de 1000 m³/h para los 4 Grupos a plena carga.
- El rendimiento estimado de la WWTP para Boro y Selenio es del 90% y 70% respectivamente.
- En cuanto a los cloruros, EPRI fija un límite de 800 ppm para evitar la corrosión lado gas, sin embargo, para mantener una concentración equivalente a 25.000 ppm en el absorbedor, se limita a 450ppm en combustible.
- Se suponen mezclas con carbón Adaro E4200.

Así, los límites resultantes serían los siguientes:

Tabla 23. Límites de sustitución de lodos.

Elemento	Tratamiento	Unidades	Lodo Bens	Lodo EDAR 2
S	WFGD	%s/s	1,44	0,18
		0,45% s/s combustible	Limita al 30%	No limita
B	WWTP/TEL	mg/Kg	35,64	3,48
		2 mg/kg vertido PTEL	No limita	No limita
Se	WWTP/TEL	mg/Kg	3,86	0,46
		0,03 mg/kg vertido PTEL	Limita al 12%	No limita

Cloruros	WFGD	mg/Kg	3846,4	9873,95
		450 mg/kg combustible (25000 en FGD)	Limita al 11%.	Limita al 4,3%
	Caldera	800 mg/kg combustible	Limita al 20,7%	Limita al 8,1%

Los cloruros son los elementos más limitantes, tanto para los lodos de Bens como de la EDAR 2. Cuando entre en marcha la desulfuración, el límite de cloruros lo establece el absorbedor, 25.000 ppm, que corresponde con 450 ppm en combustible. Mientras tanto, se podrían valorizar porcentajes del 20,7% en Bens y 8,1% para la EDAR2.

La ratio S/Cl de un combustible es un parámetro importante para predecir el potencial de corrosión por cloruros. Por eso, una relación adecuada entre sulfatos y cloruros, que compiten en afinidad por los alcalinos, pueden ayudar a minimizar la corrosión por sales fundidas en el lado gas.

$$\frac{S}{Cl} = \frac{\frac{S}{M_s}}{\frac{Cl}{M_{Cl}}} \quad (4)$$

- Si la ratio es menor que 2, la corrosión es muy probable.
- Si la ratio está entre 2 y 4, la corrosión dependerá del diseño de la caldera y de los parámetros de combustión.
- Si la ratio es superior a 4, la corrosión es bastante improbable.

Se evalúa a continuación la ratio anterior para los lodos estudiados y sus mezclas al 5% en masa con carbón.

Tabla 24. Evaluación de la ratio de corrosión S/Cl para los lodos y sus mezclas.

	Cl (mg/kg)	S (% s/s)	Ratio S/Cl	Probabilidad corrosión
100 % Lodos Bens	4540	1,44	3,46	Depende
100 % Lodos EDAR 2	9873,95	0,94	1,04	Alta
5% Lodos Bens + 95% ADARO E4200	248,9	0,1955	8,5	Muy baja
5% Lodos EDAR 2 + 95% ADARO E4200	515,6	0,1705	5,7	Baja

Debido a las capacidades de suministro, entre otras, se considera inviable una combustión del 100% lodos, simplemente se indica para tener una referencia de su tendencia a la corrosión.

Por otro lado, se observa que las mezclas planteadas para las pruebas, presentan una ratio de corrosión baja.

6. ESTUDIOS PREVIOS A LAS PRUEBAS

Los porcentajes en masa de sustitución de la biomasa será del 20% para los pellets de madera y del 5% tanto para los lodos de EDAR Bens como los de la EDAR 2.

6.1. Sistema de alimentación del combustible

Debido a que propiedades como el poder calorífico y la densidad aparente son diferentes entre el carbón y la biomasa, debe estudiarse el impacto en el sistema de alimentación al realizar las co-combustiones propuestas.

Un Grupo a plena carga con el carbón de uso común en la central, consume aproximadamente unas 220 t/h. En la siguiente Tabla se muestra la variación de los flujos másicos y volumétricos si se sustituye el 20% en masa por pellet y el 5% en masa por lodo de depuradora. En el caso de los lodos, se toma como referencia el procedente de la EDAR Bens al 80% de humedad por ser el caso extremo, al tener un PCI inferior al de la EDAR 2. No obstante, durante su acopio en el Parque cubierto se sabe que irá transfiriendo parte de esa humedad al ambiente hasta encontrar una humedad de equilibrio.

Tabla 25. Variación de los flujos en función del combustible

	Uds.	Adaro E4200	Pellets	80% Adaro 20% Pellets	Lodo Bens	95% Adaro 5% Lodo Bens
PCI	kcal/kg	3760	4229	3853	282	3586
Densidad aparente	kg/m ³	850	680	816	1000	857,5
Flujo másico	t/h	220	195	214	ND	230
Flujo volumétrico	m ³ /h	271	287	263	ND	269

Como el PCI de los pellets superior al del carbón, el flujo másico de combustible a transportar se reduce. Sin embargo, debido a su menor densidad aparente, el caudal volumétrico aumenta levemente. Los lodos, al contrario, debido a su bajo PCI hacen aumentar tanto el caudal másico y mantienen el volumétrico.

Con los carbones de uso común en la central, a plena carga se trabaja con 5 de los 6 molinos (uno en reserva) con una velocidad en los alimentadores en torno al 80-90% de su velocidad máxima de trabajo.

Se ha comprobado que con una sustitución al 20% de pellets, el flujo másico de transporte de combustible disminuye. No obstante, es muy probable que los pellets se rompan y abran en el Parque, reduciéndose su densidad específica hasta los 200-300 kg/m³, por lo que la capacidad de los alimentadores podría no ser suficiente. Por otro lado, si se valora la co-combustión con otros tipos de biomasa con poderes caloríficos y densidades menores que los pellets, se agrava la limitación en la capacidad del sistema de alimentación, teniendo que reducir la carga hasta límites alcanzables.

No obstante, a futuro las centrales térmicas tenderán a funcionar para compensar los picos de demanda de la red y no como centrales de base como en antaño, por lo que es probable que no funcionen largos períodos de tiempo a plena carga.

6.2. Tiempo de residencia en caldera

En las calderas de combustible pulverizado sin parrilla de postcombustión, el tiempo de residencia de las partículas es fundamental para asegurar una buena combustión.

Hay diversos modos de estimar este tiempo de residencia. En este trabajo se considera el que emplean la mayoría de fabricantes de calderas e incluso el KEMA, empresa de consultoría energética de gran prestigio a nivel mundial.

$$\text{Tiempo de residencia (s)} = \frac{\text{Volumen caldera (m}^3\text{)}}{\text{Caudal de gas de salida (}\frac{\text{m}^3}{\text{s}}\text{)}} \quad (5)$$

Es necesario resaltar que este tiempo calculado es un tiempo teórico, no exacto, si bien nos dará una aproximación representativa del tiempo real, el cual variará en función del tipo de fuegos (frontales, tangenciales, etc.), turbulencias en el interior de caldera, recirculaciones, etc.

Para calcular el tiempo de residencia, pueden considerarse varios volúmenes de caldera. En este trabajo se han considerado dos, el volumen desde el punto central de los quemadores hasta el primer paquete de tubos intercambiadores, los stringers y desde la parte superior de la tolva de fondo de caldera hasta los stringers, siendo el primero mucho más conservador por considerar un volumen útil menor. Al primero lo denominaremos *Volumen centro quemadores* y al segundo, *Volumen total hogar*.

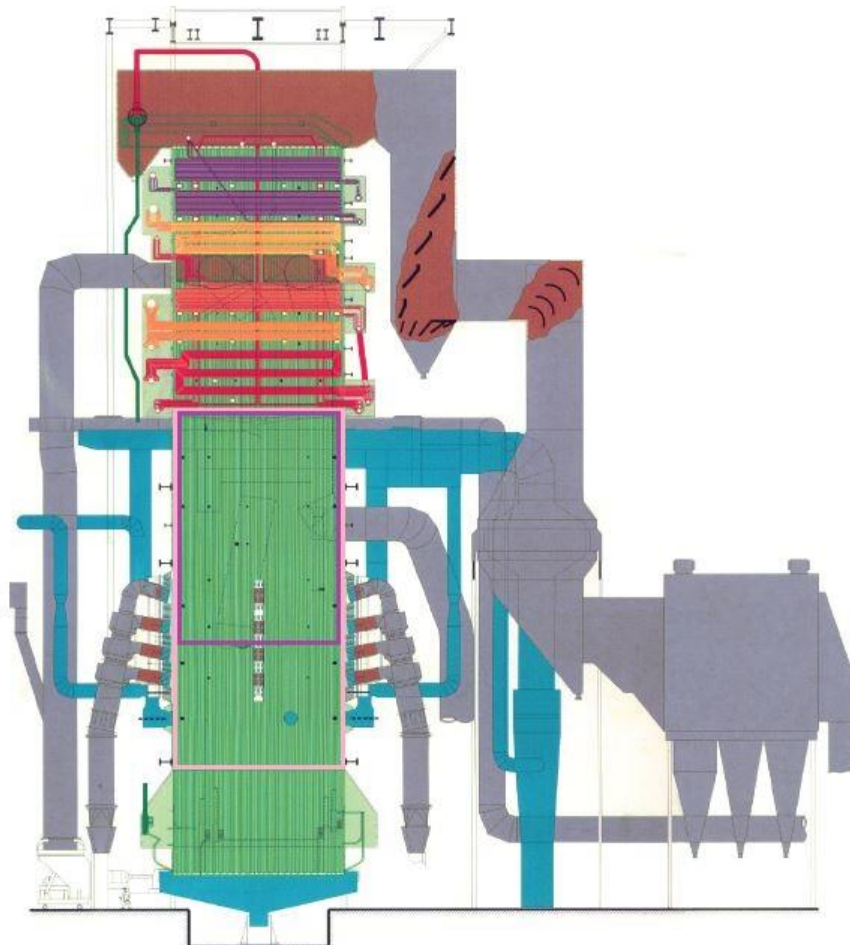


Figura 41. Diferentes volúmenes considerados de caldera.

Las medidas de la caldera son:

- Profundidad (m): 15,69
- Ancho (m): 15,72
- Cota media quemadores 2 y 3 (m): 25,5
- Cota stringers (m): 47,93
- Cota superior tolva (m): 14

$$\text{Vol. centro quemadores} = 15m * 15m * (47,93 - 25,5)m = 5.047 m^3 \quad (6)$$

$$\text{Vol. total hogar} = 15m * 15m * (47,93 - 14)m = 8.369 m^3 \quad (7)$$

Una vez obtenido el volumen de la caldera, el caudal de los gases de salida puede calcularse en función del análisis elemental del combustible, teniendo en cuenta el exceso de aire considerado, tratando de obtener una combustión completa. Multiplicando el caudal de gases por el caudal de carbón, ambos dependientes de la carga, obtenemos el caudal total de los gases de salida.

En calderas de carbón pulverizado como As Pontes, al moler el combustible hasta una granulometría muy fina se puede asumir, sin cometer errores significativos, que estas partículas se comportan como moléculas de gas.

En el caso de la biomasa, a priori se interpreta que no es necesario obtener niveles de granulometría tan finos debido a su mayor contenido en volátiles, asegurándose igualmente una buena combustión. En estas partículas las fuerzas de gravedad empiezan a ser relevantes, de manera que cuando la partícula es inyectada en caldera, al principio cae, y una vez que se reduce el diámetro debido a la propagación de la combustión, éstas se aligeran y suben.

En As Pontes, para un carbón Adaro E4200, el caudal de carbón a plena carga es aproximadamente 192 t/h y el caudal de los gases de salida (con un exceso de aire del 39,5%) es de 6,95 m³N/kg. Este caudal, obtenido en condiciones normales (0°C y 1 atm de presión), debe expresarse en función de las condiciones reales de caldera, a través de la Ley de los Gases Ideales:

$$P \cdot V = n \cdot R \cdot T \quad (8)$$

- P, es la presión absoluta [atm].
- V, volumen [m³].
- N, número de moles de gas [mol].
- R, constante universal de los gases ideales.
- T, temperatura [K].

R y n son constantes. En condiciones reales, la caldera se encuentra en depresión (10-30 mmca negativos) con el objetivo de evitar rebufos al exterior, mientras que, en Condiciones Normales, P equivale a 1 atm. Debido a que la diferencia es mínima, se desprecia esta diferencia de presión. Como R y n son constantes, la ecuación resultante es:

$$\frac{V_{CN}}{T_{CN}} = \frac{V_{REAL}}{T_{REAL}} \quad (9)$$

Debido al mayor porcentaje de sustitución de los pellets que los lodos, además de presentan más problemas en molienda con los molinos de impacto, por lo que la granulometría a la salida del molino es mayor, se presentan en la Tabla X los tiempos de residencia para la mezcla de carbón con pellets al 20% de sustitución. Se estudia a varios regímenes de carga ya que, a bajas cargas, debido al menor caudal de gases, el

tiempo de residencia es mayor, mejorándose las condiciones de combustión. Si en las pruebas a plena carga se produjese un porcentaje alto de inquemados, habría que bajar el régimen de carga, aumentando el tiempo de residencia hasta obtener un porcentaje de inquemados aceptable.

Tabla 26. Tiempo de residencia a diferentes cargas para la mezcla de carbón con pellets al 20% en masa.

		350 MW		250 MW		180 MW	
Caudal carbón	t/h	209		150		108	
Caudal gases comb.	m ³ N/s CN	390,84		279,17		201	
Tª media salida gases	°C	1000	1100	1000	1100	1000	1100
Caudal gas salida	m ³ /s	1822,5	1965,7	1301,8	1404,0	937,3	1010,9
Tiempo residencia Vol. (Centro quemadores)	s	2,8	2,6	3,9	3,6	5,4	5,0
Tiempo residencia Vol. (Total Hogar)	s	4,6	4,3	6,4	6,0	8,9	8,3

Para calderas de carbón pulverizado, el tiempo virtual mínimo de residencia es de 2 s cuando se considera el volumen desde el centro de los quemadores y 4 s para el volumen desde la tolva. Mirando la Tabla, se observa que los valores obtenidos son superiores a estos valores, lo que nos indica que la caldera permite tiempos de residencia altos. Esto entra en consonancia con el tipo de carbón para el que fueron diseñadas las calderas en sus orígenes, un lignito pardo con muy bajo PCI que necesitaba un tiempo de residencia elevado. Por lo tanto, no se espera que el tiempo de residencia resulte una limitación en las pruebas de co-combustión.

6.3. Ensayos de explosividad de combustibles

Los análisis químicos de los combustibles cercioran que en la mayoría de biomásas el contenido en volátiles es superior al del carbón y, por lo tanto, es necesario estudiar si estos combustibles presentan riesgos durante su almacenamiento, transporte, manejo o molienda.

Por ello, con el objetivo de verificar las diferencias de explosividad entre carbón y pellets, se realizaron estudios a través del LOM (Laboratorio Oficial J.M. Madariaga).

Los parámetros más indicativos de la explosividad son los siguientes:

- Sensibilidad a la inflamación

Viene determinada por las características de las sustancias sólidas polvorizas o fibrosas con su facilidad para inflamarse frente a distintos tipos de ignición, como pueden ser las descargas electroestáticas, focos térmicos, etc. Entre todos, destacan:

- Temperatura Mínima de Inflamación (TMI). Puede expresarse como TMI en capa (TMIC) o como TMI en nube (TMIN) y se utiliza para limitar la temperatura de superficie de los equipos de trabajo.
 - Límite Inferior de Explosividad (LIE). Define el límite inferior del intervalo de concentración de polvo potencialmente explosivo suspendido en el aire en un determinado volumen.
 - Energía Mínima de Inflamación (EMI). Es la mínima energía almacenada en un condensador capaz de producir la inflamación de la mezcla de una nube de polvo.
- Severidad de la explosión

Indica la severidad de la explosión evaluando las consecuencias de la misma. Entre ellos, destacan:

- Presión Máxima de Explosión. Se define como la diferencia entre la presión en el instante de la ignición y la presión en el punto culminante de la explosión.
- Velocidad máxima de aumento de presión. Se corresponde con la máxima pendiente de la tangente a la curva presión-tiempo a cada concentración nominal de polvo.
- KST, Análisis del Peligro. Es un número utilizado para calcular el comportamiento anticipado de una deflagración o explosión de polvo. Se obtiene mediante el producto de la velocidad máxima de aumento de presión y la raíz cúbica del volumen del recinto donde se produce la explosión:

$$K_{m\acute{a}x} = \left(\frac{dP}{dt} \right)_{m\acute{a}x} \cdot v^{\frac{1}{2}} \quad (10)$$

Según el valor obtenido, se puede clasificar la explosión en cuatro clases, tal y como se indica en la Tabla:

Tabla 27. Clasificación de las explosiones

Clase	Kmax (bar-s/s)	Característica explosión
St 0	0	No hay explosión
St 1	0-200	Explosión débil
St 2	201-300	Explosión fuerte
St 3	>300	Explosión muy fuerte

En la siguiente Tabla, se muestran los resultados del LOM para diferentes muestras:

Tabla 28. Resultados de explosividad de diversos combustibles

MUESTRA			SENSIBILIDAD				SEVERIDAD		
MUESTRA	TAMAÑO	HUMEDAD	TMI capa	TMI nube	LIE	EMI	Pmax	Vmap	KST
	µm	%	°C		g/m ³	mJ	bar	bar/s	
						L= 1 mH			
Adaro E4200	166,4	20,7%	240	460	60	>1000	7,3	456	119
BRE4K 4100	168,9	16,8%	250	440	60	430	7,7	500	138
Pellets	90,3	5,8%	320	400	60	67	7,8	582	158
Adaro 4200 Pellets (20%)	134,9	21,7%	230	420	60	220	7,4	435	118

El tamaño de partícula es determinante en la TMI tanto en capa como en nube, siendo más elevada para tamaños de partícula más grande. Es decir, el tiempo que transcurre hasta el inicio de la ignición es más grande.

Los valores KST tanto de pellet como mezcla de Adaro E4200 con pellet se engloban dentro de la clase St 1, catalogada como explosión débil, siendo algo superior en el caso de los pellets. Sin embargo, carbones con poderes caloríficos más altos ya utilizados en

As Pontes, como el Adaro E4850, presentan valores de KST superiores, por lo que no se considera especialmente crítico el valor obtenido para los pellets.

6.4. Valorización energética de los lodos

A priori, con un coste de 0€/t puesto en el Parque de Carbones de Saa, los lodos húmedos se presentan económicamente muy atractivos para su valorización energética. No obstante, debido al su alto contenido de humedad, puede darse el caso en que las kcal necesarias para evaporar el agua de los lodos sean superiores que las kcal que contienen, suponiendo entonces que, en vez de aportar energía a la combustión, la sustraen.

La energía a aportar a los lodos es la derivada de elevar la temperatura del agua que contienen desde temperatura ambiente hasta los 100°C y realizar el cambio de fase líquida a vapor; considerando además que la temperatura de salida por chimenea es de 150°C. Por último, a esta energía se le sustrae la propia energía contenida en los lodos. Se parte de los siguientes datos:

$$CL_{\text{evaporación agua}} = 540 \text{ kcal/kg}$$

$$Ce_{\text{agua líquida}} = 1 \text{ kcal/kgK}$$

$$Ce_{\text{vapor de agua}} = 0,497 \text{ kcal/kgK}$$

$$\text{Coste}_{\text{carbón}} = 120\text{€/t (con Céntimo Verde, Dcho Emisión CO}_2 \text{ y Ecotasa)}$$

$$PCI_{\text{carbón}} = 3700 \text{ kcal/kg}$$

$$\eta_{\text{caldera}} = 90\%$$

$$m = 1000 \text{ kg lodo}$$

$$\text{Temperatura ambiente} = 25^\circ\text{C}$$

$$\text{Temperatura salida chimenea} = 150^\circ\text{C}$$

$$\text{Humedad}_{\text{Lodos Bens}} = 79,3 \%$$

$$\text{Humedad}_{\text{Lodos Santiago}} = 62,5 \%$$

$$PCI_{\text{Lodos Bens}} = 289 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

$$PCI_{\text{Lodos Santiago}} = 597 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

Se hace el estudio para 1000 kg de lodo.

Lodos Bens:

$$\text{Contenido en agua} = \text{Humedad}_{\text{Lodos Bens}} \cdot m = 0.793 \cdot 1000 = 793 \text{ kg agua} \quad (11)$$

$$\text{kcal a proporcionar por el carbón} = (Q1 + Q2 + Q3 - Q4)/\text{rendimiento} \quad (12)$$

$$Q1 = m \cdot C_{e_{\text{agua líquida}}} \cdot (100 - 25) \quad (13)$$

$$Q2 = m \cdot C_{L_{\text{evaporación agua}}} \quad (14)$$

$$Q3 = m \cdot C_{e_{\text{vapor de agua}}} \cdot (150 - 100) \quad (15)$$

$$Q4 = m \cdot \text{PCI}_{\text{Lodos Bens}} \quad (16)$$

$$\text{kcal a proporcionar por el carbón} = 311866,67 \text{ kcal} \quad (17)$$

$$\text{Cantidad}_{\text{carbón}} = \frac{\text{kcal a proporcionar por el carbón}}{\text{PCI}_{\text{carbón}}} = 83,6 \text{ kg carbón} \quad (18)$$

$$\text{Coste trat lodo EDAR Bens} = \text{Cantidad}_{\text{carbón}} \cdot \text{Coste}_{\text{carbón}} = 10,03 \frac{\text{€}}{\text{t lodo}} \quad (19)$$

Es decir, para realizar la combustión de 1000kg de lodo de Bens con la humedad indicada, se necesitan casi 84 kg de carbón para evaporar el agua contenida, incurriendo en un coste de 83 €/t lodo.

