



Universidad  
Carlos III de Madrid

Departamento de Electricidad

## **PROYECTO FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA INDUSTRIAL**

# ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

Autor: Daniel Varela Antón

Tutor: Esteban Patricio Domínguez González-Seco

Leganés, Abril de 2013





Título: Análisis de la situación actual del aprovechamiento de la biomasa para producción de electricidad en España

Autor: Daniel Varela Antón

Director: Consuelo Gómez Pulido

## EL TRIBUNAL

Presidente: Julio Usaola García

Vocal: M<sup>a</sup> Carmen Venegas Bernal

Secretario: Joaquín Eloy-García Carrasco



## ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	Resumen .....	14
2	Objetivos .....	15
3	Introducción .....	16
3.1	El papel del CO <sub>2</sub> en el cambio climático .....	18
3.2	Efecto invernadero.....	18
3.3	El ciclo del carbono .....	19
3.4	La biomasa como almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	19
3.5	La fotosíntesis .....	20
4	La situación actual de las energías renovables .....	20
5	Entorno económico de España e influencia del sector energético.....	22
5.1	Evolución de las Energías Renovables en España .....	24
5.2	El déficit de tarifa y la contribución de las E.E.R.R. en España .....	24
5.2.1	Balance económico de las Energías Renovables en España .....	24
5.2.2	Inversión comparada en generación eléctrica entre las tecnologías renovables de mayor peso y la biomasa .....	26
5.3	Déficit de la tarifa eléctrica y balanza fiscal .....	26
5.3.1	El origen del déficit .....	28
5.3.2	Cuota de responsabilidad del régimen especial en el déficit eléctrico español .....	29
5.4	Contribución de las Energías Renovables al I+D+i de España y alcance del PER 2005-201030	
5.4.1	Contribución de la biomasa al PIB .....	31
5.4.2	Biomasa en el PER 2005-2010.....	31
6	Protocolo de Kioto .....	33
6.1	Producción eléctrica mediante fuentes renovables en España .....	35
7	La biomasa .....	36
7.1	Clasificación según el origen .....	36
7.2	Clasificación según la composición .....	37
7.3	Clasificación según el estado de agregación.....	37
7.4	Parámetros que definen la biomasa: humedad, granulometría, densidad, composición y poder calorífico	38
7.5	Caracterización de la biomasa según el estado de agregación.....	38
7.5.1	Biomasa sólida: .....	38
7.5.1.1	Pellets.....	39
7.5.1.2	Astillas .....	40
7.5.1.3	Leños o troncos .....	40



7.5.1.4	Briquetas .....	40
7.5.1.5	Balas de paja .....	41
7.5.2	Biomasa líquida .....	41
7.5.2.1	Aceites vegetales .....	41
7.5.2.2	Biodiésel .....	41
7.5.2.3	Etanol .....	42
7.5.3	Biomasa gaseosa .....	42
7.6	Usos técnicos de la biomasa .....	42
7.6.1	Generación de electricidad con biomasa .....	43
7.6.1.1	Producción de electricidad mediante motores de combustión .....	44
7.6.1.2	Producción de electricidad mediante turbinado acoplado a generador .....	45
7.6.1.3	Generación de electricidad con pilas de hidrógeno .....	46
7.6.1.4	Ciclos de cogeneración para producción de electricidad (y calor) .....	46
7.6.1.4.1	Dimensionado del ciclo de cogeneración .....	46
7.6.2	Generación de calor con biomasa .....	47
7.6.2.1	Generación de calor con biomasa sólida .....	47
7.6.2.1.1	Co-Combustión .....	50
7.6.2.1.2	Calefacción y ACS centralizadas con biomasa .....	50
7.6.2.2	Generación de calor con biomasa líquida .....	51
7.6.2.3	Generación de calor con biomasa gaseosa .....	51
8	Biogás .....	51
8.1	Proceso para la obtención de biogás: Digestión anaerobia o biometanización .....	52
8.1.1	Principio de funcionamiento .....	52
8.1.2	Pretratamientos .....	53
8.1.3	Fases en la digestión .....	53
8.1.4	Cantidad de biogás presente en una explotación ganadera .....	54
8.1.4.1	Ejemplo práctico de producción de biogás en una explotación ganadera de tamaño medio .....	54
8.1.5	Empleo del biogás: electricidad (más calor cogenerado) .....	55
8.1.6	Co-digestión anaerobia .....	56
8.1.7	Análisis económico según la tecnología empleada para la producción eléctrica con biogás .....	56
8.1.7.1	Ejemplo práctico de costes de instalación para producción de biogás en explotación ganadera (con cosubstrato de residuo agrícola) y tiempo de amortización .....	57
9	Gasificación .....	59
9.1	Principio de funcionamiento .....	59
9.1.1	Fases gasificación (en orden cronológico): .....	60



9.1.2	Reacciones más importantes durante la gasificación (en orden cronológico):.....	60
9.1.3	Producción de alquitranes .....	60
9.2	Tipología de los reactores para la gasificación .....	60
9.2.1	En función del agente gasificante .....	61
9.2.2	En función del aporte térmico .....	61
9.2.3	En función de la presión.....	61
9.2.4	En función del diseño.....	61
9.2.4.1	Lecho fijo:.....	61
	Downdraft (en contracorriente).....	62
	Updraft (en isocorriente).....	62
	9.2.4.1.1 Crossdraft (flujo cruzado) .....	62
9.2.4.2	Lecho móvil .....	62
9.2.4.3	Lecho fluidizado: .....	62
9.3	Aplicaciones de la gasificación .....	63
9.4	Ventajas y desventajas frente a la combustión directa .....	64
9.5	Análisis económico de una instalación típica.....	64
10	Pirólisis .....	66
10.1	Principio de funcionamiento.....	66
10.2	Aplicaciones de la pirólisis .....	66
11	Biocombustibles líquidos .....	67
11.1	Generaciones de biocombustibles (primera, segunda y tercera).....	69
11.1.1	Primera generación.....	69
11.1.2	Segunda generación.....	69
11.1.3	Tercera generación .....	69
11.2	Procesos de producción de biocarburantes con biomasa: .....	70
11.3	Los aceites vegetales.....	71
11.4	Biodiésel.....	71
11.4.1	Biodiésel de primera generación .....	71
11.4.2	Biodiésel de segunda generación .....	72
11.4.3	Biodiésel de tercera generación .....	72
11.5	Beneficios del uso del Biodiésel.....	73
11.5.1	Problemas al usar Biodiésel .....	73
11.6	Bioetanol (C <sub>5</sub> H <sub>5</sub> OH).....	74
11.6.1	Bioetanol de primera generación .....	74
11.6.2	Bioetanol de segunda generación (bioetanol ligno-celulósico).....	74
11.7	Combustibles procedentes del gas de síntesis o sintegás .....	75