Lodos EDAR 2:

$$\text{Contenido en agua} = \text{Humedad}_{\text{Lodos Bens}} \cdot m = 0.625 \cdot 1000 = 625 \text{ kg agua} \quad (20)$$

$$\text{kcal a proporcionar por el carbón} = (Q1 + Q2 + Q3 - Q4)/\text{rendimiento} \quad (21)$$

$$\text{kcal a proporcionar por el carbón} = 29756,94 \text{ kcal} \quad (22)$$

$$\text{Cantidad}_{\text{carbón}} = \frac{\text{kcal a proporcionar por el carbón}}{\text{PCI}_{\text{carbón}}} = 8 \text{ kg carbón} \quad (23)$$

$$\text{Coste trat. lodo EDAR 2} = \text{Cantidad}_{\text{carbón}} \cdot \text{Coste}_{\text{carbón}} = 0,97 \frac{\text{€}}{\text{t lodo}} \quad (24)$$

Aplicando el mismo proceso para los lodos de EDAR 2, teniendo en cuenta su contenido de humedad y poder calorífico, se necesitan 8 kg de carbón para secar 1000 t de lodo, incurriendo en un coste de 0,97 €/t lodo.

Por tanto, se observa que la humedad del combustible tal y como se recibe tras la salida de la EDAR es crucial para su valorización.

En la práctica, durante el transporte y almacenamiento en el Parque de Carbones, parte de la humedad se transfiere al ambiente, por lo que se reduce la cantidad de agua a evaporar y con ella, el coste de valorización energética del lodo. Por ello, se recomienda almacenar los lodos en un espacio cubierto, aislado de la lluvia, y favoreciendo la evaporación del máximo contenido de humedad por medios naturales.

Las pruebas planteadas servirán para aclarar esta premisa.

6.5. Influencia sobre las emisiones de CO₂

Las emisiones de CO₂ de la Central Térmica As Pontes proceden durante las pruebas, principalmente de la co-combustión de carbón y biomasa, fuelóleo y gasóleo en los grupos térmicos, que se emplean como combustibles de apoyo durante las operaciones de arranque de los grupos. No obstante, la biomasa consumida se considera neutra con respecto a las emisiones de CO₂.

La metodología de cálculo empleada para la determinación de emisiones de CO₂ se describe en detalle en el PSGEI 2013-2020 (Plan de Seguimiento de Gases de Efecto Invernadero) y en los documentos referenciados en el mismo. Durante las pruebas, el cálculo del consumo de la mezcla carbón-biomasa se obtiene resolviendo los balances de materia y energía en el ciclo y la caldera, mediante una metodología basada en normas internacionales (CÓDIGOS ASME PTC-4.1 y PTC-6). Como resultado se obtiene la cantidad de calor que es necesario suministrar con el combustible a la caldera para generar la energía eléctrica correspondiente.

Para la discriminación de los distintos componentes de la mezcla (carbón y biomasa) se parte de la cantidad conocida de biomasa alimentada (pesadas de los camiones previa la entrada en parque) y de su poder calorífico obteniendo por balance de masa y energía la cantidad de carbón consumido.

Para la determinación de las emisiones de gases de efecto invernadero se usa como datos de partida los análisis de la mezcla de consumo carbón-biomasa, de carbón, de biomasa, cenizas volantes y escorias, realizados en el laboratorio de la Central Térmica, acreditado según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025.

En relación al muestreo, se emplea el “Sistema automático de toma de muestras de carbón” situado en las cintas que transportan el combustible desde el parque de carbones hacia las tolvas de los cuatro grupos generadores, que toma muestras de una cantidad suficiente del mix de combustión carbón-biomasa correspondiente a la duración de la prueba. Posteriormente, el laboratorio realiza el análisis inmediato, elemental, análisis químico completo y elementos traza de la mezcla de consumo carbón-biomasa. Además, se analizan muestras de biomasa por separado y se determina la composición elemental del carbón por cálculo. Para las muestras de cenizas se emplean los equipos automáticos de muestreo de cenizas volantes que en caso de avería se procede a obtener una muestra de forma manual, tomando varios incrementos en una de las primeras tolvas del precipitador electrostático. Para las escorias se realiza de modo manual en la salida de los desescoriadores existentes en cada grupo.

A continuación, se muestran las variables y ecuaciones necesarias para el cálculo teórico de emisión de CO₂:

- Combustible – Análisis elemental
 - Humedad (W) % en peso

- Cenizas_r (A) % en peso
- Carbono (C) % en peso
- Hidrógeno (H) % en peso
- Nitrógeno (N) % en peso
- Azufre (S) % en peso
- Oxígeno (O) % en peso

- Residuos – Retenciones

Se obtienen de los análisis de cenizas y escorias:

- Carbono (C_r) % en peso
- Azufre (S_r) % en peso
- Exceso de aire
 - Exceso (EA) % en volumen
 - Factor de exceso (n) 1 + EA/100

- Carbono, azufre y oxígeno efectivos

$$C_e = C - \frac{C_r * A}{100 - C_r - 2,4969 * S_r} \quad (25)$$

$$S_e = S - \frac{S_r * A}{100 - C_r - 2,4969 * S_r} \quad (26)$$

$$O_e = O - \frac{1,4969 * S_r * A}{100 - C_r - 2,4969 * S_r} \quad (27)$$

- Aire teórico seco

$$A_t(s) = \frac{31,9988}{100} * \left[\frac{C_e}{12,0112} + \frac{H}{4,0316} + \frac{S_e}{32,0640} - \frac{O_e}{31,9968} \right] * \frac{1}{1,429004} * \frac{1 \text{ m}^3\text{N}}{0,2095 \text{ kg}} \quad (28)$$

- Gases de combustión

$$CO_2 \left(\frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \right) = \frac{C_e}{100} * \frac{44,0100}{12,0112} * \frac{1}{1,977067} + 0,0003 * A_t(s) * n \quad (29)$$

$$CO_2 \left(\frac{\text{kg}}{\text{kg comb}} \right) = CO_2 \left(\frac{\text{m}^3\text{N}}{\text{kg}} \right) * \rho_{CO_2} \quad (30)$$

$$\text{Emisión específica } CO_2 \text{ mezcla} \left(\frac{\text{g}}{\text{kWhb}} \right) = CO_2 \left(\frac{\text{kg}}{\text{kg comb}} \right) * \frac{CEN}{PCI} \quad (31)$$

$$\text{Emisión}_{CO_2 \text{ mezcla}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right) = \text{Emisión especif. } CO_2 \text{ mezcla} * \text{Producción (MWhb)} \quad (32)$$

Para obtener la Emisión específica teniendo en cuenta que la biomasa es neutra en emisión de CO₂:

$$CO_2 \text{ Biomasa} \left(\frac{kg}{kg \text{ comb}} \right) = \frac{C}{100} * \frac{44,0100}{12,0112} \quad (33)$$

$$\text{Consumo} \left(\frac{t}{h} \right) = CEN \frac{CEN}{PCI} * \text{Producción (MWhb)} \quad (34)$$

$$\begin{aligned} \text{Emisión}_{CO_2 \text{ Biomasa}} \left(\frac{kg}{h} \right) \\ = CO_2 \text{ Biomasa} * \text{Consumo}_{mezcla} \left(\frac{t}{h} \right) * \%_{biomasa} \left(\frac{m}{m} \right) * 1000 \end{aligned} \quad (35)$$

$$CO_2 \text{ equivalente} \left(\frac{kg}{h} \right) = \text{Emisión}_{CO_2 \text{ mezcla}} - \text{Emisión}_{CO_2 \text{ Biomasa}} \quad (36)$$

$$\text{Emisión específica } CO_2 \text{ equivalente} \left(\frac{g}{kWhb} \right) = CO_2 \text{ equivalente} \left(\frac{kg}{h} \right) * \frac{CEN}{PCI} \quad (37)$$

Datos:

$$\rho_{CO_2} = 1,977067 \frac{kg}{m^3N}$$

$$CEN = 2370kcal \frac{PCI}{kWhn}$$

El resto de datos se obtienen de los análisis, químico, elemental o de cenizas y escorias. Se obtienen los siguientes valores para los combustibles de las pruebas, asumiendo una carga de 350 MWn y el CEN constante:

Tabla 29. Consumos y emisiones de CO₂ para las diferentes mezclas.

	Consumo para 350 MWn (t/h)	Emisión especif. CO ₂ (g CO ₂ /kWhb)	Emisión esp. Equiv. CO ₂ (g CO ₂ e/kWhb)	Emisión CO ₂ equivalente (t CO ₂ e/h)	Ahorro vs E4200 (t CO ₂ e/h)
100% Adaro E4200	212	979,06	979,06	357,36	-
80% Adaro E4200 + 20% pellets	207	974,74	764,57	278,9	78,46
95% Adaro E4200 + 5% Lodos Bens	222	983,55	974,91	355,84	1,52
95% Adaro E4200 + 5% Lodos EDAR 2	221	982,55	970,45	354,21	3,15

En el caso de la mezcla con pellets se observa que la tasa de emisión real de CO₂ es un poco inferior a la de exclusivamente carbón. Esto es debido al menor contenido en carbono de los pellets (50,93 % s/s) frente al del carbón (69,50% s/s) y su mayor PCI.

Además, al considerarse neutro el CO₂ aportado por los pellets, la tasa de emisión equivalente es de 764,57 g/kWhb, frente a los 979,06 g/kWhb del carbón, lo que supone

un 22% de ahorro en emisión de este gas contaminante. El porcentaje de ahorro de CO₂ es mayor que la tasa de sustitución (20%) debido al mayor PCI de los pellets, siendo necesarias menos toneladas de combustible para alcanzar la misma carga.

Con respecto a los lodos de Bens, las emisiones reales superan a las de carbón, motivadas por el bajo PCI y la elevada humedad, con el consiguiente incremento de flujo de combustible (10 t/h más). No obstante, consigue reducirse levemente el CO₂ tributable al sustraer la tasa de emisión aportada por los lodos.

Para los lodos de EDAR 2 sucede algo similar, siendo los resultados un poco más favorecedores en el ahorro de emisiones, consiguiendo 5 g/kWhb más que para el caso de Bens, debido a su menor contenido de humedad y mayor PCI.

Como conclusión, se indica que la co-combustión con biomasa forestal es un buen método para reducir las emisiones de CO₂. Por otro lado, a pesar de que todo el CO₂ emitido perteneciente a los lodos es neutro, es necesario aumentar la cantidad de carbón para compensar su bajo aporte energético, por lo que la tasa de emisión apenas mejora. Por tanto, es clave obtener lodos secos con un PCI mayor para no penalizar la combustión.

7. PRUEBAS

7.1. Principales objetivos

Con estas pruebas se busca demostrar la viabilidad técnica y las ventajas medioambientales de la aplicación de la co-combustión con biomasa en una central de carbón pulverizado.

Los objetivos perseguidos eran:

- Estudiar el proceso de combustión de biomasa y carbón en la caldera y compararlo con el de la utilización exclusiva de carbón.
- Estudiar el comportamiento de estos materiales en mezcla con el carbón con los diferentes sistemas de planta (transporte, almacenamiento, molienda, combustión, gases...), para despejar incógnitas de la viabilidad de co-combustión en la instalación existente.
- Evaluar las posibles variaciones en el rendimiento de la caldera debidas a la introducción de biomasa con distintos tamaños de partícula y contenido de humedad. También se busca establecer las características idóneas de la misma para lograr una buena combustión.
- Establecer las características que debe tener la biomasa para lograr una combustión satisfactoria en una central diseñada para trabajar con carbón.
- Abaratar el coste derivado de las emisiones de CO₂, con el objetivo de alcanzar una mayor producción y más responsable con el medioambiente. Las previsiones indican que el coste de los Derechos de Emisión de CO₂ mantendrá su tendencia al alza durante los próximos años, por lo que una mayor inclusión de combustibles neutros en emisión de este gas de efecto invernadero, permitiría ser más competitivos, aumentando así la producción.
- Potenciar el uso de recursos locales en la generación eléctrica, favoreciendo la economía y el empleo local y regional, así como desarrollar iniciativas de economía circular.

Además, una vez verificada la viabilidad técnica del proceso, se pretende alcanzar una tasa de emisión de CO₂ inferior a 550 gr CO₂/kW, similar a un ciclo combinado de gas. No obstante, la generación con biomasa está considerada social y medioambientalmente más sostenible debido al consumo de recursos locales en vez de gas natural importado. Además, debido a la gran capacidad de almacenamiento del PCCT, puede considerarse a la CT As Pontes como una planta de reserva capaz de responder ante la naturaleza impredecible de las energías renovables. Se estima que esta tasa de emisión es alcanzable con porcentajes de sustitución en torno al 40-45%.

La transformación de los residuos en energía se considera una herramienta necesaria para avanzar hacia una economía circular más sostenible, puesto que ayuda a evitar los vertidos y produce energía. La valorización energética es un mecanismo fundamental en la lucha contra el cambio climático y en la reducción de los gases de efecto invernadero, ya que ayuda a reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Por ambos aspectos, la valorización energética juega un papel muy importante en la economía circular.

Actualmente, solo el 3% de la producción total de lodos se emplean para valorización energética. Sin embargo, el Plan de Residuos Industriales de Galicia (PRIGA) recoge, entre otros objetivos cuantitativos, aumentar hasta un 15% este tipo de uso, lo que hace que este proyecto esté alineado con los objetivos de gestión de residuos y economía circular.

7.2. Protocolo de pruebas

Se realizaron un total de 3 pruebas en las que se varió la biomasa para la co-combustión. En las dos primeras se emplearon lodos de EDAR en un porcentaje del 5% en masa y en la tercera, pellets a un 20%. En todas ellas se intentó modificar lo menos posible el funcionamiento habitual de la planta y por ello se respetaron, en la medida de lo posible, la configuración de molinos, las secuencias de soplado y otras maniobras de operación. Durante las pruebas se mantuvo la carga constante a 295 MW brutos.

Para obtener resultados contrastables y detectar variaciones con respecto al funcionamiento habitual de la planta, se siguió el mismo modus operandi que si se tratara de sólo carbón.

Tabla 30. Protocolo de pruebas

Día	Fecha	Desde	Hasta	Carga (MWhb)	Combustible
1	29/07/2019	H1	H24	295	Prueba base con carbón Adaro E4200
2	30/07/2019	H1	H21		Prueba Lodos Bens – 5%
		H22	H24		Transición combustible
3	31/07/2019	H1	H6		Prueba Lodos EDAR 2 – 5%
		H7	H21		transición combustible
		H22	H24		Prueba pellets – 20%
4	01/08/2019	H1	H6		Transición combustible
		H7	H21		Otras pruebas
		H22	H24		
5	02/08/2019	H1	H6		Referencia final con Adaro E4200
		H7	H24		
6	03/08/2019	H1	H24		
7	04/08/2019	H1	H24		
8	05/08/2019	H1	H24		

El primer día se arranca con carbón Adaro E4200 para tener una referencia del estado del Grupo y poder comparar tras la realización de las mismas. Entre transiciones de combustibles, se realiza una limpieza de caldera de 8 horas, sirviendo también para retomar un punto de referencia inicial. Las pruebas terminan con Adaro E4200 para comparar con la referencia inicial y verificar si existen pérdidas de rendimiento en caldera u otras variaciones.

7.3. Toma de muestras y ensayos a realizar

Durante el desarrollo de las pruebas, se realizaron numerosas muestras de los combustibles utilizados, previo a su mezclado y después, con el objetivo de caracterizarlos adecuadamente. También se analizaron las cenizas, escorias y agua que pueda lixiviar del parque de carbones para evaluar posibles riesgos del almacenamiento de los mismos.

Se detallan a continuación los distintos parámetros medidos y/o controlados durante la realización de las pruebas. Parte de estos parámetros estaban destinados a comprobar, durante la propia prueba, la influencia de la co-combustión en el modo de operación de

la central, mientras que otros se emplearon a posteriori para calcular y cuantificar la influencia del cambio de combustible en la caldera, el rendimiento o las emisiones.

Análisis de combustibles:

- Parque Cubierto Central Térmica (PCCT): Tomar muestras por separado de carbón y de biocombustible (lodos y pellets). Realizar análisis Inmediato, elemental, AQC y elementos traza combustible.
- Cintas de alimentación: Tomar muestra del mix de combustión lodos/pellets y carbón correspondiente a la duración de la prueba (16h). También se podría tomar la muestra en los alimentadores, si no se pudiese utilizar el toma-muestras. Realizar análisis inmediato, elemental, AQC y elementos traza combustible.
- Salida de molinos: Toma de muestra isocinética en la salida de molinos para la determinación de granulometría y humedad.

Análisis de cenizas y escorias:

- Muestra de de cenizas del mix de combustión correspondiente a la duración de la prueba (16h) en la tolva del primer campo del precipitador. Determinación de AQC, NH₃, inquemados, azufre y análisis completo de trazas para asimilación a VRNP.
- Muestra de escorias durante la duración de la prueba. Determinación de AQC, inquemados, azufre y análisis completo de trazas para asimilación a VRNP.

Análisis de aguas:

- Muestra de agua del escoriador a la finalización de la prueba para determinar la concentración de NH₃.
- Muestra de la arqueta del parque de carbones antes del acopio de los lodos y comparar los resultados con una muestra tras el acopio de los mismos. Se mostrará especial atención en la cantidad de coliformes presentes. Análisis Completo, B y Se.
- Muestra de agua de la salida de la PTEL durante el acopio de los lodos. Análisis Completo, B y Se, dioxinas y furanos.
- Muestra a la salida de PTEL durante el acopio de biocombustible para determinación de dioxinas y furanos.

7.4. Caracterización de los combustibles

Se han caracterizado los combustibles de las pruebas de co-combustión realizadas en la UPT As Pontes durante las fechas 29/07/2019 y 01/08/2019:

- Carbón: 100 % carbón Adaro E4200 (29/07/2019).
- Prueba 1: Mezcla de 5% de lodo de Bens (A Coruña) con carbón Adaro E4200 (30/07/2019).
- Prueba 2: Mezcla de 5% de lodo de EDAR 2 con carbón Adaro E4200 (31/07/2019).
- Prueba 3: Mezcla de 20 % de pellets de biomasa con carbón Adaro E4200 (01/08/2019).

En la siguiente Tabla, se muestra la caracterización de los combustibles empleados para las pruebas.

Tabla 31. Análisis químico y elemental de los combustibles.

	5% Lodos Coruña + E4200		5% Lodos EDAR 2 + E4200		20% Pellets + E4200		Carbón de referencia: Adaro E4200	
Análisis inmediato								
	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s	s/b	s/s
Humedad total (%)	37,03		37,09		31,70		36,80	-
Volátiles (%)	30,79	48,90	30,76	48,90	38,57	56,47	33,97	53,75
Cenizas (%)	2,54	4,04	2,89	4,60	1,54	2,26	1,30	2,05
Carbono fijo (%)	29,63	47,06	29,25	46,50	28,19	41,27	27,93	44,20
Total (%)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Análisis elemental								
Carbono, C (%)	42,76	67,90	42,46	67,50	44,19	64,70	44,30	70,10
Hidrógeno, H (%)	3,04	4,82	3,03	4,82	3,59	5,25	3,22	5,10
Nitrógeno, N (%)	0,66	1,05	0,67	1,06	0,59	0,86	0,65	1,03
Azufre, S (%)	0,14	0,22	0,23	0,36	0,08	0,11	0,11	0,17
Oxígeno, O (%)	13,83	21,97	13,63	21,66	18,32	26,82	13,62	21,55
Poder calorífico								
PCS (kcal/kg)	4012	6372	4000	6358	4187	6130	4190	6630
PCI (kcal/kg)	3639	-	3627	-	3816	-	3809	-

Se observa que, a pesar de tener los lodos de la EDAR 2 el doble de PCI frente a la EDAR Bens, el PCI de la mezcla de esta última sea inferior. Lo mismo ocurre con la humedad, la mezcla con el lodo de Bens debería poseer más contenido que la EDAR 2, ocurriendo lo contrario. Esto puede ser debido a haber realizado una muestra no representativa de la mezcla o a haber sobrepasado el 5% en masa, reduciéndose así este parámetro.

Por otro lado, en la mezcla con pellets se observa su influencia, bajando el contenido de humedad y aumentando el porcentaje de volátiles.

7.5. Descarga y almacenamiento de nuevos combustibles

7.5.1. Pellets

El 11/07/2019 se realiza la descarga del primer camión de pellets en el Parque de Saa mediante el proceso habitual para el carbón, descargando un camión de pellets y cuatro de carbón, consiguiendo así la mezcla al 20% en masa.

El objetivo de recepcionar este primer camión es comprobar la evolución del traspaso de humedad del carbón al pellet.

Esta mezcla está compuesta por 27,96t pellet (21.83 % en masa) y 100,08t carbón Adaro E4200 (78.16% en masa).

En análisis previos en laboratorio, la humedad de la mezcla con carbón y pellets al 20% en masa, se igualaba en 48 horas aproximadamente.

La muestra de carbón del buque a la llegada a Ferrol tenía una humedad total del 38.7%, mientras que la de los pellets estaba en torno al 5%. Se presupone que los pellets absorberán paulatinamente la humedad del carbón hasta equilibrarse. Por lo tanto, los objetivos de esta prueba era verificar esta premisa y, por otro lado, conocer el tiempo necesario para alcanzar este equilibrio.



Figura 42. Acopio inicial de la mezcla para el estudio del traspaso de humedad.

Como se puede observar en la Figura 43, realizada el día siguiente de la descarga de los pellets (12/07/2019), gran parte de los mismos ya mostraban signos de haber absorbido parte de la humedad del carbón.



Figura 43. Estado de la mezcla tras 24 horas de almacenamiento.

En la siguiente Tabla, se recogen los resultados de las muestras de humedad tras varios días en el Parque.

Tabla 32. Transferencia de humedad del carbón a los pellets.

Fecha	Ensayo	Carbón		Pellets	
11/07/2019	Ht antes de la mezcla	37.7%		6.4%	
11/07/2019	Ht en mezcla (tras 2h)	34.3%	-3.4	8.8%	+2.4
12/07/2019	Ht en mezcla (tras 24h)	29.3%	-9.4	11.4%	+5.0
16/07/2019	Ht en mezcla (tras 120h)	26.6%	-11.1	11.8%	+5.4
17/07/2019	Ht en mezcla (tras 144h)	29.8%	-7.9	16.2%	+9.8

Las conclusiones de la prueba de apilado son las siguientes:

- Como era de esperar, en la mezcla el carbón pierde humedad y los pellets la absorben.
- Los pellets se van deshaciendo a medida que ganan humedad.
- Debido a la heterogeneidad de la muestra, los resultados obtenidos no son válidos para determinar el tiempo hasta el equilibrio de humedades entre ambas muestras.

La absorción de la humedad del carbón por parte de los pellets es esencial para asegurar una buena molienda previa entrada a caldera, ya que, si no fuese posible reducir su granulometría, es probable que no consiguieran arder debido a su gran tamaño.

Entre el jueves 18/07 y el viernes 19/07, se recibe la cantidad restante de pellets hasta completar las 600 t. La descarga se realiza vía directa en el Parque de Carbones de Saa, manteniendo una proporción de 4:1, es decir, cuatro camiones de carbón por cada camión de pellet.

Durante el acopio en el PCCT con la máquina combinada, se observa que gran parte de los pellets no están en contacto directo con el carbón. Por ello, para favorecer la transferencia de humedad, se decide homogeneizar la mezcla mediante su movimiento con maquinaria pesada.

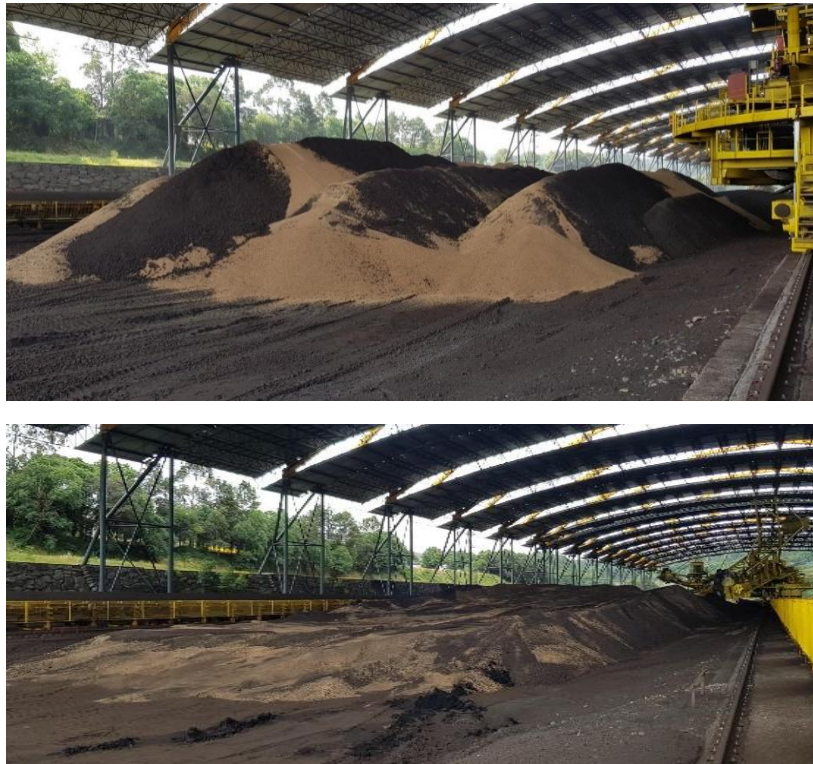


Figura 44. Acopio de la mezcla de carbón y pellets tras el homogeneizado.

7.5.2. Lodos

Los lodos de ambas procedencias empezaron a recepcionarse a partir del día 22/07/2018.

Los lodos de EDAR 2 se descargaron en la parva viva del Parque de Saa, mientras que los de Bens lo hicieron de forma directa a través del sistema de tolvas. Debido a su elevada humedad, en la descarga hubo que lavar las bañeras de los camiones para eliminar las pegaduras en el fondo.

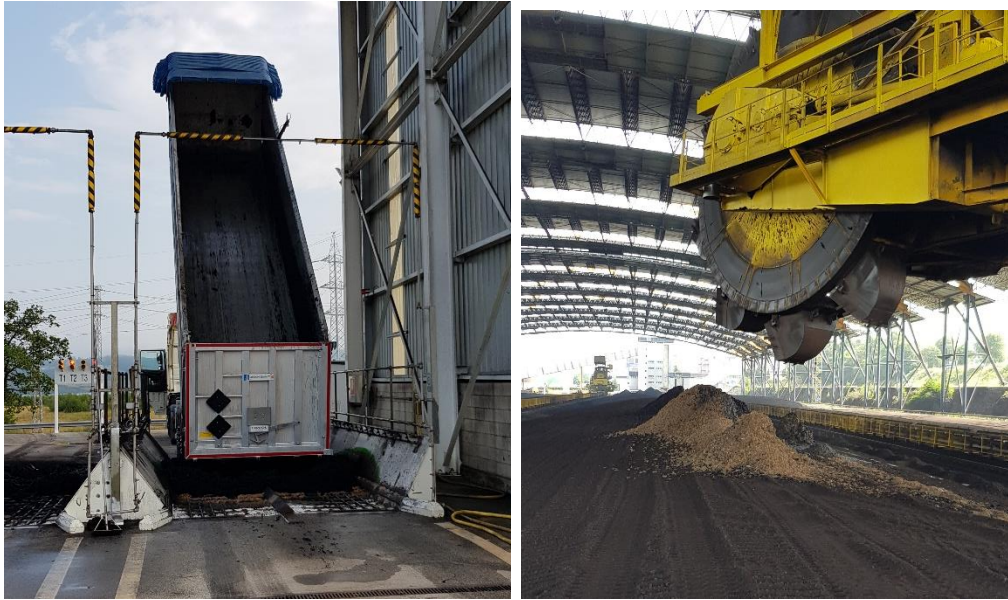


Figura 45. Descarga directa de los lodos de Bens en las tolvas del Parque de Saa y los lodos de EDAR 2 en el PCCT.

Una vez descargados en el Parque Cubierto, se cubrieron los lodos con carbón para evitar la emisión de olores. Además, se disponía en las inmediaciones de ceniza lista para cubrir los lodos, ante la posibilidad de que existiera desprendimiento de olores.

7.6. Desarrollo de las pruebas

7.6.1. Línea base con carbón Adaro E4200

El lunes 29/07 se arranca el Grupo 3 de la Central Térmica de As Pontes con el objetivo de realizar las primeras pruebas de co-combustión de su historia. Se consume el carbón de uso común de la Central, el ADARO E4200 para establecer la línea base para comparar los resultados con las diferentes co-combustiones que se plantean. La carga objetivo fue de 295 MWb, tanto para carbón como el resto de combustibles.

Como resultados de las pruebas de línea base para los principales parámetros de caldera, la siguiente tabla muestra los valores alcanzados:

Tabla 33. Parámetros de operación de la línea base con carbón.

PARAMETROS DE OPERACIÓN	UDS.	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO
MW	MW	296,00	296,00	299,84
NOX CORR CHIM	mg/NM3	156,62	156,62	225,95
CAUDAL UREA L1	l/h	130,77	130,77	188,33

CAUDAL UREA L2	l/h	145,20	145,20	166,75
CAUDAL UREA L3	l/h	115,97	115,97	167,93
CAUDAL UREA L4	l/h	0,00	0,00	0,00
SLIP NH3	ppm	4,20	4,20	6,23
CAUDAL DE GASES	Nm3/h	1133,50	1133,50	1213,79
TEMP. GAS. SALIDA ECO 3	t	338,37	338,37	341,35
OXIGENO ENTRADA PRECALENT.	%	2,70	2,70	2,91
TEMP. ENTRADA TURBINA	°C	538,29	538,29	545,14
TEMP. RH	°C	538,73	538,73	542,14
CO	mg/Nm3	56,60	56,60	136,14
EMISIONES DE SO ₂	mg/Nm3	304,86	320,97	346,69

7.6.2. Lodos EDAR Bens

La prueba del martes 30/07/2019 estuvo orientada a la co-combustión de una mezcla de carbón ADARO 3200 y un 5% en masa de lodos de la EDAR de Bens. Para ello, se suministraron un total de 136 t de lodo, iniciando las pruebas a las 06:00 con una duración aproximada de 14-16h.

Se apreció un aumento del consumo de combustible en un 2,4% pasando de valores medios de 204 a 209 t/h de consumo. Este aumento de consumo puede ser debido al calor que es robado por los lodos para evaporar el agua presente en los mismos, no empleado en la transferencia de calor, siendo necesario aumentar el flujo de combustible para dar la carga indicada.

A las 12:15 horas, dispara el molino B por problemas en el rascador. Este molino presentaba un consumo de carbón del 11 – 12% mayor que el resto de molinos. Se arrancan los mecheros de fueloil B y E con 3,4 t/h y con 65% y 75% de aire de mecheros respectivamente. El molino A arranca a las 13:00 y se deja estabilizar el Grupo hasta las 13:30.

Como resultados de la prueba para los principales parámetros de caldera, la siguiente tabla muestra los valores alcanzados:

Tabla 34. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de lodos de Bens.

PARAMETROS DE OPERACIÓN	UDS.	LÍNEA BASE CARBÓN			LODOS EDAR BENS			DESVIACIÓN LÍNEA BASE		
		MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO
MW	MW	296,00	296,00	299,84	292,08	294,24	296,57	-3,92	-1,77	-3,26
NOX CORR CHIM	mg/NM3	156,62	156,62	225,95	136,60	142,47	148,95	-20,02	-14,15	-77,00
CAUDAL UREAL1	l/h	130,77	130,77	188,33	158,74	172,35	198,25	27,97	41,58	9,92
CAUDAL UREAL2	l/h	145,20	145,20	166,75	172,66	176,52	179,59	27,46	31,32	12,84
CAUDAL UREAL3	l/h	115,97	115,97	167,93	164,38	171,66	190,90	48,42	55,70	22,97
CAUDAL UREAL4	l/h	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
SLIP NH3	ppm	4,20	4,20	6,23	4,07	4,69	6,17	-0,14	0,49	-0,06
CAUDAL DE GASES	Nm3/h	1133,50	1133,50	1213,79	1086,14	1110,00	1144,16	-47,36	-23,51	-69,64
TEMP. GAS. SALIDA ECO 3	t	338,37	338,37	341,35	337,05	337,34	337,60	-1,33	-1,03	-3,75
OXIGENO ENTRADA PRECALENT.	%	2,70	2,70	2,91	2,56	2,70	2,80	-0,14	0,01	-0,11
TEMP. ENTRADA TURBINA	°C	538,29	538,29	545,14	536,57	540,23	543,21	-1,73	1,94	-1,93
TEMP. RH	°C	538,73	538,73	542,14	539,72	540,26	540,79	0,99	1,53	-1,35
CO	mg/Nm3	56,60	56,60	136,14	37,97	43,97	55,65	-18,62	-12,63	-80,49
EMISIONES DE SO2	mg/Nm3	304,86	320,97	346,69	288,73	296,70	312,91	-16,13	-24,27	-33,78

Con respecto a los parámetros del ciclo agua-vapor, no se observan pérdidas de transferencia de calor con respecto a la línea base, manteniéndose constantes las presiones de vapor. En cuanto a las temperaturas de vapor sobrecalentado y recalentado, oscilan en mayor medida que en la línea base de carbón, pero dentro de rangos tolerables.

La temperatura de salida de molinos subió levemente, probablemente debido al mayor contenido de volátiles de los lodos, índice de que el combustible volatiliza más rápido acelerando la combustión.

Se observa una reducción de las emisiones de SO₂ del 8-9%, a pesar de tener los lodos 10 veces más azufre que el carbón.

También se redujo la emisión de NO_x un 10%, a pesar de ser mayor el contenido en N en los lodos que en el carbón. Este fenómeno posiblemente sea debido a la mayor relación de la ratio V/CF para los lodos, acelerando la combustión y favoreciendo la formación de N₂ en vez de NO_x.

La emisión de CO, síntoma de una mala combustión, también se reduce en torno a un 20%. En cuanto a las partículas, se observa una mínima tendencia de reducción, confirmándose la capacidad de atrapamiento de cenizas en el precipitador.

Fenómenos de escoriación, tales como slagging y fouling, necesitan de más tiempo de combustión para aparecer, por lo que no se tienen referencias.

Resumiendo, aumentó mínimamente el consumo de carbón, pero se redujeron las emisiones de SO₂, NO_x, CO y partículas, manteniéndose constantes el resto de parámetros. Es decir, prácticamente no se modifica el comportamiento de caldera ante una mezcla con un porcentaje de sustitución de carbón tan bajo.

7.6.3. Lodos EDAR 2

La prueba del miércoles 31/07/2019 estaba orientada a la co-combustión de una mezcla de carbón ADARO E4200 y un 5% en masa de lodos de la EDAR 2. Para ello, se suministraron un total de 165 t de lodo, iniciando las pruebas a las 06:00 con una duración aproximada de 14-16h.

Se apreció un aumento del consumo del combustible en un 4,19%, pasando de valores medios de 206 a 215 t/h de consumo. Este aumento de consumo, al igual que sucedía con la prueba de los lodos de Bens, puede ser debido al calor que es robado por los lodos para evaporar el agua presente en los mismos, no empleado en la transferencia de calor, siendo necesario aumentar el flujo de combustible para dar la carga indicada. Según los indicios, el caudal de consumo aumentó más en el caso de la EDAR 2 debido a que el porcentaje de la mezcla era superior al 5%, explicándose así porqué el poder calorífico era levemente inferior. Además, cabe destacar que se recibieron 29 toneladas más de lodo, reforzando la veracidad de esta hipótesis. El aumento en más de 1°C de la temperatura media del ambiente también puede estar detrás de este incremento de consumo.

Como resultados de la prueba para los principales parámetros de caldera, la siguiente tabla muestra los valores alcanzados:

Tabla 35. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de lodos de EDAR 2.

PARAMETROS DE OPERACIÓN	UDS.	LÍNEA BASE CARBÓN			Lodos EDAR 2			DESVIACIÓN LÍNEA BASE		
		MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO
MW	MW	296,00	296,00	299,84	291,71	294,19	297,88	-4,30	-1,81	-1,96
NOX CORR CHIM	mg/NM3	156,62	156,62	225,95	121,76	143,87	217,50	-34,87	-12,75	-8,46
CAUDAL UREAL1	l/h	130,77	130,77	188,33	0,00	126,79	188,34	-130,77	-3,98	0,01
CAUDAL UREAL2	l/h	145,20	145,20	166,75	0,00	144,11	178,70	-145,20	-1,09	11,96
CAUDAL UREAL3	l/h	115,97	115,97	167,93	0,00	100,56	163,60	-115,97	-15,41	-4,33
CAUDAL UREAL4	l/h	0,00	0,00	0,00	0,00	66,15	149,46	0,00	66,15	149,46
SLIP NH3	ppm	4,20	4,20	6,23	1,09	4,82	6,72	-3,11	0,62	0,49
CAUDAL DE GASES	Nm3/h	1133,50	1133,50	1213,79	1092,96	1126,79	1157,44	-40,54	-6,71	-56,36
TEMP. GAS. SALIDA ECO 3	t	338,37	338,37	341,35	339,24	339,71	339,98	0,87	1,34	-1,36
OXIGENO ENTRADA PRECALENT.	%	2,70	2,70	2,91	2,47	2,70	2,88	-0,23	0,00	-0,03
TEMP. ENTRADA TURBINA	°C	538,29	538,29	545,14	530,02	533,87	538,60	-8,27	-4,43	-6,54
TEMP. RH	°C	538,73	538,73	542,14	533,59	536,45	540,55	-5,15	-2,29	-1,59
CO	mg/Nm3	56,60	56,60	136,14	34,35	41,96	57,41	-22,25	-14,64	-78,73
EMISIONES DE SO2	mg/Nm3	304,86	320,97	346,69	273,11	286,19	332,77	-31,75	-34,78	-13,92

Con respecto a los parámetros del ciclo agua-vapor, no se observan pérdidas de transferencia de calor con respecto a la línea base, manteniéndose constantes las presiones de vapor. En cuanto a las temperaturas de vapor sobrecalentado y recalentado, oscilan en mayor medida que en la línea base de carbón, pero dentro de rangos tolerables.

La temperatura de salida de molinos subió levemente, probablemente debido al mayor contenido de volátiles de los lodos, índice de que el combustible volatiliza más rápido acelerando la combustión.

Se observa una reducción del 10% de las emisiones de SO₂ sobre la línea base de carbón, a pesar de tener los lodos prácticamente el mismo contenido en azufre que el carbón. Esta reducción mayor es debida debido a su tratamiento de higienización e inhibición con productos con altos contenidos en Ca⁺².

La reducción de emisiones de NO_x y CO, es similar a la observada en los lodos de Bens, en torno a un 10% y un 20%, respectivamente. Las partículas muestran también una leve disminución frente a la línea base de carbón.

Resumiendo, aumentó un 5% el consumo de carbón, pero se obtuvo una reducción muy importante de las emisiones de SO₂, y en menor medida de NO_x, CO y partículas, manteniéndose invariables el resto de parámetros.

7.6.4. Pellets de madera

La prueba del jueves 01/08/2019 estaba orientada a la co-combustión de una mezcla de carbón ADARO E4200 y un 20% en masa de pellets de madera. Para ello, se suministraron un total de 165 t de lodo, iniciando aproximadamente las pruebas a las 04:00 (se observa de manera sencilla en la Gráfica de emisiones por la reducción de emisión de SO₂) con una duración aproximada de 15h.

Como resultados de la prueba para los principales parámetros de caldera, la siguiente tabla muestra los valores alcanzados:

Tabla 36. Comparación de parámetros de operación de la línea de carbón base con la prueba de co-combustión de pellets.

PARAMETROS DE OPERACIÓN	UDS.	LÍNEA BASE CARBÓN			PELLETS			DESVIACIÓN LÍNEA BASE		
		MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO	MÍNIMO	MEDIA	MÁXIMO
MW	MW	296,00	296,00	299,84	290,958	294,11	297,5186	-5,05	-1,89	-2,32
NOX CORR CHIM	mg/NM3	156,62	156,62	225,95	131,724	144,92	208,5345	-24,90	-11,70	-17,42
CAUDAL UREAL1	l/h	130,77	130,77	188,33	0	73,644	107,1464	-130,77	-57,12	-81,18
CAUDAL UREAL2	l/h	145,20	145,20	166,75	0	81,369	108,4602	-145,20	-63,83	-58,29
CAUDAL UREAL3	l/h	115,97	115,97	167,93	0	83,914	102,8549	-115,97	-32,05	-65,07
CAUDAL UREAL4	l/h	0,00	0,00	0,00	0	86,67	109,8873	0,00	86,67	109,89
SLIP NH3	ppm	4,20	4,20	6,23	1,18326	2,5535	3,142318	-3,02	-1,65	-3,09
CAUDAL DE GASES	Nm3/h	1133,50	1133,50	1213,79	1078,72	1107,4	1139,333	-54,78	-26,09	-74,46
TEMP. GAS. SALIDA ECO 3	t	338,37	338,37	341,35	337,136	337,4	338,1344	-1,24	-0,97	-3,21
OXIGENO ENTRADA PRECALENT.	%	2,70	2,70	2,91	2,41552	2,7092	3,048134	-0,28	0,01	0,14
TEMP. ENTRADA TURBINA	°C	538,29	538,29	545,14	520,54	524,45	528,7076	-17,75	-13,84	-16,43
TEMP. RH	°C	538,73	538,73	542,14	522,43	525,83	528,3245	-16,30	-12,91	-13,81
CO	mg/Nm3	56,60	56,60	136,14	30,8107	48,063	90,40572	-25,79	-8,53	-45,73
EMISIONES DE SO2	mg/Nm3	304,86	320,97	346,69	217,206	236,86	254,572	-87,65	-84,11	-92,12

Durante el desarrollo de las pruebas se observaron los siguientes fenómenos:

La mezcla de combustibles no es homogénea y presenta una menor densidad. Realizar una mezcla totalmente homogénea durante la descarga y posterior almacenamiento es una tarea laboriosa y difícil de ejecutar, teniendo que realizarse con medios mecánicos y sin asegurarse la eficacia total de la operación.