11.8	Biometano (CH <sub>3</sub> OH).....	75
11.9	Biohidrógeno procedente de la biomasa (tercera generación).....	76
11.9.1	Pilas de hidrógeno (o células de hidrógeno).....	76
11.9.2	Producción de hidrógeno a partir de biomasa .....	77
11.10	Otros biocombustibles.....	79
11.10.1	DME ( dimetil-éter; (CH <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> O ) .....	79
11.10.2	2,5 dimetilfurano (DMF) .....	79
12	RSU (residuos sólidos urbanos).....	80
12.1	La composición general de los RSU.....	80
12.2	Los RSU en España y en Europa .....	81
12.3	La alternativa tradicional en España: eliminación en vertedero y contaminación.....	82
12.4	Valorización energética.....	82
12.4.1	Fracciones de residuos.....	83
12.4.2	Tratamientos previos para la posterior valorización energética del residuo .....	83
12.4.3	Tratamientos térmicos del RSU .....	84
12.4.3.1	La incineración (combustión) .....	84
12.4.3.2	La pirólisis.....	87
12.4.3.3	La gasificación autotérmica .....	87
12.4.3.4	La gasificación por plasma.....	88
12.4.4	Tratamiento biológico de los RSU: la digestión anaerobia .....	89
12.5	Conclusiones sobre el tratamiento de RSU.....	89
13	Biomasa forestal, una oportunidad para el desarrollo sostenible.....	90
13.1	La internalización de las externalidades de la biomasa forestal.....	90
13.2	La barrera de los costes privados en la gestión de biomasa forestal .....	92
13.3	La errónea correspondencia de las subvenciones para producción eléctrica mediante biomasa forestal	92
13.4	El escenario actual y balance económico de la gestión de biomasa forestal .....	93
13.5	Ventajas complementarias del uso de biomasa forestal para producción eléctrica .....	95
14	La gestión de la biomasa forestal para la prevención de incendios .....	96
14.1	Introducción.....	96
14.2	Cifras y tendencias de los incendios forestales en la UE y España .....	97
14.2.1	Los datos de la EFFIS (European Forest Fire Information System): zona mediterránea.....	97
14.2.2	Los datos de la EFFIS (European Forest Fire Information System): España .....	98
14.3	Los datos del 2011 y 2012 en España .....	99
14.4	Factores sociales y económicos causantes de los incendios .....	100
14.5	El impacto de los incendios.....	101
14.5.1	Un ejemplo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en períodos de incendio .....	101



14.6	Perspectivas climáticas futuras en la zona mediterránea europea .....	102
14.7	Un nuevo modelo es necesario.....	103
14.8	Gestión del riesgo de incendios forestales .....	104
14.9	Aspectos económicos de los incendios forestales.....	105
14.10	Recortes en presupuestos en prevención y extinción de incendios o falta de cumplimiento de los planes previstos .....	106
14.11	Obstáculos para la generalización del aprovechamiento biomásico forestal para la producción eléctrica. 107	
14.12	La problemática en el aprovechamiento y transporte de la biomasa .....	107
14.13	Recomendaciones para impulsar el uso de la biomasa como bioenergía.....	108
14.14	La biomasa forestal desde el punto de vista de una empresa de gestión forestal.....	109
14.15	“Biomass Trade Centres”, un modelo de éxito en Estiria (Austria) importable a España	109
14.15.1	Construcción de la Diputación Provincial de Ourense de una red de centros de tratamiento de la biomasa .....	110
15	Empleo y biomasa, un binomio de optimismo .....	111
16	Análisis técnico.....	113
16.1	Marco regulatorio .....	113
16.1.1	Real Decreto 661/2007 .....	113
16.1.1.1	Grupos y subgrupos para generación eléctrica con biomasa según RD 661/2007.....	113
16.1.2	Real Decreto-ley 9/2009 .....	114
16.1.3	Real Decreto-ley 1/2012 .....	114
16.1.4	Contexto europeo y normativa comunitaria .....	115
16.2	Instalaciones en funcionamiento en España para producción eléctrica con biomasa ...	116
16.2.1	Evolución según el origen biomásico .....	116
16.2.2	Evolución según el grupo biomásico recogido en el RD 661/2007 .....	122
17	Instalaciones Híbridas .....	127
17.1	Hibridación Biomasa-Biomasa: .....	127
17.2	Hibridación Biomasa-Solar Térmica .....	127
18	Conclusiones .....	128
19	Bibliografía .....	131
19.1	Documentos que se citan en el proyecto .....	131
19.2	Otros documentos consultados que no se citan en el proyecto .....	133
20	Anexos.....	134
20.1	ANEXO: INSTALACIONES PERTENECIENTES AL RD 661/2007 CON INSCRIPCIÓN DEFINITIVA. DATOS DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. ....	134
20.2	ANEXO: INSTALACIONES DE BIOMASA CON PREASIGNACIÓN A DÍA 15 MARZO 2012 ..	142
20.3	Anexo: Tarifas y primas a instalaciones que emplean biomasa para producción eléctrica según RD 661/2007 .....	150





## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Evolución mundial de la inversión en energías renovables [3] .....	21
Figura 2: Evolución del déficit de España y la UE de los 14[2][7].....	22
Figura 3: Evolución del empleo directo, indirecto y total en el sector de las energías renovables en España [12] .....	24
Figura 4: balance económico entre primas concedidas al sector renovable y ahorros por sustitución de combustibles fósiles y emisión de GEI. [12] .....	25
Figura 5: Evolución del balance entre subvenciones [12] .....	26
Figura 6: Evolución del déficit anual, acumulado, abaratamiento anual y acumulado por reducción de precios debido a renovables en mercado de casación para la producción eléctrica en España entre 2005-2010. Elaboración propia a partir de [11][12] y [15] .....	27
Figura 7: evolución del precio de casación en España y Europa. OMEL.....	27
Figura 8: Evolución de la tarifa eléctrica media o de referencia en España (en euros corrientes y constantes con base 1996) [15] .....	28
Figura 9: Evolución de coste de generación eléctrica (línea azul), déficit (línea gris) y precio del barril de Brent (línea roja) [15]. .....	29
Figura 10: Evolución del % de inversión en I+D+i sobre el PIB en algunas regiones del mundo, algunas potencias económicas y España. Elaboración propia a partir de [20]. .....	30
Figura 11: % de contribución de las renovables al PIB por tecnologías en 2010. Elaboración propia a partir de [12][21].	30
Figura 12: Evolución de la contribución neta directa, indirecta y total de la biomasa al PIB español. Elaboración propia a partir de [12][21]. .....	31
Figura 13: Evolución de la energía vendida y la potencia instalada procedente de la biomasa. Elaboración propia a partir de [12][21]. .....	31
Figura 14: % alcanzado en 2010 sobre los objetivos del PER 2005-2010 [22] .....	32
Figura 15: Evolución del CO2 en los países firmantes del protocolo de Kioto. Elaboración propia a partir de [20] .....	33
Figura 16: Comparativa entre valores de referencia (1990), valores comprometidos y exceso o defecto alcanzado. Elaboración propia a partir de [20] .....	34
Figura 17: % de comprometido (de aumento máximo o decremento mínimo), % alcanzado en 2008 sobre referencia 1990, % sobre compromiso. Elaboración propia a partir de [20] .....	34
Figura 18: Evolución de la emisiones per cápita de CO2 para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de [20] .....	35
Figura 19: Evolución del porcentaje de electricidad producido mediante fuentes renovables para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de [20].....	35
Figura 20: Evolución de la intensidad de CO2 para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de [20] .....	36
Figura 21: Relación entre el poder calorífico inferior y grado de humedad de la biomasa. Elaboración propia a partir de [27]. .....	39
Figura 22: Alternativas para la generación eléctrica a partir de la biomasa en sus diferentes estados de agregación. Elaboración propia a partir de [27] [35]. .....	44
Figura 23: Evolución temporal del equilibrio de reacciones endotérmicas y exotérmicas durante la combustión de un trozo de madera y temperaturas [27]. .....	48
Figura 24: Fases durante la combustión de un trozo de madera [27]. .....	49
Figura 25: Evolución de la producción de biogás en Europa [6]. .....	52
Figura 26: Fases en la digestión anaerobia [38] .....	53
Figura 27: Equivalencia energética comparativa entre 1 m3 de biogás y otros combustibles CIEMAT .....	55
Figura 28: Esquema de una instalación de biogás (a partir de estiércol) para cogeneración mediante motor de gas [28]. .....	56
Figura 29: Gasificador en contracorriente [27].....	62



Figura 30: Gasificador en isocorreinte [27].....	62
Figura 31: Gasificador en flujo cruzado [43].....	62
Figura 32: Costes de inversión de una planta de gasificación en función de la capacidad para dos precios de la materia prima empleada [27] .....	65
Figura 33: Límites de rentabilidad para una planta de generación eléctrica mediante gasificación para 3 precios de venta de energía y coste fijo de materia prima empleada en función de la capacidad de la planta [27] .....	65
Figura 34: Relación entre consumo y producción para diferentes combustibles (en marrón combustibles fósiles tradicionales en verde combustibles procedentes de la biomasa) [27] .....	68
Figura 35: Grado de introducción en el mercado de las diferentes generaciones de biocombustibles más importantes y de hidrógeno a partir de la biomasa Foro energía y cambio climático .....	69
Figura 36: Diferentes formas de obtención de biocombustibles líquidos y biohidrógeno a partir de la biomasa. Elaboración propia a partir de [27] [28] [49] [51] .....	70
Figura 37: Secuencia en el proceso de obtención del BtL (Biomass to Liquids) [53] .....	72
Figura 38: Esquema de la secuencia de procesos para la obtención de etanol a partir de los 3 materiales: celulósico, almidonado y azucarado [49] .....	75
Figura 39: Diferentes métodos de obtención de hidrógeno a partir de la biomasa [2] .....	77
Figura 40: Grado de penetración de las diferentes tecnologías de obtención de hidrógeno a partir de la biomasa [52] ...	78
Figura 41: Composición de los RSU en España. Elaboración propia a partir de [62] .....	81
Figura 42: Escenarios de precio del barril de crudo de petróleo Brent importado en España (en € constantes de 2010) [77] .....	96
Figura 43: Escenarios de precio del gas natural importado en España (en € constantes de 2010) [77] .....	96
Figura 44: Evolución de superficie ardida, número de incendios y tamaño de los incendios de 1980 a 2010 para la zona mediterránea de Europa [70] .....	97
Figura 45: Densidad de incendios e la Unión europea (número de incendios por año y por cada 10 km cuadrados de superficie forestal) [70].....	98
Figura 46: Evolución de superficie ardida, número de incendios y tamaño de los incendios de 1980 a 2010 en España [70] .....	98
Figura 47: Comparativa entre principales emisiones debido a Industria, transporte e incendios forestales en Portugal en el año 2003 [79].....	102
Figura 48: Previsiones de variación de temperatura y de precipitaciones en 100 años. [80] .....	103
Figura 49: Evolución en España de los empleos directos, inducidos y totales APPA 2011[11] .....	111
Figura 50: Evolución de los empleos directos e indirectos generados en España por las diferentes tecnologías de producción renovable. Elaboración propia a partir de datos de [11] [21] .....	111
Figura 51: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de vertedero. Elaboración propia a partir de datos de [23] .....	116
Figura 52: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de depuradoras. Elaboración propia a partir de datos de [23] .....	116
Figura 53: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos agrícolas y ganaderos. Elaboración propia a partir de datos de [23].....	117
Figura 54: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos sólidos urbanos. Elaboración propia a partir de datos de [23].....	117
Figura 55: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos industriales. Elaboración propia a partir de datos de [23].....	117