- Oscilaciones del Grupo. La potencia no permanece estable, oscilando desde 4 hasta 10 MW. Esta variación presenta una frecuencia irregular con amplitudes variables, manifestándose más que en la co-combustión de lodos por el mayor porcentaje de sustitución.
- El porcentaje de oxígeno de salida de caldera oscila desde 2,4% a 3,2%, mientras que el control de aire de combustión se mantiene homogéneo respecto a los días anteriores.
- Las temperaturas de salida de los molinos presentan oscilaciones más grandes de lo normal. El mayor contenido en volátiles de los pellets es el responsable de estas variaciones, no obstante, al realizarse con gases de combustión el secado de combustible en los molinos, no existen problemas de autoignición previa entrada a caldera. El consumo de los motores de los molinos presenta mayores oscilaciones, no obstante, el rango del consumo se encuentra dentro de valores habituales.
- La presión diferencial de los precalentadores de aire es más constante que otros settings, pero también presenta pequeñas. No obstante, se descarta la presencia de deposiciones entre las chapas de los precalentadores porque dicho parámetro no aumentó al final de la prueba.

Se observaron también oscilaciones importantes en el caudal de combustible, pasando de 204 t/h a 220 t/h. Este “aumento” está ligado con la menor densidad de la mezcla de carbón y pellets frente a la de carbón común de consumo, afectando a la medida de caudal de carbón del sistema de control. Esta medida se genera utilizando un detector de giro (velocidad de salida de reductora) y una sonda que mide altura de capa y que está situada en el extremo final del alimentador. Por lo tanto, al ser la densidad menor y depender la medida de caudal de la altura de la capa en el alimentador, se falsea la medida de caudal de combustible.

Tabla 37. Densidad de la mezcla de pellets con carbón.

	Carbón E4200	Pellet en alimentador	20% pellets + 80% E4200
Densidad (kg/m ³)	850	300	740

Es importante destacar que los pellets se reciben con una densidad que ronda los 680 kg/m³. Sin embargo, durante el almacenamiento, al mezclarse con el carbón van absorbiendo humedad por lo que abren y se rompen, llegando a densidades de 300 kg/m³. Este fenómeno es vital que trascorra porque en el caso de meter pellets enteros en la caldera, debido a sus dimensiones, caerían por el fondo sin arder.

Por tanto, el aumento del 8% teórico de caudal de combustible se explica en gran medida debido a la bajada de densidad del 13%.

Se observa una reducción de las emisiones del 25-30% de las emisiones de SO₂ sobre la línea base de carbón. El contenido en azufre es un 85% menos en los pellets, por lo que, atendiendo exclusivamente al análisis elemental, cabría esperar una reducción aproximada del 15%. Al igual que sucedía con los lodos, esta reducción se manifiesta en porcentajes mayores. Se confirma entonces la teoría de que biomazas con alto contenido en cenizas de CaO (35% en pellets, frente a 23% en carbón), presentan una influencia positiva en la reducción de este contaminante.

Atendiendo a su análisis elemental, la reducción de las emisiones de NO_x debería de ser significativa (0,12 % de N en los pellets frente a un 1,06% para el carbón). Sin embargo, con el sistema USNCR en marcha, sólo se observó una reducción del 5-8%, frente a la línea base de carbón. Sin inyección de urea y con un porcentaje de exceso de oxígeno del 2,8%, se determinó una emisión de 210 mg/Nm³ frente a los 224 mg/Nm³ de la línea base de carbón, es decir, un 10% de reducción. También se consigue una reducción de partículas se reduce del 33%.

También se aprecia una leve reducción en el caudal de gases de combustión, motivada por la baja humedad y el elevado poder calorífico.

Resumiendo, con la co-combustión de pellets en un porcentaje ya elevado (20%) aparecen pequeños problemas de inestabilidades y oscilaciones en la carga y otros parámetros. No obstante, los efectos sobre la reducción de emisiones en CO₂ tributable, SO₂ y partículas es muy significativa.

7.6.5. Informe de operación de las pruebas

Se resumen a continuación una tabla-resumen de los principales parámetros analizados en las pruebas:

Tabla 38. Principales parámetros analizados en las pruebas.

		ADARO E4200	BENS	SANTIAGO	PELLETS
FECHA		29/07/2019	30/07/2019	31/07/2019	01/08/2019
DESCRIPCIÓN	UDS.	VAL. MED.	VAL. MED.	VAL. MED.	VAL. MED.
Nº de horas	h.		10	8,77	6,13
VALORES MEDIOS					
Potencia Bruta Media	MW	295,2	293,86	293,36	293,33
Temperatura ambiente	°C	16,59	16,13	17,45	18,47
Consumo espe. bruto ciclo	kcal/kWh	2029	2019	2022	2040
Caudal de condensado ent. desg.	t/h	760,9	738,1	739,4	754,1
Caudal conden. / Potencia	(t/h)/MW	2,578	2,512	2,52	2,571
SEGUIMIENTO PARAMETROS POA					
% Auxiliares eléctricos (POA 4,3 %)	%	3,9	3,9	3,9	3,9
Cons. esp. neto/pci (POA 2340)	kcal/kWhn	2361	2325	2327	2342
APORTACION DE AGUA AL CICLO					
Caudal de aporte al ciclo	t/h	34,84	15,36	15,67	15,78
PARAMETROS DE CICLO					
Rendimiento isen. TAP	%	72,98	72,83	72,74	72,68
Rendimiento isen. Curtis	%	53,181	53,188	51,486	48,979
Rendimiento isen. TMP	%	91,82	91,8	91,84	91,81
Rendimiento isen. TBP	%	88,64	88,655	88,95	88,797
Temp. sobrecalentado ent. turbina(538°C)	°C	538,79	541,04	534,33	524,99
Presión sobrecalentado ent. Turbina	kg/cm2(a)	162,9	162,91	162,94	162,9
Temperatura salida 1ª etapa	°C	456,54	457,75	452,68	446,81
Presión salida 1ª etapa	kg/cm2(a)	80,81	80,01	80,18	81,34
Temp. recalentado ent. turbina(538 °C)	°C	537,1	537,43	535,64	524,56
Presión recalentado ent. turbina	kg/cm2(a)	32,74	32,55	32,62	33,05
Increment. de CEC por temp. sobr.	kcal/kWh	-0,44	-1,72	2,14	7,76
Increment. de CEC por pres. sobre	kcal/kWh	0,09	0,08	0,04	0,11
Increment. de CEC por temp. rec	kcal/kWh	0,41	0,23	1,19	7,12
Incremento total del CEC.	kcal/kWh	0,06	-1,41	3,37	14,99

Temperatura conden. sal. cbp 3	°C	123,8	124,17	124,33	124,48
Temperatura AA salida CAP 6	°C	245	244,83	244,79	245,02
SPRAYS					
Sprays sobrecal. primario	t/h	2,27	2,57	1,8	0,35
Temperatura entrada sobre final	°C	460,97	462,22	459,6	453,66
Sprays sobrecal. final	t/h	1,01	0,12	0	0
Sprays recalentado	t/h	10,35	12,15	9,3	9,16
Total sprays	t/h	13,63	14,83	11,1	9,52
Increment. de CEC por sprays sobreca.	kcal/kWh	0,22	0,18	0,12	0,02
Increment. de CEC por sprays rec.	kcal/kWh	5,73	6,78	5,17	5
Increment. total de CEC por sprays	kcal/kWh	5,95	6,96	5,29	5,02
CONDENSADOR					
Presión media	mmHg	53,79	53,61	54,72	57,92
Salto medio de temp. agua circulación	°C	7,68	7,21	7,73	7,99
TTD	-	7,5338	8,7038	7,5973	7,1439
PARÁMETROS DE CALDERA					
Rendimiento de caldera s/PCS	%	82,49	82,47	82,45	82,67
PCS s/b del carbón mezcla	kcal/kg	3932	3932	3932	3932
% O2 en chimenea	%	4,99	5,04	4,98	5,06
% O2 entrada a precalentadores	%	2,9	3	2,83	2,89
Temperatura media del gas ent. prec.	°C	346,64	348,64	350,65	347,64
Temperatura media salida VTI	°C	152,08	152,68	154,33	151,17
Temperatura gas en chimenea	°C	148,35	148,62	150,35	147,21
Caudal de gases medido en chim.	da3N/h	1279	1273	1270	1254
Presión diferencial gas prec A	mmH2O	86,44	86,24	86,06	82,33
Presión diferencial gas prec B	mmH2O	89,37	89,76	89,99	85,79
Caudal total VRG	dam3N/h	10,4	17,6	9,9	11,7

Como vemos, los principales parámetros del ciclo permanecen invariables o sufren pequeñas variaciones.

En la Figura 47, se observa como varía el consumo específico neto durante el desarrollo de las pruebas. El lodo de Bens (30/07) perjudica unos puntos el CEN debido al incremento de consumo de carbón para compensar su bajo PCI. En la prueba de los lodos de EDAR 2, este aumento se magnifica aún más, al ser el incremento de caudal de carbón mayor. Es posible que la subida de la temperatura ambiente con respecto al día anterior favorezca esta diferencia (17,45°C frente a 16,13°C), debido a pérdida del

vacío del condensador, relacionado directamente con el rendimiento del ciclo, entre otros fenómenos. Para los pellets (01/08), se observa la corrección del CEN, motivado por el aumento del PCI de esta biomasa, llegando a posicionarse con valores muy cercanos a los del carbón.

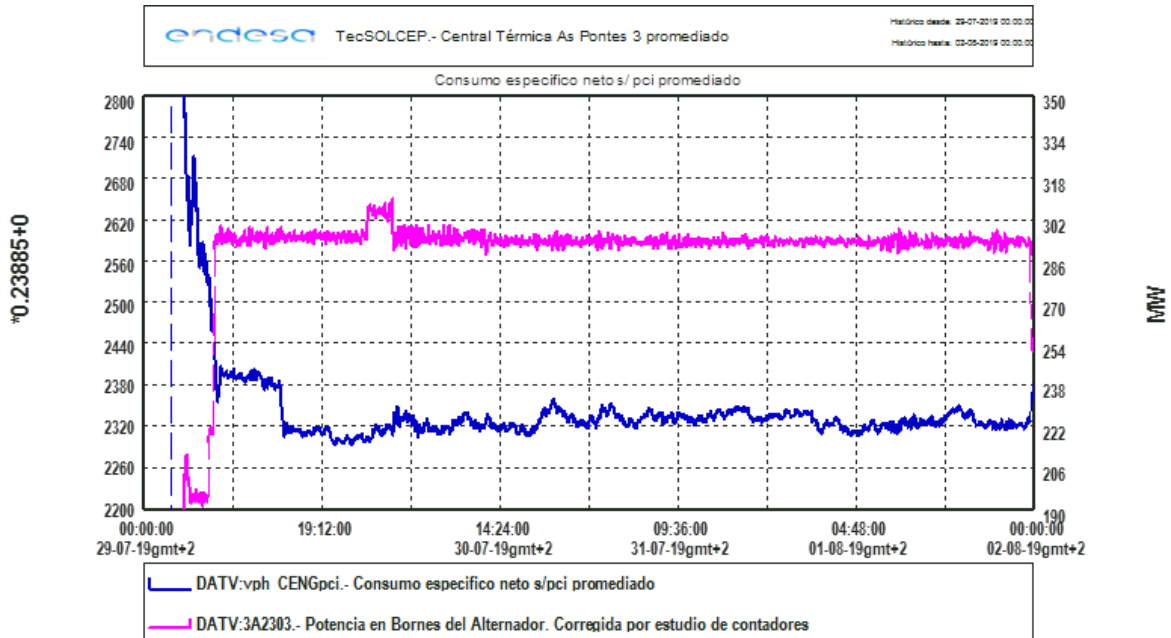


Figura 46. Variación del CEN s/PCI en el desarrollo de las pruebas.

Además, en la Figura 63, se puede observar como la presión diferencial en los dos precalentadores se mantiene constante durante el desarrollo de todas las pruebas. Este parámetro valida la hipótesis de que no existen arrastres de materia sin combustión hasta los precalentadores como ya había sucedido en otras experiencias de co-combustión con biomasa. La temperatura de salida de chimenea también se mantiene constante, lo que nos indica que no existe presencia de fenómenos de ensuciamiento ni escoriación en caldera, manteniéndose la tasa de transferencia de calor constante.

Cabe señalar que las mezclas, 5% en lodos y 20% en pellets, son teóricas. En la práctica es muy complejo con los medios disponibles conseguir mezclar de manera exata un porcentaje de sustitución. Es por ello que los resultados de las pruebas, a pesar de ser firmes en numerosos parámetros, deben analizarse con cautela, siendo necesario la realización de más experiencias para obtener resultados concluyentes.

7.7. Resultados de los análisis de las pruebas

7.7.1. Cenizas y escorias

Se han caracterizado las cenizas volantes y escorias de las pruebas de combustión realizadas en la UPT As Pontes durante las fechas 29/07/2019 hasta 01/08/2019.

En las siguientes tablas, se indican los análisis inmediatos y elementales, químico y de elementos traza de las cenizas y escorias de las tres pruebas y se compara con el carbón de referencia de la central.

Tabla 39. Análisis inmediato y elemental de cenizas y escorias de las pruebas.

	Lodos EDAR Bens		Lodos EDAR 2		Pellets		ADARO E4200	
	Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria
Inquemados (%)	6,29	66,57	6,81	88,75	7,07	91,02	6,09	47,49
Azufre, S (% s/s)	0,71	0,26	0,84	0,15	0,84	0,11	0,88	1,10

Los inquemados en cenizas y escorias aumentando levemente en el caso de los pellets, debido a la mayor granulometría que presentan a la salida de molino (ver Tablas 39 y 42).

Tabla 40. Análisis químico de cenizas de las pruebas.

	Lodos EDAR Bens		Lodos EDAR 2		Prueba pellets	
	Cenizas	Escorias	Cenizas	Escorias	Cenizas	Escorias
SiO ₂ (%)	30,52	34,93	25,25	24,17	27,16	37,00
Al ₂ O ₃ (%)	15,05	12,35	12,53	9,52	14,56	13,46
Fe ₂ O ₃ (%)	17,59	15,84	17,89	15,86	19,70	13,73
TiO ₂ (%)	0,76	0,62	0,65	0,43	0,73	0,56
CaO (%)	19,75	21,21	29,06	33,34	21,22	17,34
MgO (%)	10,16	9,34	9,08	8,90	10,55	9,80
Na ₂ O (%)	0,53	0,71	0,46	0,59	0,53	1,37
K ₂ O (%)	0,98	0,72	0,70	0,69	1,44	1,67
SO ₃ (%)	2,18	2,32	2,50	3,99	2,53	3,72
P ₂ O ₅ (%)	1,20	0,55	0,96	1,22	0,38	0,29
MnO ₂ (%)	0,25	0,22	0,22	0,21	0,36	0,31
SrO (%)	0,14	0,15	0,13	0,12	0,12	0,10
BaO (%)	0,20	0,26	0,19	0,16	0,20	0,13
Total (%)	99,31	99,22	99,63	99,20	99,48	99,48

Tabla 41. Análisis de elementos traza

	uds	Prueba Lodos Bens		Prueba Lodos EDAR 2		Prueba pellets		Carbón	
		Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria	Ceniza	Escoria
Be	mg/kg	3,01	1,32	3,07	0,65	3,89	0,63	3,22	2,04
B	mg/kg	421,28	117,74	361,82	83,52	473,08	76,99	542,16	215,17
Na	mg/kg	2435,12	1410,66	1644,08	495,05	1824,98	742,58	3415,66	2385,89
Mg	mg/kg	24878,00	13989,50	27618,91	4665,19	30793,87	3740,06	37553,6	15375,12

Al	mg/kg	17817,21	18465,91	46637,78	3858,82	52409,86	3394,04	57854,3	26223,34
K	mg/kg	4540,23	1368,50	2736,24	802,91	5504,33	1274,61	4029,22	2367,94
Ca	mg/kg	91532,8	44448,28	108972,8	25769,06	74790,43	11243,29	20715,1	10779,74
Ti	mg/kg	3377,75	1087,81	3009,77	269,92	3227,02	273,92	3595,93	1689,02
V	mg/kg	118,86	39,16	125,55	14,32	121,23	13,25	135,36	57,00
Cr	mg/kg	72,71	40,99	59,78	17,40	62,20	32,24	81,59	68,18
Mn	mg/kg	1712,68	552,27	1519,19	176,19	2357,65	200,68	2087,68	906,70
Fe	mg/kg	106701	35142	109393	11732,11	120332	7957,36	134898	56582
Co	mg/kg	71,69	29,07	67,54	7,31	91,93	6,53	116,37	50,75
Ni	mg/kg	117,99	49,82	110,72	12,31	130,80	10,15	169,20	74,86
Cu	mg/kg	139,30	24,87	125,67	18,49	86,10	6,75	79,46	27,89
Zn	mg/kg	622,55	30,89	383,74	20,94	425,05	9,46	318,55	84,63
As	mg/kg	20,65	3,73	16,34	1,40	23,36	1,16	18,80	7,05
Se	mg/kg	5,60	<0,26	4,23	<0,24	5,75	<0,24	5,59	1,88
Sr	mg/kg	793,30	403,67	633,90	120,17	545,22	78,96	1107,63	560,10
Mo	mg/kg	8,33	2,63	5,63	1,11	5,54	2,00	8,06	4,33
Cd	mg/kg	1,11	0,18	0,93	<0,03	1,47	<0,03	0,78	0,70
Sn	mg/kg	11,42	0,48	9,31	0,87	4,14	0,15	2,74	1,11
Sb	mg/kg	1,94	0,23	1,43	0,05	1,99	<0,03	2,16	0,63
Ba	mg/kg	1199,83	675,39	926,82	158,63	918,47	109,27	1551,43	845,70
Tl	mg/kg	0,82	0,34	0,56	0,06	0,80	0,07	1,01	1,69
Pb	mg/kg	57,08	5,35	40,31	2,31	49,96	1,50	34,98	15,48
Hg	µg/kg	1184,2	3,1	994,8	4,0	1494,7	2,2	927	1,01
F ⁻	mg/kg	194,4	60,5	271,1	28,0	525,7	36,7	468	
Cl ⁻	mg/kg	76,6	134,1	484,0	384,1	358,6	242,0	153	
Br	mg/kg	14,0	<10	10,6	15,5	76,7	16,4	59,9	

7.7.2. Granulometría de los combustibles después de molino

Durante la caída desde los alimentadores hasta la entrada en molinos, el combustible es calentado y secado con los gases de resucción provenientes de la caldera. Observando los resultados de la Tabla, se confirma la viabilidad técnica de los molinos para la molienda de estos combustibles alternativos, permitiendo una combustión adecuada. El caso más significativo es la comparación de la granulometría típica del pellet con la de la mezcla de pellets y carbón a salida de molino.

Tabla 42. Granulometría del combustible en la salida del molino D del Grupo 3.

Tamiz (mm)	GRANULOMETRÍA SALIDA MOLINO D3						Granulometría típica del pellet	
	E4200 + Lodo BENS		E4200 + lodo EDAR 2		E4200 + pellets		Ret. (%)	Pasa (%)
	Ret. (%)	Pasa (%)	Ret. (%)	Pasa (%)	Ret. (%)	Pasa (%)		
>2,5	---	---	---	---	---	---	14,54	85,46
2,500	---	---	---	---	---	---	38,27	47,19
1,000	1,35	98,65	1,24	98,76	7,92	92,08	25,34	21,85
0,400	13,28	85,37	11,21	87,55	14,57	77,51	4,52	17,33
0,200	28,80	56,57	29,07	58,48	27,87	49,64	8,06	9,27
0,100	38,81	17,76	37,70	20,78	32,62	17,02	6,90	2,37
0,090	2,02	15,74	1,80	18,98	1,75	15,27	1,45	0,92
0,075	5,75	9,99	8,34	10,64	5,47	9,80		
0,045	6,89	3,10	9,68	0,96	6,31	3,49	0,92	0,00
ciego	3,78		1,90		2,73			

7.8. Cumplimiento de la normativa de emisiones

7.8.1. Valoración de resultados respecto a los VLE del R.D. 815/2013

El Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, establece los siguientes límites de emisión:

Tabla 43. Comparativa VLE RD 815/2013 y valores obtenidos las pruebas.

CONTAMINANTE (mg/m ³ N, s/s, O ₂ 6%)	VLE	PRUEBAS CO-COMBUSTIÓN
Cd + Ti	0,05	0,00002
Hg	0,05	0,00210
Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V	0,5	0,05285
Dioxinas y furanos	0,1	0,00009

CONTAMINANTE (ng/m ³ N, s/s, O ₂ 6%)	VLE	PRUEBAS CO-COMBUSTIÓN
Dioxinas y furanos	0,1	0,00009

Los resultados obtenidos en los muestreos de metales pesados, dioxinas y furanos cumplen con los VLE establecidos en el R.D. 815/2013.

7.8.2. Valoración de resultados respecto a los (NEA-MTD) de la Decisión de Ejecución (UE) 2017/1442

Tabla 44. Comparativa NEA-MTD y valores obtenidos las pruebas.

CONTAMINANTE	NEA-MTD	PRUEBAS CO-COMBUSTIÓN
Cd + Ti ($\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	5-6	0,0187
Sb + As + Pb + Cr + Co + Cu + Mn + Ni + V ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	0,005-0,2	0,05285
Dioxinas y furanos ($\text{ng I-TEQ}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	<0,01-0,03	0,00009

Las concentraciones determinadas durante las pruebas también cumplen con los límites superiores para NEA-MTD de emisiones de metales traza y dioxinas y furanos de la Decisión de Ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión de 31 de julio de 2017, propuestos para la coincineración de residuos con hulla y/o lignito para instalaciones con potencia térmica nominal total ≥ 300 MWth.

Asimismo, en la Decisión también se establecen NEA-MTD correspondientes a las emisiones a la atmósfera de mercurio, HCl y HF procedentes de la combustión de hulla y/o lignito, los cuales se consideran importantes incluir y comparar con las concentraciones obtenidas durante las pruebas de co-combustión.

Tabla 45. Comparativa VLE RD 815/2013 y valores obtenidos las pruebas.

CONTAMINANTE	NEA-MTD	PRUEBAS CO-COMBUSTIÓN
Hg ($\mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	1-4	2,10
HCl ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	1-5	19,91
Dioxinas y furanos ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$, s/s, O ₂ 6%)	1-3	0,47

Las concentraciones caracterizadas durante las pruebas cumplen con los rangos superiores de los NEA-MTD, a excepción del HCl que lo supera. Dado la solubilidad del mismo en medio acuoso, una vez entre en funcionamiento el sistema de desulfuración húmeda de gases, tanto este compuesto, como una parte muy importante de los metales traza, se quedarán retenidos en el mismo y se reducirá considerablemente el valor de concentración en gases emitidos por chimenea.

Finalmente, y en base a los parámetros a los que hace referencia este informe, obtenidos durante las pruebas de co-combustión con residuos biodegradables, se puede concluir que se cumplen los VLE del RD 815/2013 y los intervalos superiores de NEA-MTD propuestos en la legislación BREF, que no son de aplicación hasta 2021, fecha en la que estará operativo el sistema de desulfuración vía húmeda. Además, no se apreciaron variaciones significativas en la mayoría de los contaminantes respecto a los valores registrados históricamente para esta instalación.

7.9. Análisis del desarrollo de las pruebas y conclusiones

Como resumen de los resultados obtenidos, se concluye que las pruebas han permitido comprobar la viabilidad técnica y medioambiental de la co-combustión de carbón con un 5% en masa de lodos procedentes de EDAR y, por otro lado, con un 20% en masa de

pellets en una planta con una caldera de combustible pulverizado. En ambos casos, los nuevos combustibles se alimentaron de forma integrada con el carbón de consumo a través de los propios molinos, con un tamaño de partícula inferior a 1 mm, con un resultado favorable.

Se ha comprobado la falta de incidencias negativas sobre la operación de la planta y sobre el consumo específico, confirmándose además el efecto positivo sobre las emisiones de SO₂ y partículas. También es notoria la reducción de emisiones de CO₂ equivalente para el caso de los pellets, y Céntimo Verde.

Las pruebas a futuro, deben enfocarse en testar un combustible biomásico menos elaborado que los pellets, con una granulometría de partícula y un contenido en humedad mayor, con el objetivo de reducir los costes asociados al pretratamiento y con ello, el precio de adquisición del combustible. También es conveniente probar lodos de depuradora secos (80-90% sequedad), con un PCI que evite el aumento de consumo de carbón.

8. ESTUDIO ECONÓMICO

8.1. Impuestos a la producción energética con carbón

Además de los Derechos de Emisión de CO₂ ya comentados anteriormente, aplican los siguientes impuestos a la generación eléctrica con carbón:

- Impuesto Especial sobre el Carbón

El Impuesto Especial sobre el Carbón, también denominado Céntimo Verde, se aplica al consumo de carbón en el ámbito territorial. La base imponible está constituida por el poder energético del carbón objeto de las de primera venta o entrega de carbón, importación o adquisición intracomunitaria de carbón, expresado en Giga Julios (GJ).

El impuesto exigido es de 0,65 €/GJ de Poder Calorífico Superior.

La generación con biomasa está exenta de este impuesto.

- Impuesto sobre la Contaminación Atmosférica

En el Real Decreto 29/2000, de 20 de enero, se aprobó el Reglamento del impuesto sobre la contaminación atmosférica, también conocido como “Ecotasa”, en donde se indica que éste “recae sobre las emisiones de dióxidos de azufre, dióxidos de nitrógeno o cualquier otro compuesto oxigenado de los mismos, producidas por los focos que se encuentren situados dentro del ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de Galicia. Constituye la base imponible la suma en toneladas de las cantidades emitidas de cada una de las sustancias contaminantes por un mismo foco emisor” y la cuantía a pagar anual de la ecotasa depende de la cantidad emitida durante este período (Tabla 46).

La generación con biomasa no está exenta de este impuesto, no obstante, la tasa de emisión de estos contaminantes suele ser menor, por lo que espera una reducción en el pago de esta cuantía.

Tabla 46. Determinación de la cuantía del Impuesto sobre Contaminación Atmosférica

Impuesto sobre la contaminación atmosférica	
Tramos de base (t)	€/t
De 0 a 100,00	0
de 100,01 a 1000,00	36
De 1000,01 a 3000,00	50
De 3000,01 a 7000,00	70
De 7000,01 a 15000,00	95
De 15000,01 a 40000,00	120
De 40000,01 a 80000,00	150
De 80000,01 en adelante	200

8.2. Combustibles empleados en las pruebas

En este apartado se estudia el coste de generación con los combustibles alternativos empleados en las pruebas descritas anteriormente.

Para ello, se asume lo siguiente:

- Coste de los Derechos de CO₂: 26€/t.
- Coste de los pellets: 155€/t puesto en el Parque de Saa.
- Coste de los lodos: 0€/t puesto en el Parque de Saa.
- Emisión específica carbón (media 2018 según AAI): 951,17 g CO₂/kWhb.
- Se desprecian costes de Ecotasa.
- Se asume constante el Consumo Específico Neto para las diferentes mezclas. CEN (media 2018 según AAI): 2361,5 kcal PCI/kWhn.
- Para no comprometer a ENDESA con los costes aquí indicados del combustible, se asume un coste representativo de 52€/t.
- El coste unitario es sin aplicar el Impuesto de Generación ni otros.

PELLETS

Tabla 47. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y pellets.

COSTES	CARBÓN	PELLETS	Carbón (% m/m)	80
			Pellets (% m/m)	20
			MEZCLA	
Combustible (€/t combustible)	52,00	155,00	72,60	
Derecho emisión CO₂ (€/t combustible)	54,52	0,00	43,62	
Imp. Esp. Carbón (€/t combustible)	15,15	0,00	12,12	
Coste total (€/t combustible)	121,67	155,00	128,34	
Coste unitario (€/MWhn)	55,07	86,85	60,41	

Se observa que, a pesar de que los pellets están exentos de los Derechos de Emisión de CO₂ y del Impuesto Especial sobre el Carbón, el elevado coste de adquisición del combustible (155€/t) no consigue abaratar el coste de generación unitario, encareciéndolo unos 5€/MWhn.

Por tanto, el objetivo actual de la Central Térmica es localizar un combustible renovable, con capacidad de suministro estable y sin limitaciones técnicas en la caldera ni otros equipos de la instalación, y que abarate, a su vez, el coste de generación.

LODO BENS

Tabla 48. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y lodo húmedo de la EDAR Bens.

COSTES	CARBÓN	LODO BENS	Carbón (% m/m)	95
			Lodo (% m/m)	5
			MEZCLA	
Combustible (€/t combustible)	52,00	0,00	49,40	
Derecho emisión CO₂ (€/t combustible)	54,52	0,00	51,80	
Imp. Esp. Carbón (€/t combustible)	15,15	0,00	14,39	
Coste total (€/t combustible)	121,67	0,00	115,59	
Coste unitario (€/MWhn)	55,07	0,00	54,91	

Como vemos, al igual que en el caso de los pellets, los lodos están exentos de los Derechos de Emisión de CO₂ y del Impuesto Especial sobre el Carbón.

A priori, el hecho de conseguir lodos a 0€/t puede dar lugar a pensar que se obtendrá un ahorro directo igual al porcentaje de sustitución de este residuo. No obstante, como

se indicó en los estudios preliminares y posteriormente se confirmó durante el desarrollo de las pruebas, el caudal de carbón aumenta para compensar el bajo poder calorífico de los lodos.

El ahorro teórico obtenido es del 0,3%. No obstante, estos cálculos consideran que la humedad de los lodos se mantiene constante desde la salida de la EDAR, pero por otro lado, se desprecian los costes de O&M derivados de la sustitución de carbón por este combustible, ya que una prueba de 16 horas de duración no es suficiente para determinar de manera concisa el efecto que produce sobre los diferentes equipos de la instalación.

LODO EDAR 2

Tabla 49. Estudio económico de generación con mezcla de carbón y lodo húmedo de la EDAR 2.

COSTES	CARBÓN	LODO EDAR 2	Carbón (% m/m)	95
			Lodo (% m/m)	5
			MEZCLA	
Combustible (€/t combustible)	52,00	0,00	49,40	
Derecho emisión CO₂ (€/t combustible)	54,52	0,00	51,80	
Imp. Esp. Carbón (€/t combustible)	15,15	0,00	14,39	
Coste total (€/t combustible)	121,67	0,00	115,59	
Coste unitario (€/MWhn)	55,07	0,00	54,74	

Al igual que ocurría en Bens, el ahorro para los lodos de la EDAR 2 es muy inferior al 5% de porcentaje de sustitución, situándose en torno al 0,6%, el doble que para el caso de Bens, debido al menor contenido en humedad de los lodos.

El interés de los lodos, a diferencia de la biomasa forestal, no es puramente económico. Se busca también realizar un servicio comunitario de valorización energética con todas las ventajas que eso supone frente a otras opciones más desfavorables como su depósito en vertedero.

Observando la columna de los costes de la generación con carbón, se constata que más de la mitad de los mismos están asociados al pago de impuestos por emisiones. En la Figura 48, se representa el porcentaje sobre el total de los costes de combustible, el correspondiente a los Derechos de Emisión de CO₂ y el Céntimo Verde.

Coste de generación con carbón

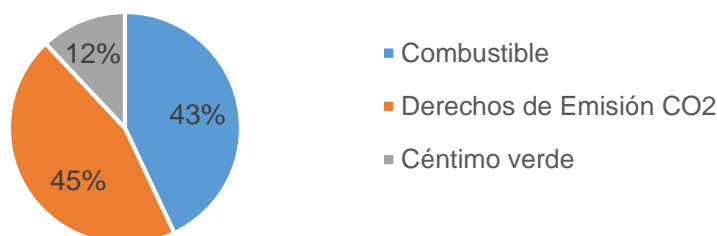


Figura 47. Reparto de costes de la generación con carbón.

8.3. Ahorro en Derechos de Emisión de CO₂ con los combustibles alternativos

Partiendo de los resultados indicados en la Tabla 29, se calcula el ahorro en €/MWhn derivado de la producción con los combustibles alternativos empleados durante las pruebas, considerados neutros en emisiones de CO₂.

Tabla 50. Ahorro de Derechos de Emisión de CO₂ en las pruebas.

	Tasa Emisión equivalente (g CO ₂ e/kWhb)	Ahorro Tasa Emisión equiv. vs Adaro E4200 (g CO ₂ e/kWhb)	Ahorro coste unitario vs carbón (€/MWhb)
100% Adaro E4200	979,06	-	
80% Adaro E4200 + 20% pellets	764,57	214,49	5,58
95% Adaro E4200 + 5% Lodos Bens	974,91	4,15	0,11
95% Adaro E4200 + 5% Lodos EDAR 2	970,45	8,61	0,22

En el caso de los lodos, en estos cálculos se ha considerado que la humedad es invariable frente a la salida de la EDAR, cosa que como se ha explicado anteriormente, no sucede. En el PCCT, los lodos se secan cediendo parte de esa humedad al aire, por lo que el ahorro sería mayor, al aumentar el PCI de los mismos. En próximas pruebas se pretende determinar la reducción de humedad de los lodos en el Parque y estimar la reducción exacta que se consigue.

Para los pellets se consigue un ahorro del coste unitario considerable. No obstante, como se describió en el apartado anterior, el sobrecoste debido al elevado precio de adquisición de la biomasa supera este ahorro, haciendo la generación con pellets, con el actual precio de CO₂, no viable económicamente.

Se muestra a continuación, la rentabilidad de los pellets de la biomasa adquirida a 155€/t frente a distintos precios de los Derechos de Emisión de CO₂.

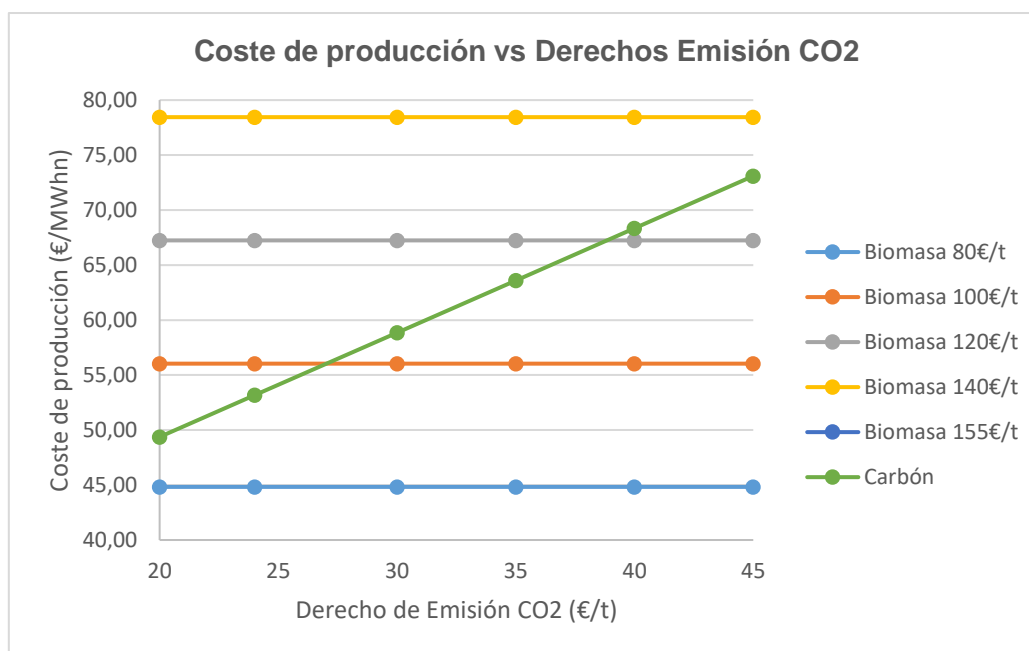


Figura 48. Evolución de los costes de producción en función de los Derechos de CO₂.

Como se observa en la Figura anterior, con el precio de los Derechos de Emisión de 26€/t, es necesario que los pellets ronden los 100€ para igualar el precio de generación del carbón, valores muy lejanos a los 155€/t. Como se explicó en el apartado 1.5. *Precio de la electricidad y Derechos de Emisión de CO₂*, se esperan precios de los Derechos de Emisión que rondan los 40€/t CO₂ por lo que es posible que, si se producen pellets industriales con características y costes inferiores a los ya probados, y se alcanzan estos precios para los Derechos de Emisión, los pellets sean competitivos frente al carbón. Otra cosa es que con estos precios la generación térmica convencional sea capaz de entrar en mercado, ya sea con carbón o pellets.

8.4. Comparación del coste de la biomasa frente a su poder calorífico

Como se vio en el apartado 8.2, el precio de adquisición de los pellets no compensa el ahorro derivado de no estar sometido a los Derechos de Emisión de CO₂ ni al Impuesto Especial sobre el Carbón. Es necesario considerar otras biomásas con pretratamientos más reducidos con el objetivo de abaratar su coste.

En la siguiente Tabla, se indica el poder calorífico inferior mínimo en relación al coste de adquisición (puesto en el Parque de Saa) que debe de tener cualquier tipo de biomasa para producir a los costes unitarios de 45, 50 y 60 €/MWhn, asumiendo que el Consumo Específico Neto se mantiene constante.

La ecuación empleada para calcular la Tabla siguiente es:

$$\text{Coste unitario} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWhn}} \right) = \frac{\text{Coste biomasa} \left(\frac{\text{€}}{\text{t}} \right) \times \text{CEN} \left(\frac{\text{kcal PCI}}{\text{kWhn}} \right)}{\text{PCI} \left(\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right)} \quad (38)$$

Tabla 51. PCI mínimo de la biomasa vs coste adquisición.

Precio (€/t)	PCI mínimo (kcal/kg)		
	60€/MWhn	50€/MWhn	45€/MWhn
25	1074	1282	1425
30	1289	1538	1710
35	1504	1794	1996
40	1719	2051	2281
45	1934	2307	2566
50	2149	2563	2851
55	2364	2820	3136
60	2579	3076	3421
65	2793	3332	3706
70	3008	3589	3991
75	3223	3845	4276
80	3438	4101	4561
85	3653	4358	4846
90	3868	4614	5131
95	4083	4870	5417
100	4298	5127	5702
105	4512	5383	5987
110	4727	5639	6272
115	4942	5896	6557
120	5157	6152	6842
125	5372	6408	7127
130	5587	6665	7412
135	5802	6921	7697
140	6017	7177	7982
145	6231	7434	8267
150	6446	7690	8552
155	6661	7946	8837
160	6876	8203	9123

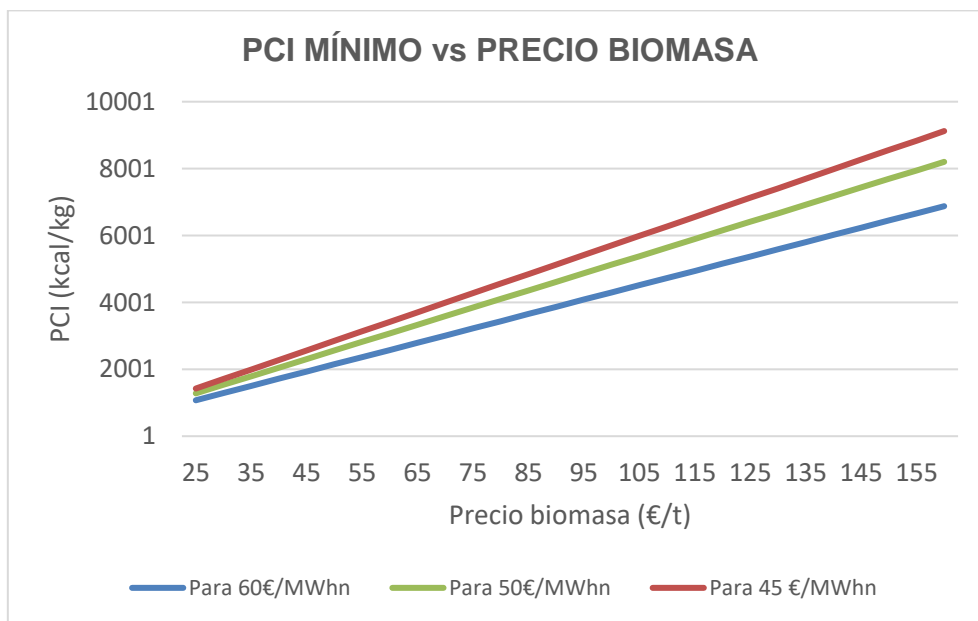


Figura 49. PCI mínimo de la biomasa vs coste adquisición.

Como vemos, los pellets de Biomasa Forestal, con un PCI de 4.229 kcal/kg, para rebajar el coste de la generación con carbón (60€/MWhn) no podrían costar más de 98,40€/t (resultado obtenido interpolando en la Tabla X). Sin embargo, el coste de adquisición ha sido de 155€/t, por lo que no es rentable la generación con este combustible.

Esta premisa ya se conocía previa la realización de las pruebas, no obstante, el interés de efectuarlas era para definir un punto de partida para posteriores estudios de otras biomásas más rentables económicamente.

8.5. Ecotasa en combustibles alternativos

En la Tabla 52, se muestra una simulación de los costes y cantidades emitidas de SO₂ y NOx de la biomasa frente a los datos reales de la emisión derivada de la generación con carbón del 2018. El impuesto es por tramos, pagando más cuanto mayor es la emisión.

La emisión específica para las biomásas está calculada según los resultados de las pruebas y no sobre cálculos de combustión, debido a que en las pruebas se observaron reducciones mayores de las que cabría esperar si se tuviese en cuenta exclusivamente su análisis elemental.

Como se puede ver en la Tabla 51, el ahorro en €/MWhb que se consigue de los costes derivados de la Ecotasa son prácticamente despreciables. No obstante, cabe destacar que, aunque no se produzca un ahorro económico destacable, si se consigue disminuir la emisión de estos gases en casi 3.000 t/año para el caso de los pellets, por lo que medioambientalmente queda más que justificado.