Figura 56: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos agrícolas. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 118

Figura 57: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos forestales. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 118

Figura 58: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos agrícolas. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 119

Figura 59: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con licores negros procedentes de la industria papelera. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 119

Figura 60: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos herbáceos procedentes de actividades agrícolas o de jardinería. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 119

Figura 61: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos leñosos procedentes de actividades agrícolas o de jardinería. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 120

Figura 62: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos forestales. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 120

Figura 63: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos de la industria agroforestal agrícola. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 121

Figura 64: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos de la industria forestal. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 121

Figura 65: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biomasa. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 121

Figura 66: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo a.1.3 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 122

Figura 67: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.1 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 123

Figura 68: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.2 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 123

Figura 69: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.3 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 124

Figura 70: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.7.1 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 124

Figura 71: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.7.2 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 125



Figura 72: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.8.1 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 125

Figura 73: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.8.2 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23] ..... 126

Figura 74: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del conjunto de instalaciones del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]..... 126

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla1: Incremento en inversión en renovables por zonas geográficas del 2004 al 2010 [5] .....21

Tabla 2: % sobre el total de toneladas equivalentes de petróleo procedentes de biomasa para algunos países de la UE (los de mayor consumo, las grandes potencias y España) [6] .....22

Tabla 3: balance en caja de los diferentes sectores económicos en España. Elaboración propia a partir de [8][9].....23

Tabla 4: Dependencia energética del exterior de algunos países europeos en 2010 [10].....23

Tabla 5: Potencia eléctrica instalada, inversión y coste medios entre 2002-2010 en España para los cuatro grupos más importantes de energías renovables [14] .....26

Tabla 6: Potencia instalada, prima equivalente y promedio de prima por unidad de potencia instalada hasta 2011. Elaboración propia a partir de [23].....32

Tabla 7: Factor de volumen en función del apilado de la biomasa [27]. .....39

Tabla 8: Algunos estándares de calidad de aceites industriales [27] .....41

Tabla 9: Algunos estándares de calidad del biodiésel[27] .....41

Tabla 10: Algunos estándares de calidad del etanol [27] .....42

Tabla 11: Características técnicas de motores de combustión para producción eléctrica. Elaboración propia a partir de [37] [27]. .....45

Tabla 12: tabla de referencia para el dimensionado de una instalación de cogeneración para un hospital, un edificio de viviendas o un hotel [27].....47

Tabla 13: Temperatura y tiempo de retención asociadas a la acción de los tres tipos de bacterias presentes durante la digestión anaerobia [34].....53

Tabla 14: estimación del biogás obtenible a partir de excreciones ganaderas de diferentes tipos en función de la materia seca y materia húmeda. Elaboración propia a partir de [39]. .....54

Tabla 15: Equivalencia de la explotación porcina de 1.000 toneladas de estiércol anuales. Elaboración propia a partir de [40] [41]. .....55

Tabla 16: Comparativa entre tecnologías que emplean biogás para producción eléctrica. Elaboración propia a partir de [43]. .....56

Tabla 17: Estimación de inversión inicial para una explotación de estiércol con cosustrato agrícola [34] .....57

Tabla 18: Balance entre costes y beneficios estimados y período de retorno de la inversión para el ejemplo de la explotación de la tabla 14 [34]. .....58

Tabla 19: Temperaturas y constituyentes de alquitranes durante la gasificación [45]. .....60

Tabla 20: Poder calorífico superior, composición y uso en función del agente oxidante en la gasificación de la biomasa [46]. .....61

Tabla 21: Posición y cantidad de producción mundial de Biodiésel y Etanol por países en 2010 [48] .....68

Tabla 22: Resumen con los biocarburantes más conocidos, materia prima para su elaboración, la tecnología empleada para su obtención y la aplicación más común[28].....70

Tabla 23: Algunas propiedades del aceite de girasol y colza en su estado inicial y tras la transesterificación para emplearse en motores diesel comparadas con el gasóleo (combustible fósil empleado tradicionalmente en motores diesel) [49] .....72

Tabla 24: Algunas propiedades del etanol anhidro, hidratado y ETBE frente a la gasolina [54] .....75



<i>Tabla 25: Características fundamentales del Hidrógeno frente a la gasolina, el propano y el metano.[2]</i> .....	78
<i>Tabla 26: Algunas propiedades de dimetil-éter [57]</i> .....	79
<i>Tabla 27: Generación de residuos sólidos urbanos en la UE de los 27, % tratado y tratamiento empleado en 2008. Eurostat[10]</i> .....	81
<i>Tabla 28: Plantas de incineración en Europa en 2007. [64]</i> .....	85
<i>Tabla 29: Residuos incinerados por número de habitante en la Unión Europea. [64]</i> .....	86
<i>Tabla 30: Plantas incineradoras en España en 2010, cantidad tratada, potencia instalada y tipo de horno [62]</i> .....	86
<i>Tabla 31: Comparativa entre valores límite de emisiones y los reales producidos durante la incineración [60]</i> .....	89
<i>Tabla 32: Potencial biomásico agrícola y forestal y objetivos del PER 2011-2012 para las mismas materias primas [73]</i> ..94	
<i>Tabla 33: Balance económico entre primas plantas que emplean biomasa agrícola y forestal para producción eléctrica y beneficios generados por las mismas (sólo plantas en funcionamiento asociadas a APPA) [12]</i> .....	94
<i>Tabla 34: Balance económico entre primas plantas que emplean biomasa agrícola y forestal para producción eléctrica y beneficios generados por las mismas (plantas en funcionamiento y en tramitación en el momento del estudio asociadas a APPA) [12]</i> .....	95
<i>Tabla 35: Evolución de superficie incendiada por conatos, incendios, grandes incendios y tipos de terreno afectado de 2002 a 2012 (hasta 5 de agosto).[67]</i> .....	99
<i>Tabla 36: Clasificación de los impactos de los incendios [36]</i> .....	101
<i>Tabla 37: Partida presupuestaria asignada a la prevención y extinción de incendios[67]</i> .....	106
<i>Tabla 38: Distribución de la propiedad forestal en España [78]</i> .....	107



## 1 Resumen

La actual situación de crisis mundial unido al aumento de precio de los combustibles tradicionales y los efectos sobre el clima que estos suponen, crean la necesidad en la sociedad moderna de encontrar nuevas fuentes de abastecimiento energético.

En este proyecto se pretende dar a conocer las tecnologías actuales para la producción eléctrica mediante el empleo de la biomasa en sus diferentes formas, sin olvidar algunas otras aplicaciones como la generación térmica y la automoción, pues la exigencia implica no una solución única sino muchas actuando sinérgicamente con un objetivo común, hacer que nuestro país no sea dependiente energéticamente del exterior y fomentar así la economía nacional y el desarrollo tecnológico.

La biomasa para producción eléctrica no puede ser la única alternativa en energías renovables, todas deben desarrollarse con el fin de diversificar el sistema eléctrico sustituyendo el consumo de combustibles de origen fósil y nuclear. La importancia de la biomasa es crucial por tratarse de la única fuente limpia con disponibilidad constante, pues el resto de tecnologías renovables dependen de las condiciones que se dan en cada momento. La biomasa por lo tanto puede actuar tal y como lo hacen los combustibles tradicionales.

En la introducción se analizan algunos aspectos globales de potencial biomásico del planeta y se dan los argumentos que la convierten en renovable. Seguidamente se analiza la situación del conjunto de alternativas renovables en España y se justifica económicamente la importancia de la biomasa para producción eléctrica, explicando el déficit de tarifa eléctrica que arrastra nuestra economía, la importancia en el PIB del sector de las renovables y de la biomasa, alcance del PER y origen y fundamento sobre el que se ha venido desarrollando el sector renovable en Europa, el Protocolo de Kioto, analizando la particular situación de España.

Posteriormente se analizan las diferentes formas en las que se puede encontrar biomasa, para posteriormente enumerar los usos técnicos que se puede hacer a partir de ella, centrándose en las diferentes alternativas para la generación eléctrica a partir del estado de agregación, pero sin olvidar otros usos técnicos por la importancia que se espera tenga en el futuro. El desarrollo de un uso concreto, como la producción de biocombustibles para la automoción, implicaría un desarrollo paralelo de biocombustibles para producción eléctrica gracias a la maduración de los procesos de obtención.

En los capítulos posteriores, se analizan algunas de las alternativas más conocidas y desarrolladas de pretratamiento de la biomasa para su posterior empleo en la producción eléctrica, como la generación de biogás, la gasificación para obtener gas de síntesis, la pirólisis, con aportes de detalles técnicos de cada una, y los biocombustibles. Todos estos productos son susceptibles de poder emplearse para producción eléctrica.

Seguidamente se dedica un capítulo al tratamiento de RSU (residuos Sólidos Urbanos) por el gran volumen y potencial contaminación que suponen. Son un mal necesario y su valoración energética se hace del mismo modo necesaria.

Se prosigue con un análisis de la distorsión sobre el coste real de los combustibles tradicionales frente al de la biomasa, explicando qué elementos deben internalizarse para tener una comparativa más objetiva. Entre estas externalidades se dedica un capítulo especial al empleo de biomasa forestal para prevención de incendios, pues España se encuentra en una situación de riesgo muy importante con unos elevadísimos costes sociales, medioambientales y económicos, que precisan de una nueva orientación del problema, enfocándose más a la prevención que a la extinción. Otras externalidades que supone el empleo de la biomasa son también mencionadas, y entre ellas la generación de empleo, que es un aspecto fundamental para el desarrollo económico de nuestro país y en el que la biomasa tiene un peso muy importante en comparación con otras fuentes de origen renovable.



En los últimos capítulos se analiza la potencia instalada mediante biomasa para producción eléctrica en España, su evolución en los últimos años, las instalaciones en proceso de inscripción definitiva, así como las normativas más importantes a nivel nacional y europeo.

## 2 Objetivos

El objetivo fundamental de este proyecto es el de proporcionar una visión global de una de las formas de energía renovable y limpia con más futuro en el mix energético de las próximas décadas, el aprovechamiento biomásico para producción eléctrica. La gran dificultad en el desarrollo de este proyecto ha sido la síntesis, dado que se trata de un asunto muy amplio, diverso y que abarca tantos ámbitos y formas, que incluir comentarios, análisis y argumentos que no excluyan ningún aspecto, ha resultado una tarea hercúlea.

Se tratan las diferentes tecnologías en uso en la actualidad para producción eléctrica, sin abandonar nunca otras formas de aprovechamiento energético, como son la generación de calor, con o sin generación simultánea de electricidad, o el uso de derivados biomásicos como combustibles para la automoción. No se excluyen estas formas de empleo de la biomasa del uso primordial en el que centra fundamentalmente este proyecto, ya que el concepto “biomasa” es tan amplio y extenso en formas de encontrarla y en métodos de aprovecharla que no resultaría completo su análisis con fin eléctrico si no se sitúa en un contexto más amplio. Dicho de otra manera, las diferentes formas de aprovechamiento energético de la biomasa tienen influencia directa entre sí y el desarrollo en un ámbito no puede separarse de su desarrollo en otro, tanto por emplear las mismas materias primas tanto como por precisar de las mismas tecnologías. Por tanto las diferentes vías de aprovechamiento energético deben desarrollarse sinérgicamente con un objetivo común, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles tradicionales (objetivo raíz común de otros tantos que son consecuencia de éste)