Tabla 52. Ecotasa de los combustibles alternativos utilizados en las pruebas

	CARBÓN		5 % LODOS BENS		5% LODOS EDAR 2		20% PELLETS	
	Emisión específica (t/GWhb)	t	Emisión específica (t/GWhb)	t	Emisión específica (t/GWhb)	t	Emisión específica (t/GWhb)	t
SO₂	1,11	9247	1,03	8548	0,99	8245	0,82	6824
NO_x	0,76	6331	0,69	5760	0,70	5816	0,70	5859
Total		15579		14308		14061		12683

Tramos de base (t)	€/t	CARBÓN		5 % LODOS BENS		5% LODOS EDAR 2		20% PELLETS	
		t emitidas	Cota	t emitidas	Cota	t emitidas	Cota	t emitidas	Cota
De 0 a 100,00	0	100	0,00	100	0,00	100	0,00	100	0,00
de 100,01 a 1000,00	36	900,00	32.400,00	900,00	32.400,00	900,00	32.400,00	900,00	32.400,00
De 1000,01 a 3000,00	50	2.000,00	100.000,00	2.000,00	100.000,00	2.000,00	100.000,00	2.000,00	100.000,00
De 3000,01 a 7000,00	70	4.000,00	280.000,00	4.000,00	280.000,00	4.000,00	280.000,00	4.000,00	280.000,00
De 7000,01 a 15000,00	95	8.000,00	760.000,00	7.307,94	694.254,02	7.060,98	670.792,73	5.683,01	539.886,29
De 15000,01 a 40000,00	120	578,76	69.451,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
De 40000,01 a 80000,00	150	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
De 80000,01 en adelante	200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Total €	1.241.852		1.106.654		1.083.193		952.286
		Ahorro €			135.198		158.659		289.565
		Ahorro €/MWhb			0,02		0,02		0,03

8.6. Producción con un Grupo a Mínimo Técnico íntegramente con biomasa

Uno de los objetivos más ambiciosos a largo plazo de la Central Térmica de As Pontes es conseguir el funcionamiento de un Grupo a Mínimo Técnico (190 MWb) alimentado íntegramente con biomasa, produciendo energía 100% renovable con una tasa emisión de CO₂ nula.

Para efectuar esta hipótesis habría que conseguir una capacidad de suministro permanente y abarcando varias tipologías de biomasa. En este apartado se estudia sólo el análisis económico y ahorro de CO₂, sin entrar en limitaciones técnicas, logísticas u otras.

Para los cálculos, se desprecia la variación del CEN debido a trabajar con cargas bajas y otras variables.

Tabla 53. Datos para producción a Mínimo Técnico.

Datos		
Precio Dcho Emisión CO₂	26	€/t
Potencia bruta Mínimo Técnico	190	MWb
Emisión específica 2018	951,17	g CO ₂ /kWb
Régimen funcionamiento	7000	h/año

Tabla 54. Ahorro de emisión de CO₂ con un Grupo a Mínimo Técnico

Ahorro emisión CO ₂		
Producción anual	1330000	MWb/año
Emisión CO₂ anual	1265056	t CO ₂ /año
Ahorro Derechos Emisión CO₂	32,9	M€/año

Como se ve en la Tabla 54, con un régimen de funcionamiento de 7000 h/año (valor medio representativo del año 2018), se evitaría la emisión de 1,27 millones de toneladas de CO₂, suponiendo un ahorro directo en Derechos de Emisión de casi 33 millones de €. Se repite, es un objetivo ambicioso pero dadas las pruebas con un 20% de sustitución de carbón por pellets con resultados satisfactorios, es probable que, si se determina un mix de combustibles equilibrando en PC, humedad, volátiles respetando la química de la caldera, se pueda alcanzar esta propuesta.

9. CONCLUSIONES Y LINEAS FUTURAS

Parece generalizada la idea de que la sustitución de un porcentaje de carbón por biomasa en centrales térmicas ya existentes, es una de las mejores opciones que existen actualmente para el aprovechamiento eléctrico de la biomasa, debido a la menor inversión que requiere y a un aprovechamiento con mayor rendimiento. A diferencia de otros países, en España, el uso de esta fuente de energía renovable no está alcanzando el desarrollo previsto, por ello se espera que iniciativas como esta sirvan como punta de lanza para facilitar la explotación comercial de la biomasa para este cometido.

El objetivo general de este trabajo era determinar qué influencia tenía sobre el comportamiento de las instalaciones de una central térmica diseñada para el uso exclusivo de carbón pulverizado, sustituir un porcentaje de este combustible por diferentes biomásas.

Con respecto a los equipos de la instalación, tales como precipitadores, molinos, mecheros, etc. no se observó ninguna incidencia sobre los mismos. No obstante, el sistema de alimentación de biomasa se considera el cuello de botella a la hora de aumentar el porcentaje de sustitución, dependiendo de la biomasa a tratar, motivado sobre todo por la menor densidad aparente de la biomasa frente al carbón.

Como ha quedado reflejado en apartados anteriores, se ha demostrado la obtención de reducciones considerables en la emisión de contaminantes como SO₂, NO_x y partículas en todos los casos, además de la reducción de la emisión de CO₂ proveniente de la biomasa.

Económicamente, la prueba con pellets no ha supuesto ningún ahorro en el coste de generación viéndose, de hecho, incrementado. Por otro lado, el bajo poder calorífico de los lodos ha derivado en un aumento de consumo de carbón por lo que los ahorros esperados debido a su coste nulo y de la exención de los Derechos de Emisión y del Impuesto Especial sobre el Carbón, son prácticamente despreciables.

Las pruebas realizadas en planta con pellets y lodos húmedos sirven para establecer el punto de partida en la co-combustión de otras biomásas en la Central Térmica de As Pontes. Se han realizado pruebas con sustitución en porcentajes relevantes, llegando a alcanzar valores de hasta el 20% para los pellets sin observarse incidencias destacables, lo que confirma la viabilidad técnica de la central para este cometido.

Las investigaciones futuras deben centrarse en conseguir un combustible económico, renovable, sostenible y a poder ser, local; respetando en todo momento las limitaciones técnicas de la caldera y demás sistemas. El objetivo es conseguir un mix de carbón, biomasa forestal y lodos que satisfaga las necesidades anteriormente descritas.

Se debe tener en cuenta que en los montes gallegos existen numerosas biomásas forestales sin una salida comercial, como matorrales y frondosas, por lo que una recolección ordenada y sostenible, favorecería el cuidado de los montes, a la par que se evitaría la propagación de incendios y el fomento de la economía local.

Los terrenos de la escombrera de la Central Térmica de As Pontes con casi 2000 hectáreas, antigua mina de la central, han sufrido un proceso de rehabilitación en el que coexisten numerosas especies animales y vegetales. Debido a su proximidad a las instalaciones y la gran disponibilidad de biomasa, se considera la ubicación idónea para realizar tareas de recolección y pretratamiento de matorrales y frondosas, con el objetivo

de realizar pruebas para determinar la viabilidad económica y técnica del procesamiento de este tipo de biomásas.

Con respecto a los lodos, se resalta la importancia de potenciar la valorización energética en instalaciones con tecnologías de FGD+WWTP como una salida eficaz y medioambientalmente sostenible para la gestión de estos residuos, ante la imposibilidad de destinar el total de la producción para uso agrícola. No obstante, con el objetivo de reducir costes asociados al transporte y favorecer la combustión en caldera, se estudiarán las posibilidades para recibir este producto seco en la central. En caso de no ser posible, se realizarán las operaciones oportunas para reducir al mínimo el contenido de humedad previa inyección a la caldera.

El futuro de las centrales térmicas de carbón junto con los ciclos combinados de gas es funcionar como respaldo de las energías renovables cuando éstas no sean capaces de satisfacer a la demanda. Por lo tanto, es imprescindible que cuando generen, lo hagan de una forma sostenible y competitiva, con el objetivo de no repercutir un sobrecoste al consumidor. El PCCT, debido a la gran capacidad de almacenamiento que posee, puede albergar grandes cantidades de biomasa y responder a la demanda en cuanto sea necesario, considerándose, así como una reserva de energía renovable complementaria a las fuentes de generación limpias.

En definitiva, se confirma la validez de la Central Térmica de As Pontes para la producción de energía eléctrica con un porcentaje de sustitución con biomasa.

10. BIBLIOGRAFÍA

- APPA (2005) “*Los sistemas de apoyo a la electricidad renovable en la Unión Europea*” Asociación de Productores de Energías Renovables. <<http://www.appa.es/>> [Consulta: febrero 2019].
- ATWOOD, T. (2004) “*European Biomass Technology Overview*” First Annual Forum of The California Biomass Collaborative, Sacramento, 8 June. <<http://biomass.ucdavis.edu/f2004.html>> [Consulta: abril 2019].
- AULA HUNOSA DE LA GEOTERMIA Y LA BIOMASA. *Qué es la biomasa*. <<http://www.aulahunosa.es/biomasa-actualizada/>> [Consulta: junio 2019].
- BAXTER, L. (2004) “*Biomass cofiring overview*” In 2nd World Conference and Technology Exhibition on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Workshop 4: Co-firing. Rome, Italy. 14 Mayo, 2004. <<http://www.ieabcc.nl/>> [Consulta: febrero 2019].
- BELTRÁN, A. (2011) “*Balance energético 2010 y perspectivas 2011 – Energías Renovables y Eficiencia Energética*” Club Español de la Energía – Madrid, 28 de marzo.
- BIOENERGY EUROPE. *Focus on the pellet market*. <<https://bioenergyeurope.org/16250-2/>> [Consulta: agosto 2019].
- BIOENERGY EUROPE. *Infographics and visuals*. <<http://bioenergyeurope.org/library/infographics/>> [Consulta: agosto 2019].
- CAMPS, M. Y MARCOS, F. (2002). *Los biocombustibles*. Madrid: Mundi-Prensa.
- CANALÍS MARTÍNEZ, P. (2012). *Co-combustión de biomasa forestal en una central térmica de carbón pulverizado de bajo rango: influencia del tamaño de partícula en el comportamiento de la caldera*. Tesis. Zaragoza: Universidad de Zaragoza.
- CANALÍS, P., J. ROYO, D. GARCÍA, F. SEBASTIÁN (2005a) “*La co-combustión: una alternativa para incrementar la contribución de la biomasa en el mercado eléctrico español*”. *Energía*, N° 185. Mayo-junio.
- CARTA, J.A., CALERO, R., COLMENAR, A. Y CASTRO, M.A. (2009). *Centrales de energías renovables*. Madrid: PEARSON.
- CONSEJO EUROPEO. *Acuerdos internacionales sobre acción por el clima*. <<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>> [Consulta: mayo 2019].
- C. T. As Pontes – ENDESA (2019) “*Análisis de biomásas en el Laboratorio Central*”. Documentación Interna.

- C. T. As Pontes – ENDESA (2004) “*Descripción de la Central Térmica As Pontes*”. Documentación Interna.
- C. T. As Pontes – ENDESA (2002) “*Manual de formación*”. Documentación Interna.
- HUGHES, E. (2000) “*Biomass cofiring: economics, policy and opportunities*” Biomass and Bioenergy 19, pp. 457-465.
- IDEA (2005) “*Plan de Energías Renovables en España – PER 2005-2010*” Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Agosto.
- IDEA (2011) “*Plan de Energías Renovables – PER 2011-2020*” Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IEA Bioenergy (2012) “*Task 32: Database of Biomass Cofiring Initiative*”. <<http://www.ieabcc.nl/database/cofiring.php>> [Consulta: junio 2019].
- JARABO, F. (1999). *La energía de la biomasa*. Madrid: Publicaciones Técnicas.
- LOPEZ, E, LLERA, E. (2010) “*Caracterización de los biocombustibles sólidos*” Capítulo del libro "Energía de la Biomasa. Colección de Textos Docentes; 173. Energías Renovables. Pressas Universitarias de Zaragoza
- MADRID, A. (2012). *La biomasa y sus aplicaciones energéticas*. Madrid: AMV Ediciones.
- MARCOS, F. (2001). *Biocombustibles sólidos de origen forestal*. Madrid: AENOR.
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. *Calidad y Evaluación ambiental*. <<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/medio-ambiente-industrial/prevencion-y-control-integrados-de-la-contaminacion-ippc/mejores-tecnicas-disponibles-mtd/Ç>> [Consulta: febrero 2019].
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. *Directiva de Emisiones Industriales*. <<https://www.miteco.gob.es/ca/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/medio-ambiente-industrial/prevencion-y-control-integrados-de-la-contaminacion-ippc/normativa/Normativa-europea.aspx>> [Consulta: enero 2019].
- MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. *Principales elementos del Acuerdo de París*. <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>> [Consulta: febrero 2019].
- REE (2012) “*El Sistema Eléctrico Español: 2018*” Edita Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2018/inf_sis_elec_ree_2018.pdf> [Consulta: agosto 2019].
- REE (2012) “*El Sistema Eléctrico Español: Síntesis*” Edita Red Eléctrica de España.

- <https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElectrico/2018/sintesis_ree_2018.pdf> [Consulta: abril 2019].
- RENOVABLES VERDES. *Biomasa*. <<https://www.renovablesverdes.com/category/biomasa/>> [Consulta: abril 2019].
 - VARELA ANTÓN, D. (2013). *Análisis de la situación actual del aprovechamiento de la biomasa para producción de electricidad en España*. Proyecto fin de carrera. Madrid: Universidad Carlos III.
 - WESTEX. *Análisis del peligro KST*. <<https://es.westex.com/understand-the-hazards/combustible-dust/hazard-analysis-kst/>> [Consulta: mayo 2019].

ANEXOS

ANEXO I. Gráficos de seguimiento de las pruebas

Se adjuntan a continuación tres gráficos de seguimiento y control para cada uno de los días de las pruebas.

En el primero, se observa la evolución de las temperaturas y presiones de vapor sobrecalentado y recalentado, el exceso de oxígeno y el caudal total horario de combustible frente a la potencia bruta del Grupo.

En el segundo gráfico, se muestra el comportamiento del equipo que se presuponía más crítico, los molinos. Aquí, se visualiza el consumo eléctrico, la temperatura de salida de los molinos y el caudal total combustible frente a la potencia bruta.

Por último, en el tercer gráfico se indican las emisiones de SO₂, NO_x, CO y partículas frente a la potencia bruta.

En la parte superior de cada gráfica se indica el parámetro analizado y el color de la serie.

PRUEBAS DE COMBUSTIÓN DE CARBÓN BASE

29/07/2019 01:00 - 30/07/2019 01:00

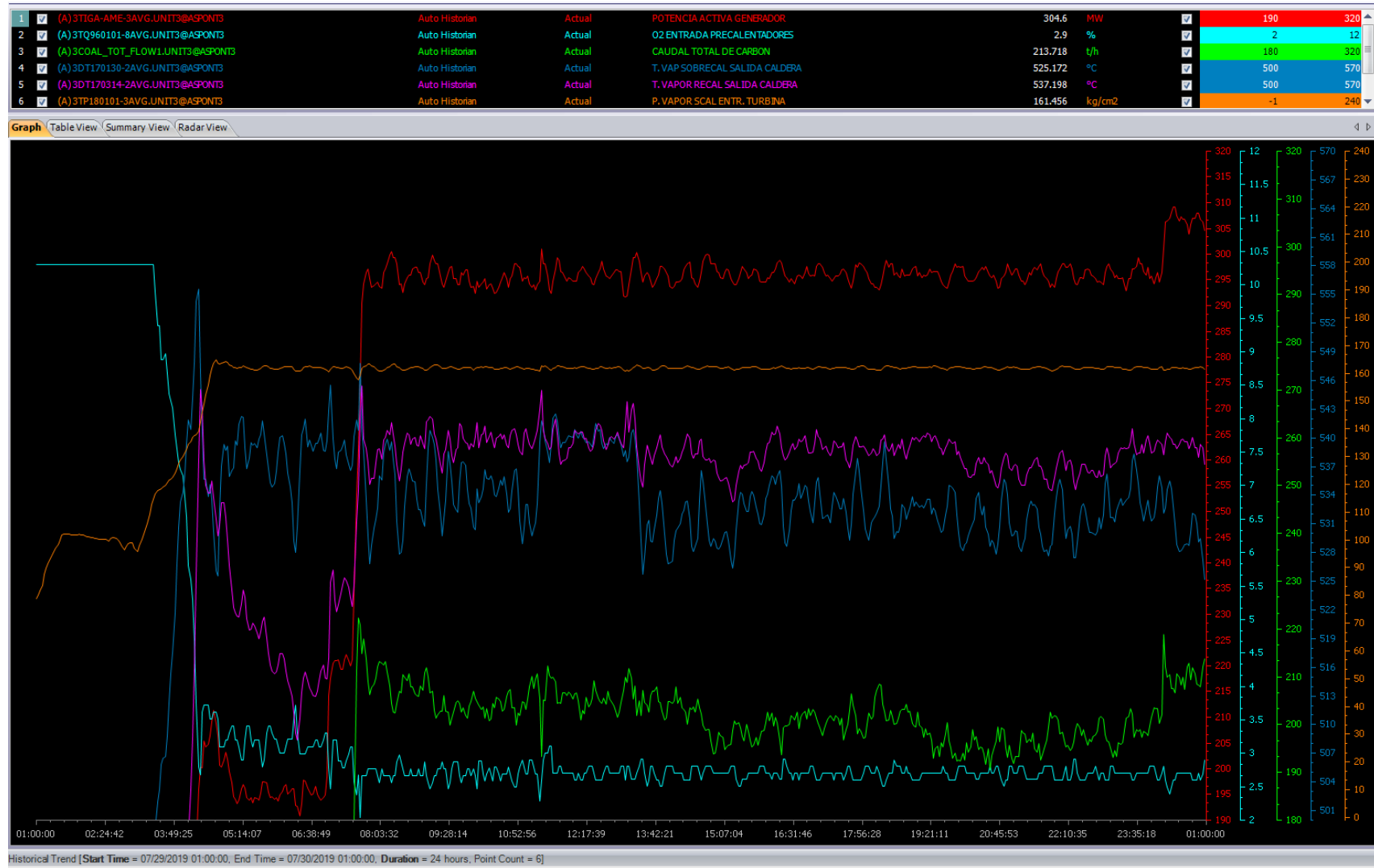


Figura 50. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O2 para el carbón base.

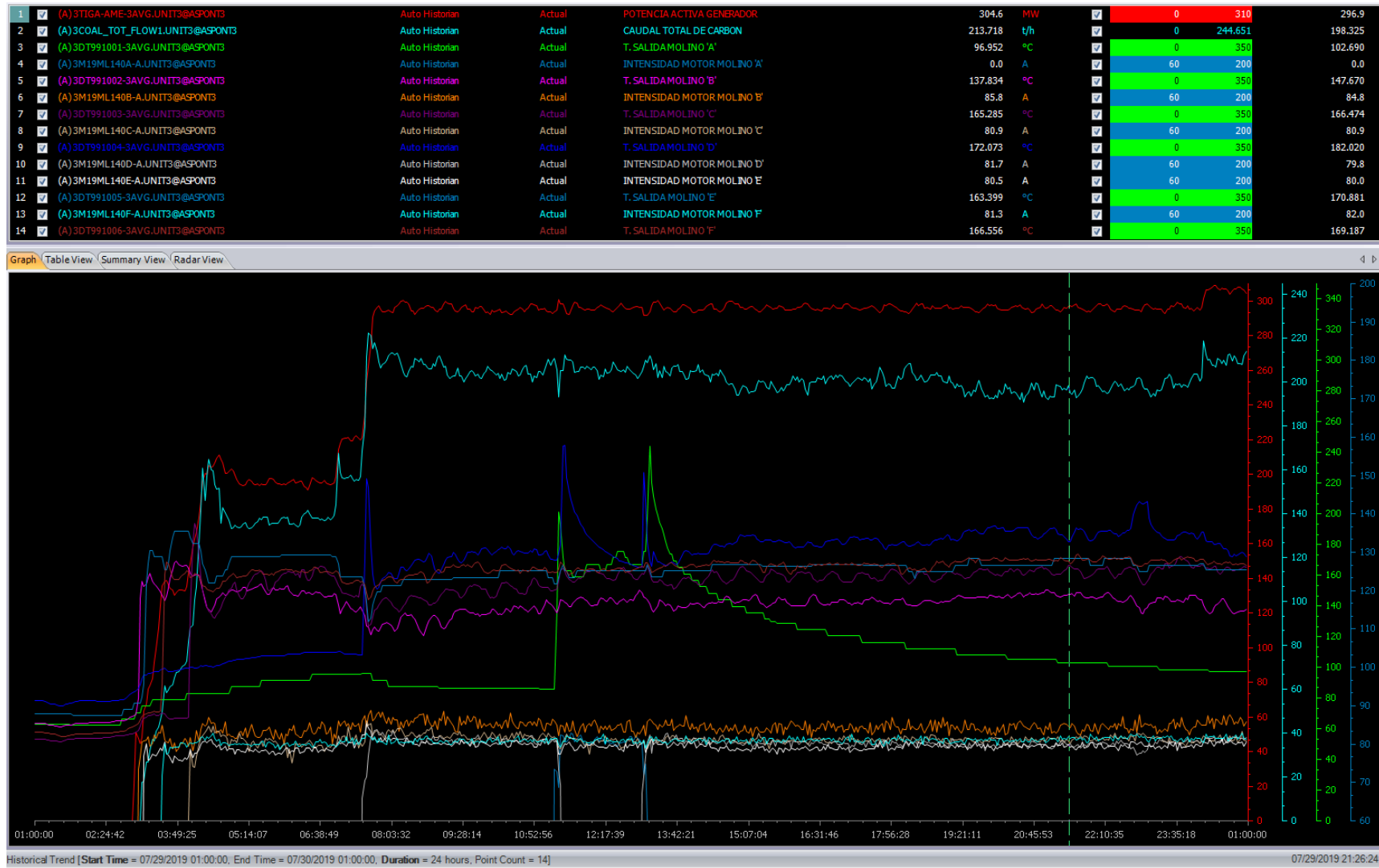


Figura 51. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la combustión de carbón base.

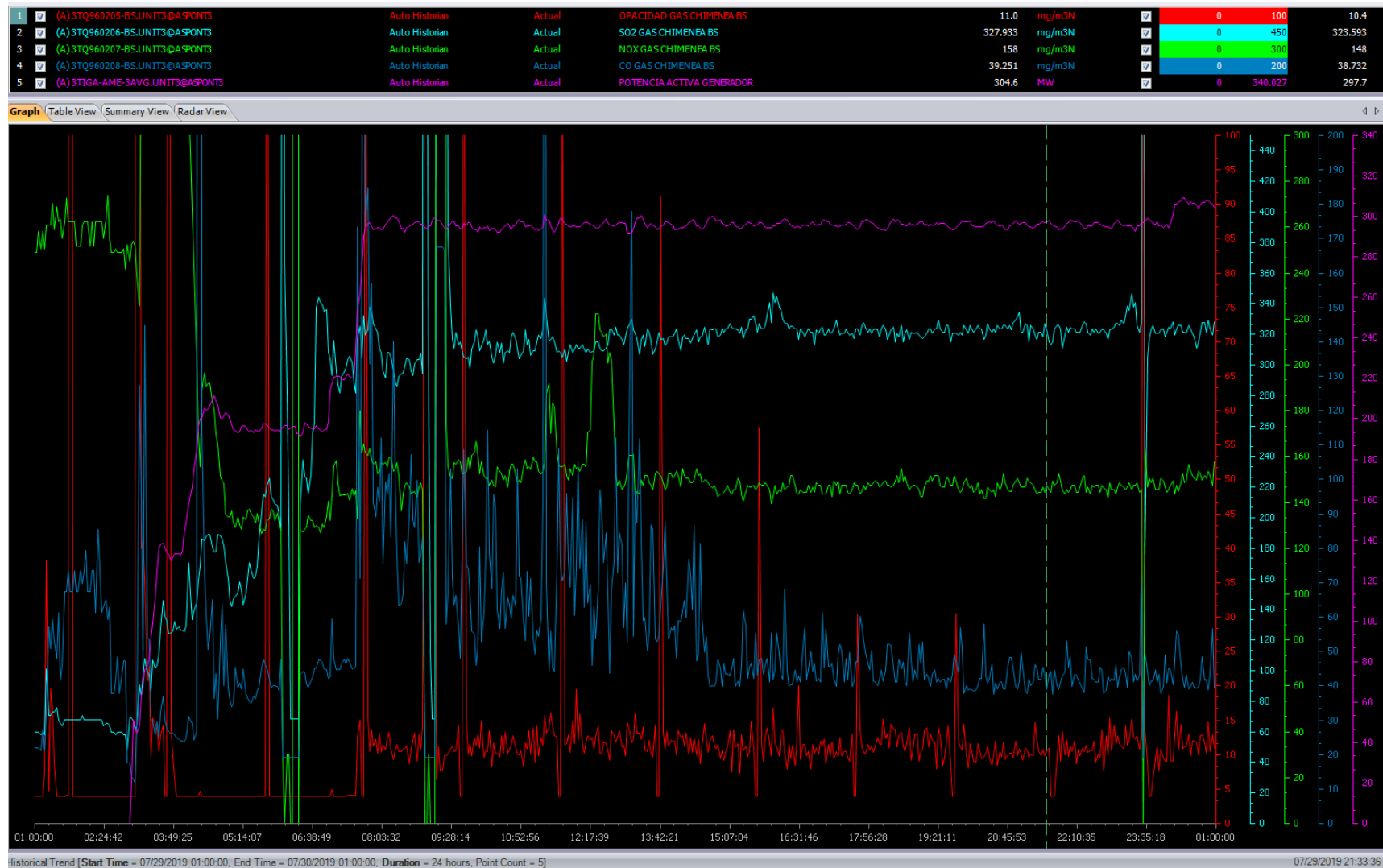


Figura 52. Emisiones en la combustión de carbón base.

PRUEBAS DE CO-COMBUSTIÓN DE LODOS PROCEDENTES DE LA EDAR DE BENS

30/07/2019 01:00 - 31/07/2019 01:00

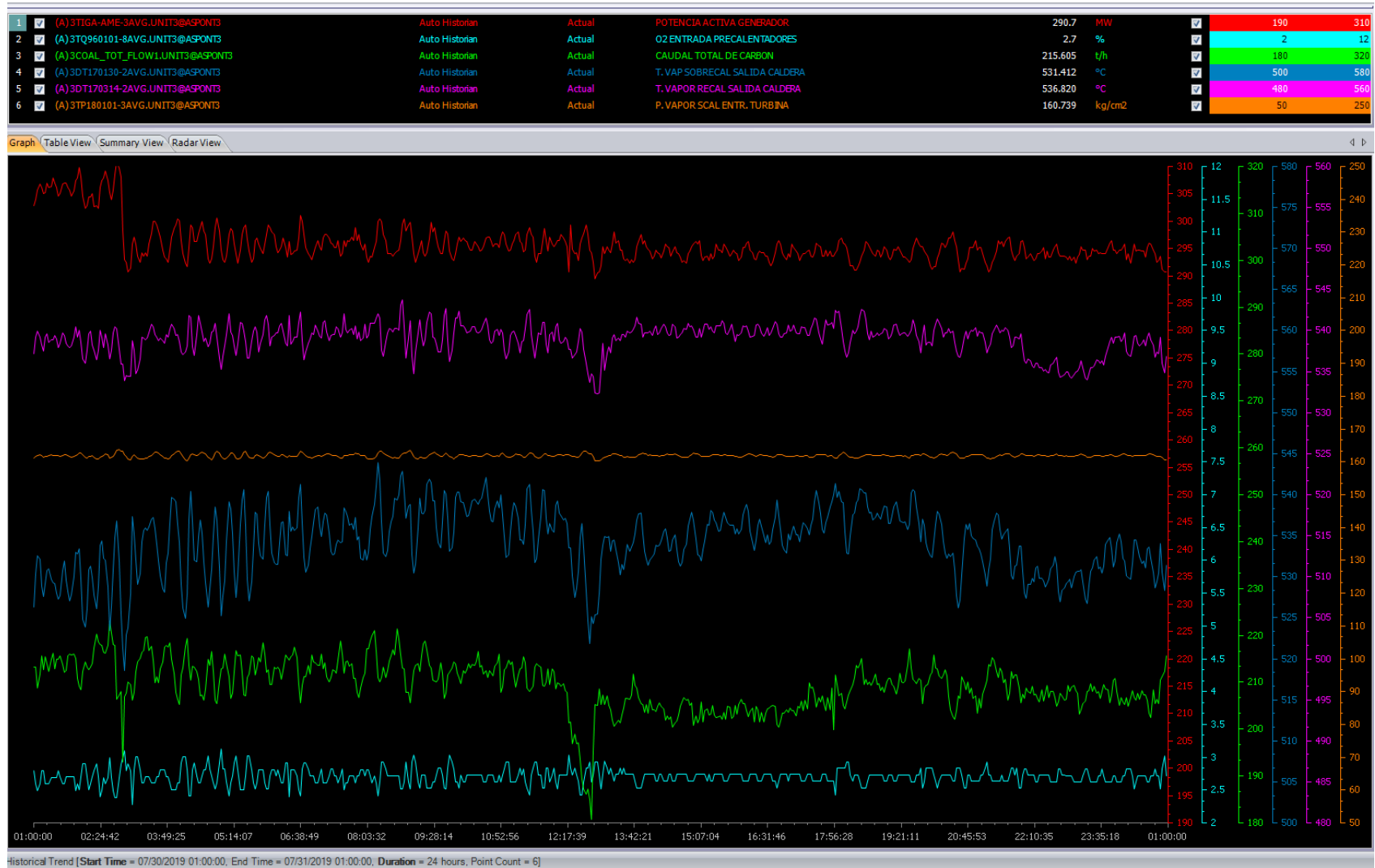


Figura 53. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O2 para la co-combustión de los lodos de Bens.

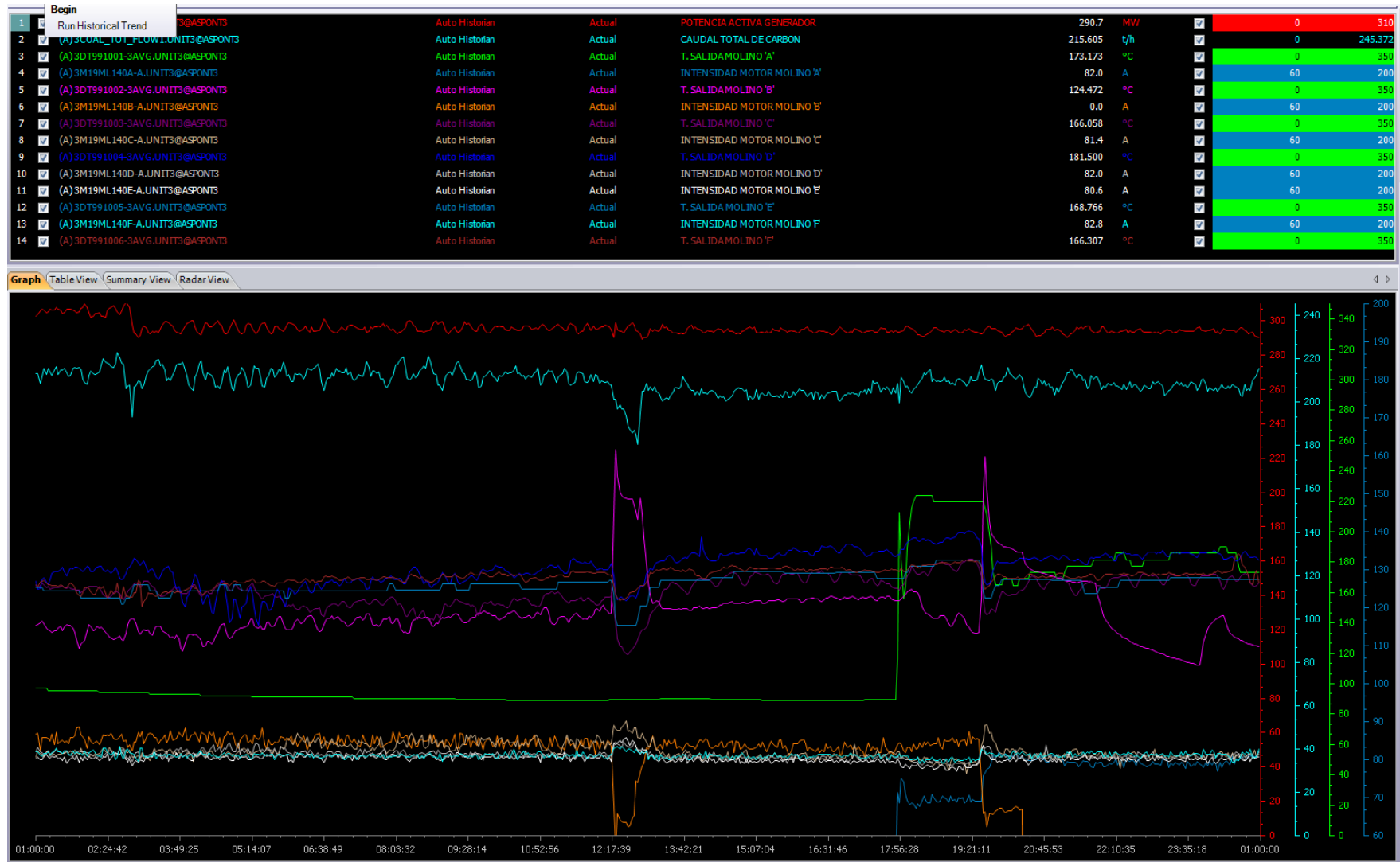


Figura 54. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de los lodos de Bens.

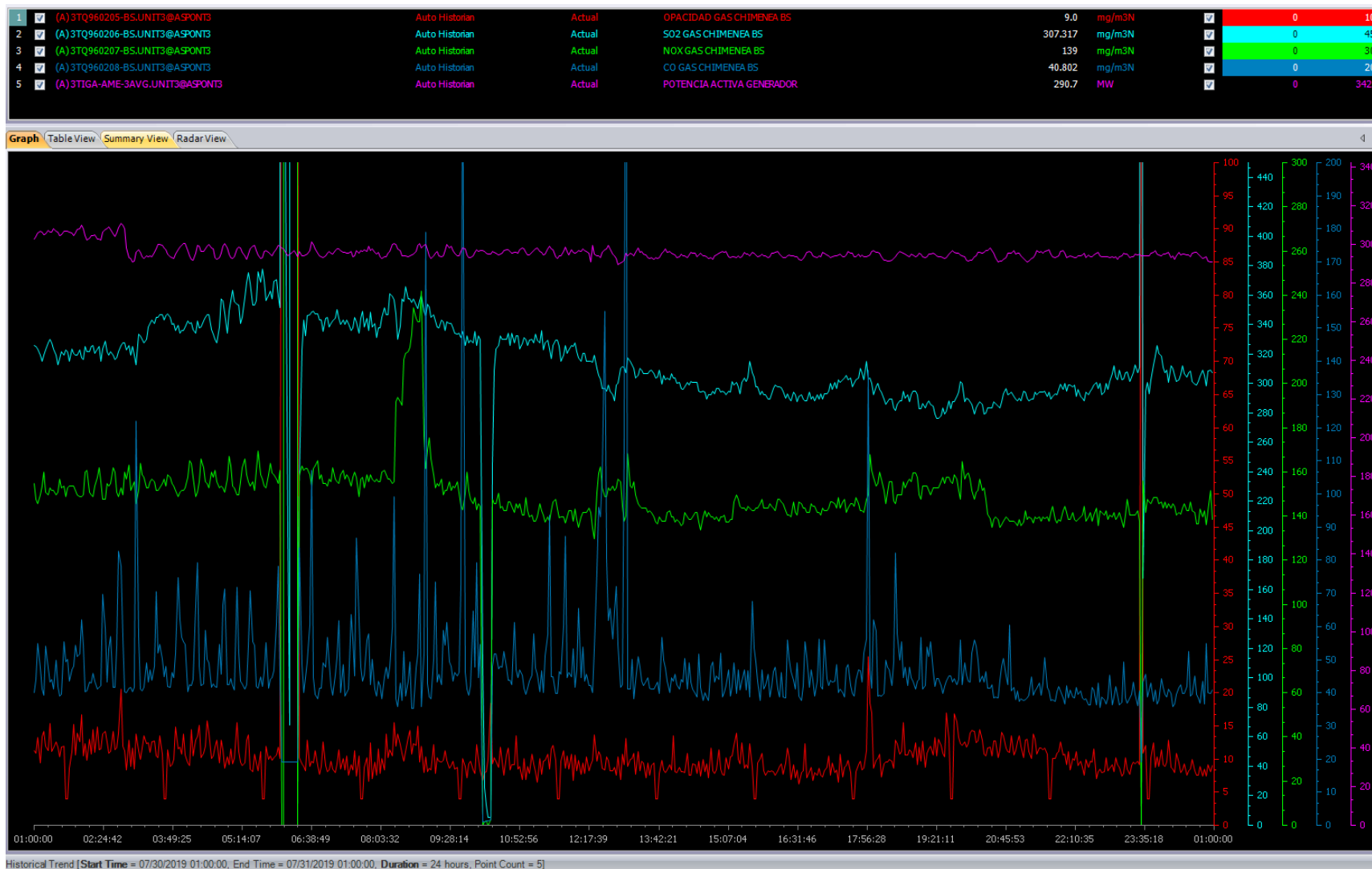


Figura 55. Emisiones en la co-combustión de los lodos de Bens.

PRUEBAS DE CO-COMBUSTIÓN DE LODOS PROCEDENTES DE LA EDAR DE EDAR 2

31/07/2019 01:00 - 01/08/2019 01:00

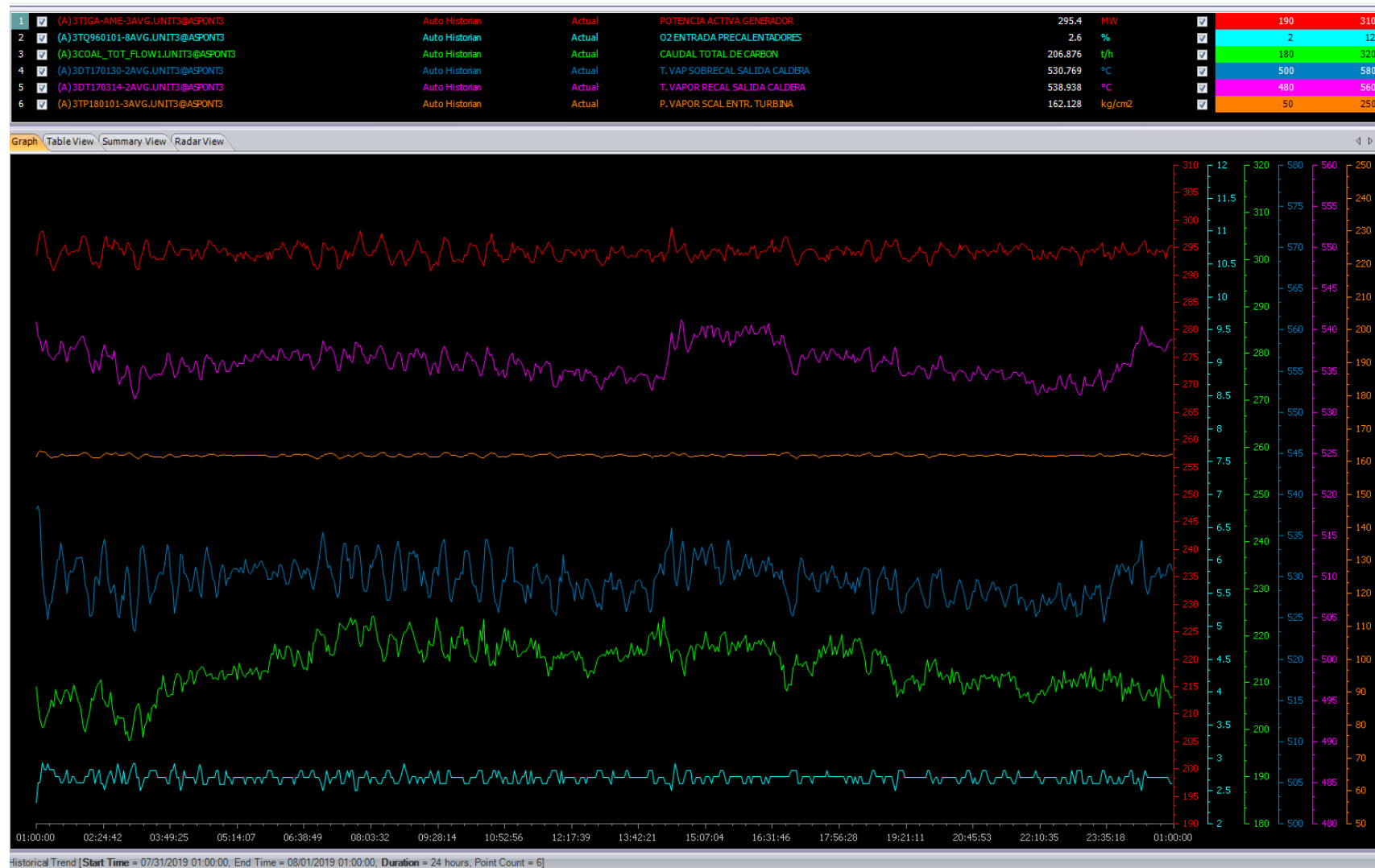


Figura 56. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O2 para la co-combustión de lodos EDAR 2.

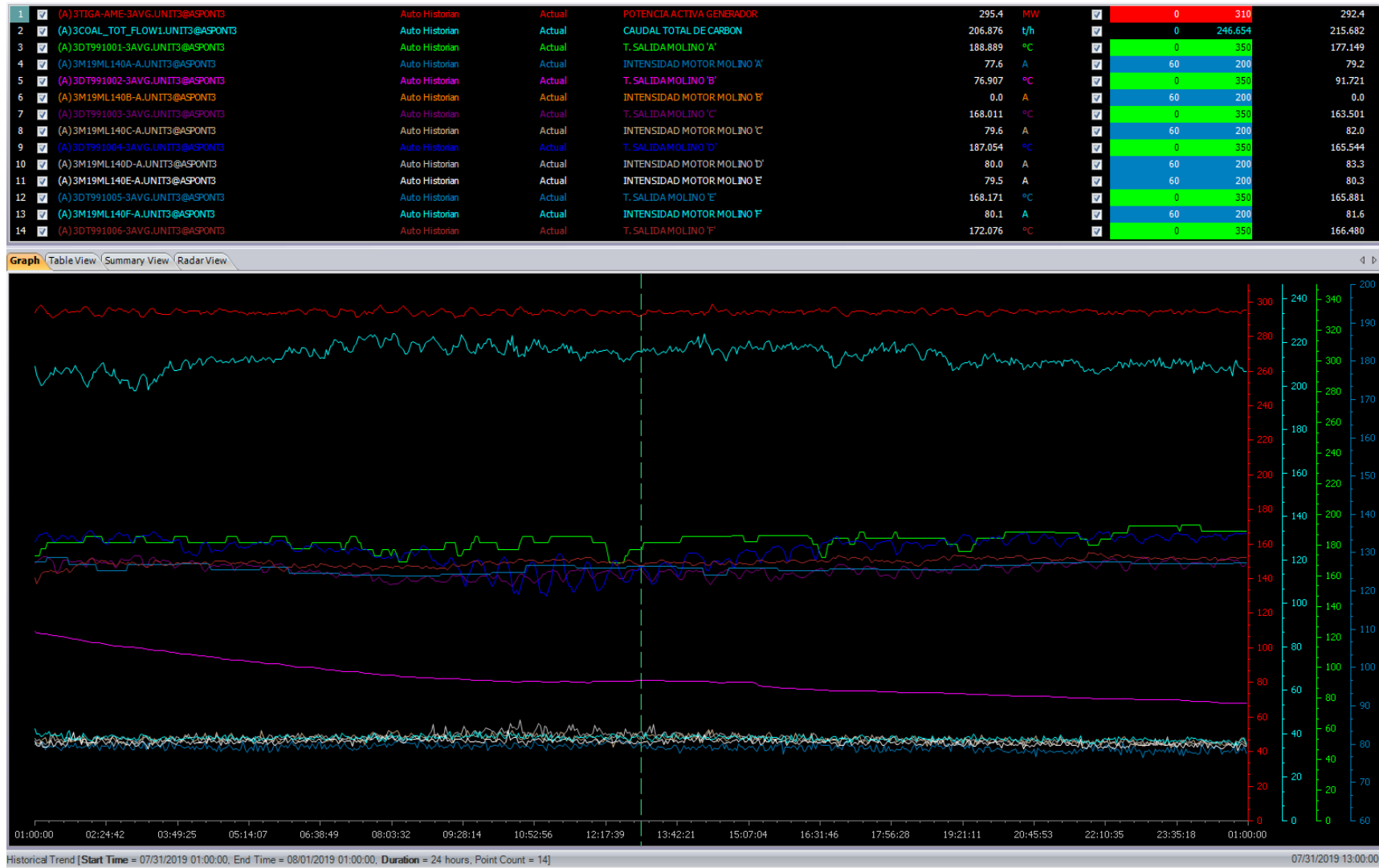


Figura 57. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de lodos de EDAR 2.