El empleo de la biomasa para producción eléctrica es una desconocida para el ciudadano de a pie, mientras que el empleo de gas, carbón o petróleo está ya asumido por la sociedad como algo necesario, pese a suponer la biomasa la más antigua de las formas de aprovechamiento energético del ser humano, en su forma de producción calorífica. Son también muy conocidas por la sociedad otras formas de energía limpia y renovable como son la eólica, la fotovoltaica o la termoeléctrica, pero no la biomasa pese a ser más abundante, gozar de completa disponibilidad (a diferencia de las anteriores que requieren de condiciones especiales) y conllevar una gran cantidad de externalidades beneficiosas para nosotros más allá de las propias del uso de fuentes renovables y limpias, como son la reducción de emisiones, y que se explican con detalle en el desarrollo del proyecto (riqueza local y desarrollo de las poblaciones rurales, generación de empleo y de riqueza de forma muy diversificada, etc).

Es importante además hacer hincapié en la necesidad de disponer en el mix de generación eléctrica una forma de obtención que no dependa de las condiciones climáticas del momento y por tanto pueda cubrir la demanda de base del sistema, tal y como lo hacen las centrales nucleares o las que emplean combustibles tradicionales. Las diferentes tecnologías limpias como la fotovoltaica, la termoeléctrica, la eólica, la maremotriz, la de las mareas, etc, dependen de condiciones variables como son el sol, el viento, y que no son predecibles y por lo tanto no pueden asegurar la cobertura de toda la demanda, es decir, no existe seguridad de disponibilidad. La biomasa es la **única** energía renovable y limpia con absoluta disponibilidad y por tanto puede hacer frente a esta situación, por lo que se sitúa como elemento clave en el cambio de modelo energético y en la progresión hacia el fin del uso de combustibles fósiles.

La consulta de este proyecto, llevará a entender a la biomasa con fin eléctrico como el cimiento sobre el que sustente el nuevo modelo energético mundial con las fuentes de origen limpio y renovable, en



todas sus formas. Comprenderá la amplitud en formas y usos que supone la biomasa, en sus diferentes usos en general y en el empleo para la generación eléctrica en particular. Conocerá además los motivos por los que este cambio es imperativo, las razones históricas que han llevado a la actual fase de desarrollo y será capaz de comprender cuáles son todos los beneficios que su desarrollo supondría, sin ceñirse exclusivamente a un beneficio medioambiental, pues son muchos los beneficios y muchos los sectores y ámbitos influidos.

Los datos técnicos y económicos aportados servirán también de argumento para sustentar la errónea idea de que el empleo de biomasa con fin eléctrico es caro, pues el simplismo que supone reducir la rentabilidad de este tipo de tecnología a un dígito dado por precio por unidad de energía vendida frente a coste de producción por unidad de energía, es una visión muy focalizada, interesada (por parte de los productores tradicionales), sin amplitud y que deja de lado la mayoría de bondades de estas técnicas (que tienen una implicación económica difícil de evaluar pero de gran importancia y que no suelen tenerse en cuenta y suponen un efecto negativo en su desarrollo).

### 3 Introducción

El sol ofrece anualmente una energía en forma de radiación sobre la superficie terrestre que es unas 11.000 veces superior a la demanda de energía primaria actual de la humanidad. La biomasa acumula la energía procedente del sol que ha sido absorbida por las plantas. Los vegetales producen energía biológica a través de la fotosíntesis con un rendimiento instantáneo del 15 % y se almacena en sus distintas partes: hojas, tallos y raíces. El rendimiento global de la transformación fotosintética (considerando día y noche y la totalidad de la superficie terrestre) es mucho más bajo: del orden del 0,05 %.

La biomasa es una energía renovable que puede convertirse en un combustible gaseoso, líquido o sólido a través de las tecnologías de conversión conocidas. De acuerdo con esto, este portador de energía renovable universal puede usarse en un extenso campo de aplicaciones en el sector de energía. Hoy en día es posible utilizar energía procedente de biomasa en un amplio rango de demandas energéticas de diversos tipos, desde plantas de generación de calor y electricidad a aplicaciones para tráfico y transporte.

Los datos más importantes relativos a la biomasa son su cantidad actualmente presente en el planeta Tierra (800 Gtep) como energía acumulada y la producción anual continua de 75 Gtep/año.

***¡La producción global anual de biomasa es aproximadamente 9 veces el consumo actual de energía del mundo!***

A la gran variedad de usos posibles de la biomasa como fuente de energía, se une la ventaja de almacenamiento y la posibilidad de integrar empresas agrícolas y forestales. El uso de la biomasa como energía renovable puede reducir la contaminación a nivel mundial y puede abrir la puerta a un futuro más sostenible.

La biomasa como fuente de energía renovable está siempre disponible y puede utilizarse para un aporte de energía discontinuo. Normalmente, después de tratar la biomasa, se transforma en una de estas tres formas de energía: Electricidad, Calor y Combustible.

En cualquier caso, la transformación en **electricidad** es la alternativa estrella, ya que normalmente el calor, salvo en pequeñas y medianas instalaciones para aporte de ACS y calefacción (y frío), se produce como segundo producto cogenerándose simultáneamente con la generación eléctrica, aumentando la eficiencia total de la planta de producción y por tanto reduciendo los costes. La transformación en combustibles es siempre susceptible también de emplearse posteriormente para producción de electricidad (normalmente cogenerando calor simultáneamente). Por tanto puede afirmarse que sea cual sea la forma final en que se transforme la biomasa, el resultado final tiene un elemento común, que es la producción eléctrica (cogenerando calor)





Estas energías de origen renovable compiten con las de origen fósil en un gran número de aplicaciones. Cuando se utiliza la energía almacenada en la biomasa se emiten gases de efecto invernadero, en particular dióxido de carbono. Evidentemente la cantidad de CO<sub>2</sub> que se produce es inferior a la que se consumió cuando se produjo la biomasa en la fotosíntesis, como consecuencia de que la raíz suele quedarse en el suelo y acumula una parte del carbono producido por la planta. Así pues el empleo de biomasa como combustible da lugar a un pequeño ahorro de CO<sub>2</sub>. Por otro lado, si no se produjera la combustión (directa o indirecta) de la biomasa la descomposición natural daría lugar a la misma cantidad de CO<sub>2</sub> mientras que si se emplea en el sistema energético disminuye el uso de otro combustible fósil y evita la producción de CO<sub>2</sub>.

La energía es fundamental para la supervivencia a largo plazo de nuestra civilización moderna. Por término medio, cada uno de los 6000 millones de personas que habitan el planeta Tierra consume cada año una cantidad de energía equivalente a dos toneladas de carbono. Pero, por supuesto, hay una gran diferencia entre países industrializados y países en vías de desarrollo: por ejemplo un europeo consume más de 6 toneladas de carbono, 40 veces más que un ser humano en Bangladesh.

Cerca del 90% de la energía primaria que consumimos los seres humanos es de origen fósil o nuclear. En el primer caso se producen grandes cantidades de dióxido de carbono (24 mil millones de toneladas anualmente) que van a parar a la atmósfera. Los expertos coinciden en que esta modificación de origen humano en la composición de la atmósfera nos lleva a cambios irreversibles en el clima. La satisfacción de la demanda de energía mundial no ha de estar necesariamente basada en los combustibles fósiles, tan perjudiciales para el cambio climático. También pueden utilizarse recursos energéticos que no incrementen las emisiones de CO<sub>2</sub>, como el uso directo de la energía solar, la energía eólica o el uso indirecto de radiación solar en forma de biomasa. Una combinación de estas fuentes de energía renovables puede satisfacer todas las formas de demanda de energía de nuestra vida moderna.

El aprovechamiento de la biomasa ha sido la manera más antigua de suministrar energía a la humanidad. Sin embargo, las formas más modernas de biomasa, como pellets de madera o astillas, gas de gasificación de madera, biogás y biocarburantes presentan potenciales interesantes para proporcionar soluciones innovadoras para satisfacer la demanda de energía actual. Estos combustibles naturales pueden utilizarse para generación de calor en el sector doméstico, los edificios públicos, en agricultura o industria. El biodiésel puede usarse en los motores diesel de automoción y para el uso de bioetanol sólo se necesitan modificaciones menores en los motores de gasolina, por lo que ya hoy la movilidad y problemas de transporte pueden ser resueltos totalmente utilizando una energía limpia y respetuosa con el medio ambiente que no perjudique nuestro clima.

El uso de la biomasa como fuente de energía renovable está experimentando un nuevo impulso en cuanto a tecnología y aceptación social. A los efectos medioambientales positivos de la biomasa se unen las ventajas sociales y económicas sobre todo por el hecho de que el cultivo, la recolección, el transporte y el tratamiento son intensivos en mano de obra de carácter local. Esta circunstancia es importante para el desarrollo sostenible en muchas áreas rurales de España, de la Unión Europea y del mundo.

La fotosíntesis es un mecanismo bioquímico que realizan las plantas y hace que la radiación solar incidente se convierta en otra fuente energética de alto valor sobre todo por el hecho de estar almacenada. Es bien sabido que la biomasa es la fuente primaria de alimentos y, en su utilización energética tiene gran relevancia pasada y actual y en el futuro debe jugar un papel preponderante para mejorar la seguridad del suministro energético de la Unión Europea. En particular, la biomasa se nos presenta como un elemento esencial de una política energética sostenible.

En nuestro planeta crecen unos 200 billones de toneladas de biomasa, con un contenido energético de aproximadamente 30.000 Exajulios, equivalente al contenido energético de todas las reservas de



combustibles fósiles de la tierra. Cada año se añade por fotosíntesis un incremento de unos 15 billones de toneladas de biomasa, con un potencial energético de 2.250 Exajulios.

Desgraciadamente este inmenso potencial no puede aprovecharse directamente para usos energéticos, ya que está ampliamente disperso en nuestro planeta y tiene otros usos, incluido el alimentario. Sólo una parte de este potencial está disponible para el uso de biomasa como fuente energía; lo que se llama el potencial técnico y se ha estimado en aproximadamente 150 Exajulios.

En general, los ingresos por venta de electricidad generada con biomasa difieren en cada país por el tipo de planta, capacidad y biomasa utilizada. Además, las ayudas a la inversión complementan el proyecto, junto con los créditos a bajo interés y los incentivos fiscales.

El mercado de la biomasa y la variedad de instrumentos de apoyo es a menudo difícil de abarcar en su conjunto. Además son frecuentes los cambios en la estructura política, por lo que los inversores necesitan analizar cuidadosamente las condiciones locales y esquemas de apoyo regionales, nacionales y europeos, para elaborar un mecanismo de financiación con los menores costes y una cantidad mínima de riesgos. Aquí, deben tenerse en cuenta aspectos administrativos tales como los procedimientos de obtención de permisos.

Concluyendo, la introducción con éxito en el mercado y la penetración creciente de la biomasa como fuente de energía siempre dependen de los diferentes mecanismos de apoyo, de naturaleza política, legal, administrativa y financiera. Normalmente, los países con una mayor contribución de la biomasa a la generación de energía, son los que tienen objetivos más ambiciosos a largo plazo para la biomasa en su política energética, y cuentan con más herramientas de apoyo para el desarrollo de proyectos de biomasa. Además también el desarrollo de tecnología, actividades de la investigación y desarrollo, así como los elementos educativos, juegan un papel importante en el sector de la biomasa en estos países. La industria de la biomasa en Finlandia, como uno de los líderes mundiales del mercado en los sistemas de biomasa de la madera, es un ejemplo excelente de apoyo fuerte al sector por parte del gobierno finlandés y del éxito obtenido.