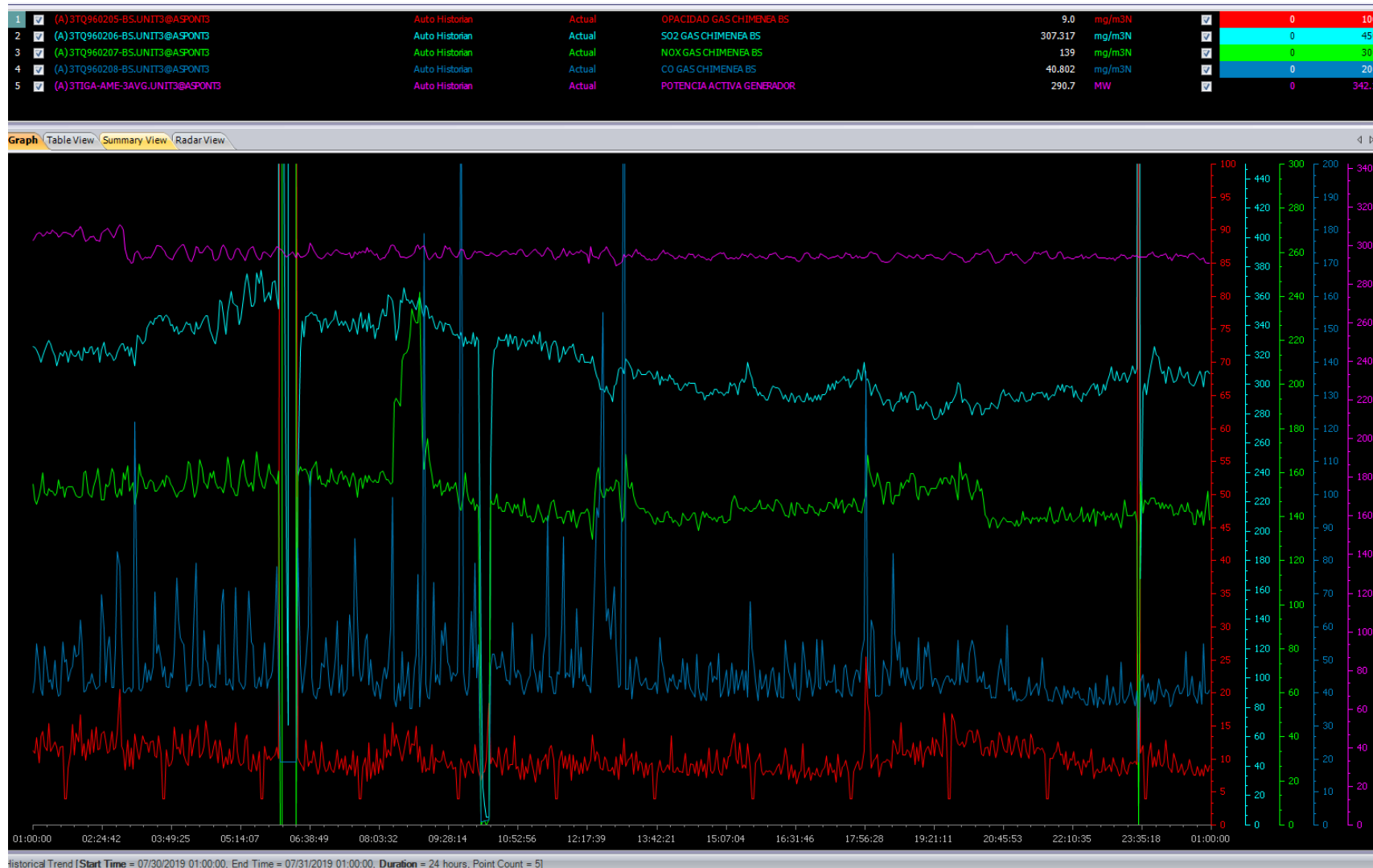


Figura 58. Emisiones en la co-combustión de lodos de EDAR 2.

PRUEBAS DE CO-COMBUSTIÓN DE PELLETS

01/08/2019 01:00 - 02/08/2019 01:00

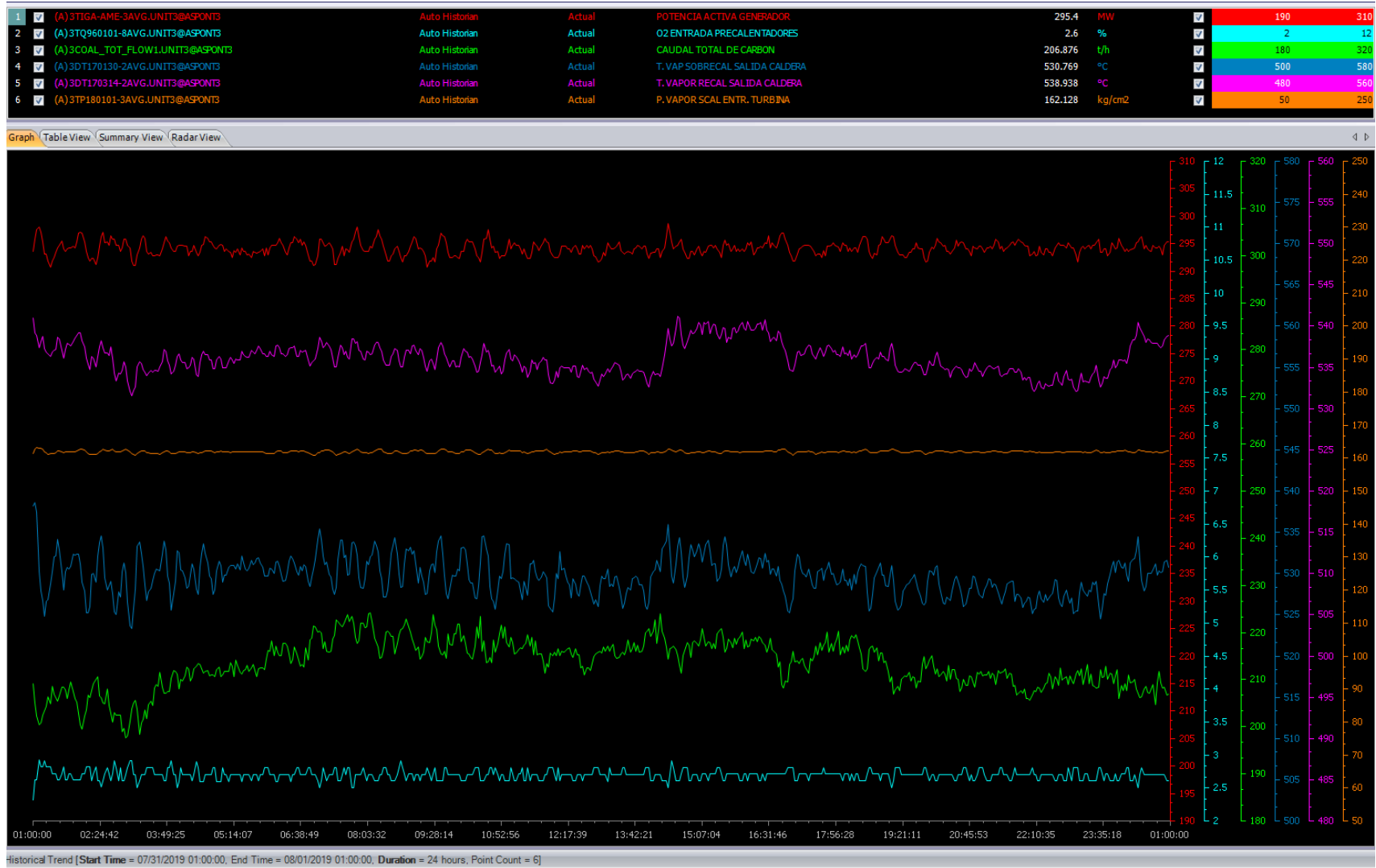


Figura 59. Evolución de las temperaturas y presión de vapor, exceso de O2 para la co-combustión de pellets.

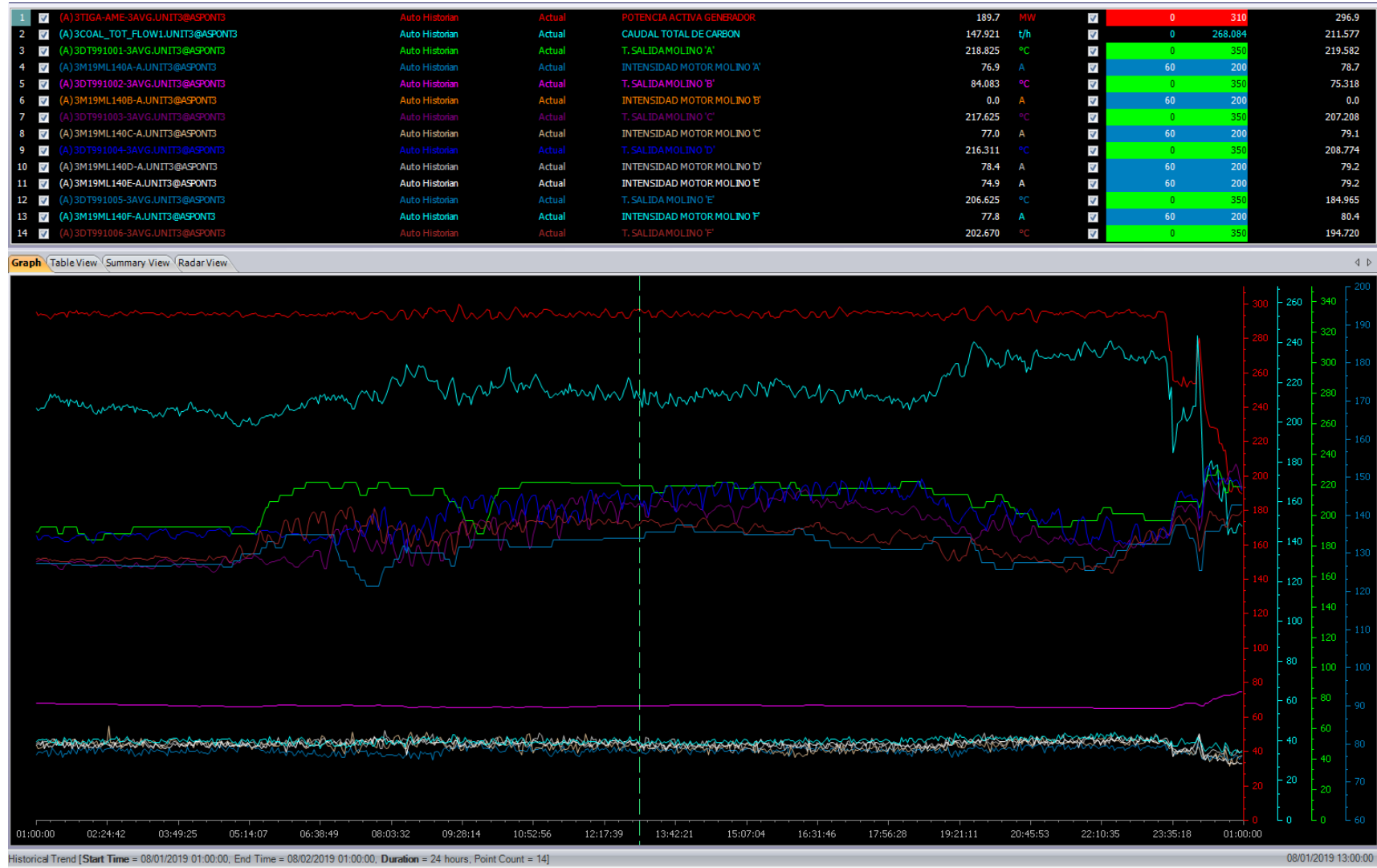


Figura 60. Consumo, caudal y temperaturas de salida de molinos en la co-combustión de pellets.

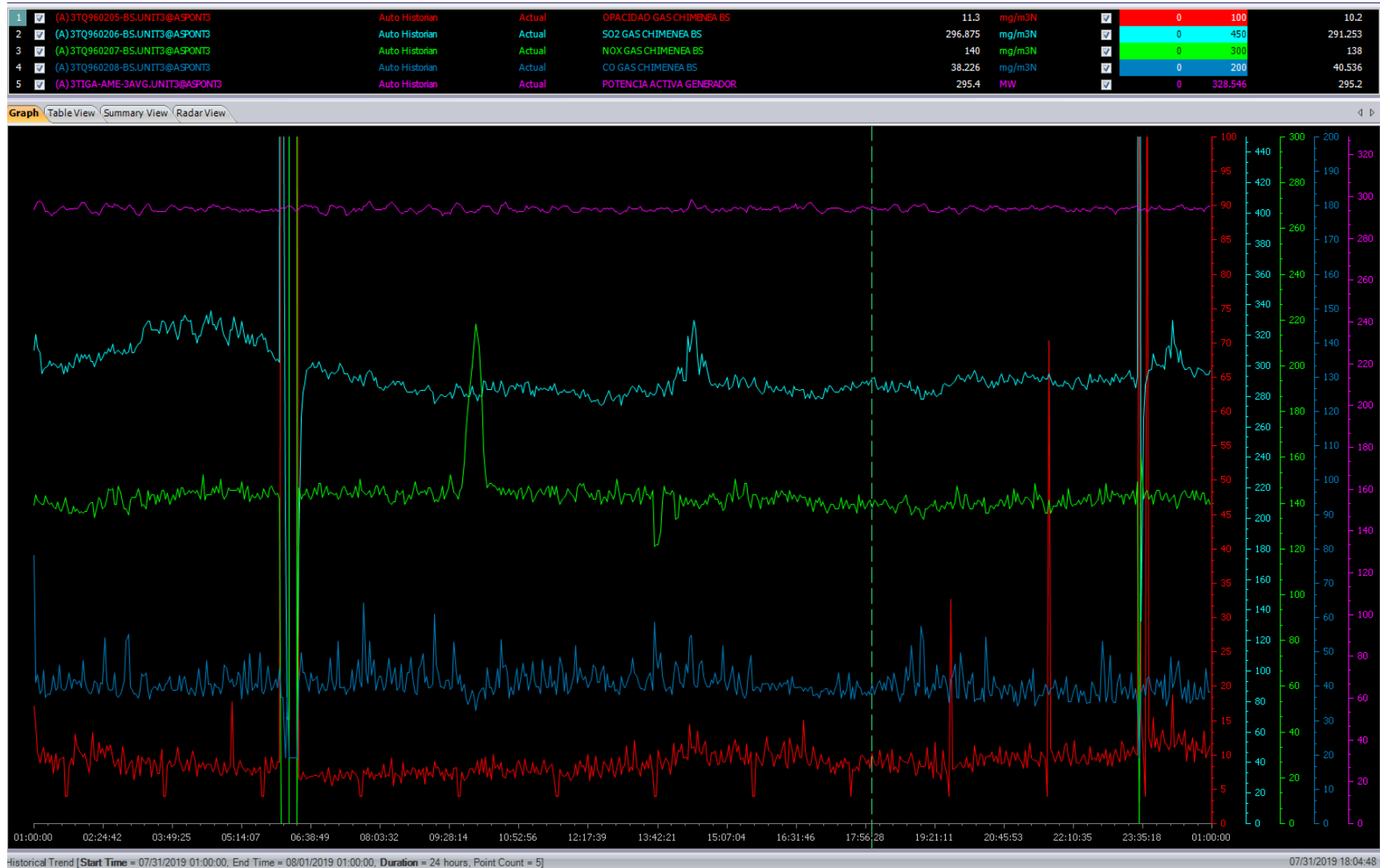


Figura 61. Emisiones en la prueba de co-combustión con pellets.

GENERAL PRUEBAS DE CO-COMBUSTIÓN

29/07/2019 01:00 - 02/08/2019 01:00

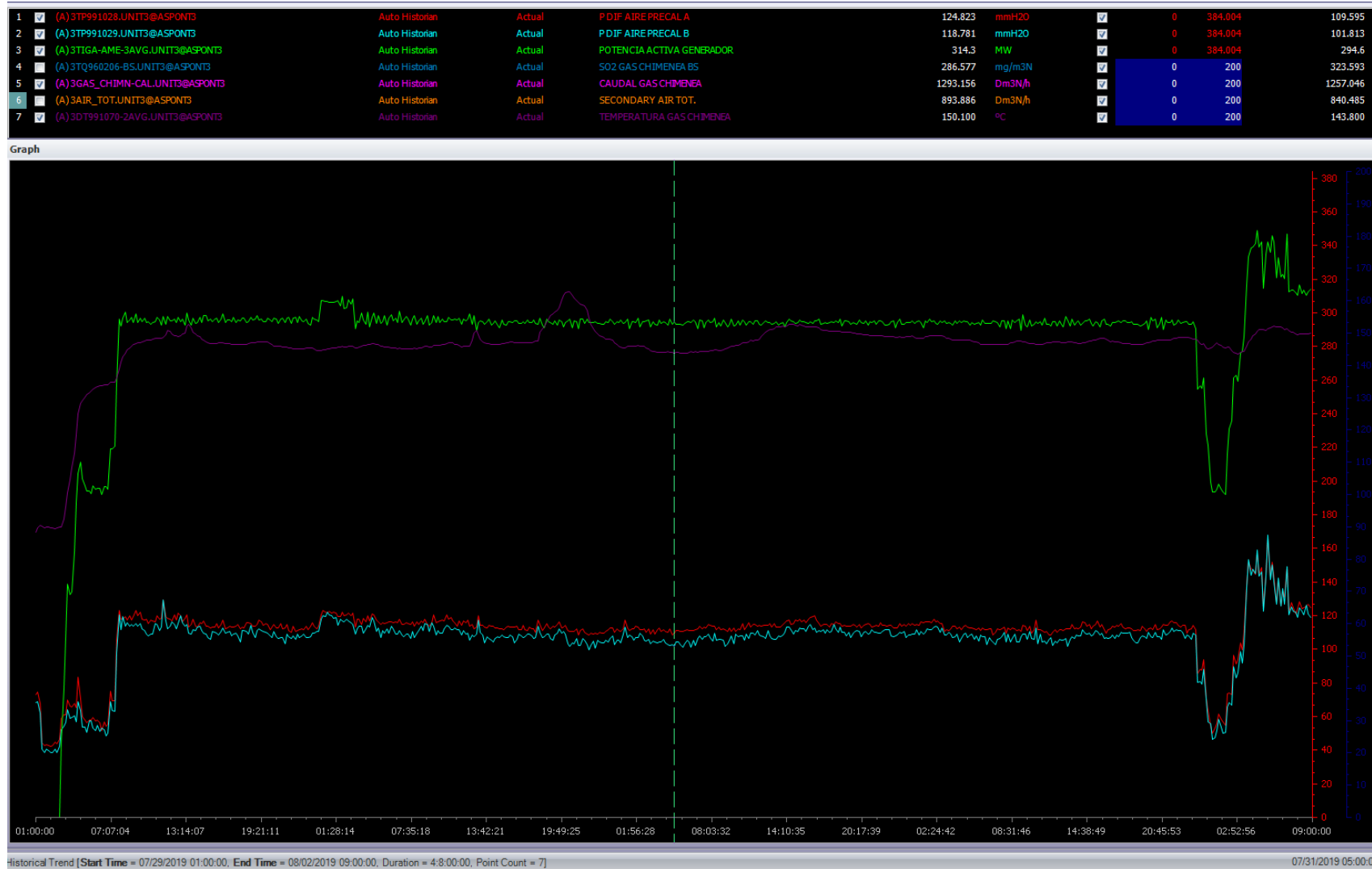


Figura 62. Temperatura en salida de chimenea y diferencial de presión en precalentadores..