### **3.1 El papel del CO<sub>2</sub> en el cambio climático**

Por término medio, cada ser humano de los 6.000 millones que pueblan el planeta, consume cada año una cantidad equivalente a dos toneladas de carbono. Evidentemente existe una gran diferencia entre los países en vías de desarrollo y los industrializados (un europeo consume unas 40 veces más que una persona en Bagladesh)

Aproximadamente el 90% de la energía primaria consumida en nuestro planeta es de origen fósil o nuclear. El origen fósil produce unas 24.000 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> que van a parar a la atmósfera y que llevan a cambios irreversibles en el clima. Las centrales eléctricas y vehículos de nuestro planeta queman una cantidad de biomasa fósil que tardó en crecer 500.000 años y son responsables del 80% de todas las emisiones de CO<sub>2</sub> que se dan a la atmósfera, fundamentalmente por la combustión de petróleo, gas natural y carbón.

La cantidad de CO<sub>2</sub> que se encuentra en la atmósfera de forma natural es baja. La actividad del ser humano está causando un aumento significativo de concentración de anhídrido carbónico (se ha pasado 275 ppm de CO<sub>2</sub> en el 1760 a las 360 ppm en el año 2000) en los últimos 100 años, se estima que la proporción de CO<sub>2</sub> en la atmósfera ha aumentado un 27%. Este aumento de dióxido de carbono junto con otros gases como consecuencia de la combustión de combustibles fósiles, ha provocado el efecto invernadero y sus repercusiones sobre el clima terrestre.

### **3.2 Efecto invernadero**

Se trata de un proceso de selectividad transmisiva-absorbente entre los elementos que componen la atmósfera y la radiación solar (onda corta) y la terrestre (onda larga o infrarroja). La atmósfera tiene una transmitancia dada por la longitud de onda de la radiación solar, que está entre 0,2-0,3  $\mu\text{m}$ , y que



es función de la concentración de CO<sub>2</sub> y otros gases, y otra transmitancia también variable en las longitudes de onda larga de la radiación terrestre. Además del CO<sub>2</sub>, los gases que hacen variar dichas transmitancias son el Ozono (O<sub>3</sub>), vapor de agua, metano (CH<sub>4</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O). La cantidad de estos gases en la atmósfera debido a las actividades humanas se reparten de la siguiente forma: 50% por uso de combustibles fósiles, 20% por uso de productos químicos, 15% por destrucción de bosques y 15% por actividades agrícolas y mineras.

La constante solar (valor de la radiación solar que llega al exterior del planeta) es de 1.367 W/m<sup>2</sup>. De ésta, parte se absorbe en la atmósfera y parte llega a la superficie. Como promedio, a la superficie terrestre llegan unos 200 W/m<sup>2</sup>, de los cuales el 80% se absorbe y el 20% se refleja. El equilibrio a largo plazo exigiría que ese 80% absorbido (160 W/m<sup>2</sup>) se emitiese en forma de radiación al exterior en forma de radiación electromagnética de onda larga, pero este equilibrio no es exacto ni uniforme por lo que se producen variaciones en la temperatura del planeta que se ha estimado que desde comienzos del siglo XIX ha aumentado 0,5 °C y los pronósticos para el próximo siglo son de un aumento de entre 1,4 y 5,6 °C. Una elevación de esta magnitud significaría la fusión de mucha cantidad de hielo y como consecuencia una subida del nivel del mar de entre 11 y 88 cm. Si tenemos en cuenta que aproximadamente el 50% de la población mundial vive en zonas costeras, podemos hacernos una idea de la catástrofe que esto supondría. Algunas consecuencias del cambio climático pueden ya apreciarse: plantas en Europa que florecen 11 días más de lo que lo hacían hace 35 años, descenso del hielo en el círculo polar ártico de entre un 10-15%, fenómenos meteorológicos como los huracanes que han aumentado su presencia unas 10 veces en los últimos 60 años, etc.

### 3.3 El ciclo del carbono

El carbono es nuestro planeta sigue un ciclo. El carbono se encuentra presente en las plantas gracias a la fotosíntesis, estas plantas sirven de alimento a los animales y gracias a ellas los animales fabrican sus tejidos corporales a partir de cadenas de carbono. Cuando la biomasa animal o vegetal se pudre, el carbono se libera de nuevo a la atmósfera cerrando el ciclo. Este ciclo se produce de manera continua en nuestro planeta a razón de 575.000 millones de toneladas.

Cuando la biomasa se quema, el CO<sub>2</sub> se libera, pero esta cantidad de CO<sub>2</sub> no afecta al clima ya que procede del carbono almacenado en las plantas a través de la fotosíntesis que ha empleado algo más de cantidad de CO<sub>2</sub> para llevarse a cabo. Es decir que una vez quemada la biomasa, el balance de CO<sub>2</sub> es negativo (la planta en vida ha consumido algo más de CO<sub>2</sub> del que expulsa al quemarse). Para crear 1m<sup>3</sup> de madera, el árbol precisa de 1 tonelada de CO<sub>2</sub>, almacenando 273 kg como carbono en la madera y 727 kg restantes los devuelve a la atmósfera como oxígeno.

Cuando el árbol muere, el proceso de descomposición libera la misma cantidad de CO<sub>2</sub> que si se hubiese combustionado, por lo que a la descomposición también se le suele denominar “combustión fría”. También en ambos casos se libera la misma cantidad de energía, que a su vez coincide con la energía que ha acumulado en vida el árbol a través de la fotosíntesis. La ventaja de la combustión (oxidación rápida) es que libera un calor útil evitando así el uso de combustibles fósiles y su correspondiente emisión de CO<sub>2</sub> adicional. Esta idea es importante tenerla en cuenta, ya que un árbol emite la misma cantidad de CO<sub>2</sub> al pudrirse en el monte que al combustionar en una caldera, por lo que el balance de emisiones es nulo. Si bien se realiza en tiempos muy diferentes en cada caso, a efectos de variaciones climáticas, esta diferencia no es relevante.

### 3.4 La biomasa como almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Los bosques y espacios verdes son almacenes de CO<sub>2</sub> que pueden retener durante décadas el anhídrido carbónico que toman de la atmósfera. Existen fundamentalmente tres mecanismos de almacenamiento:

**Crecimiento:** la biomasa de nueva plantación es un almacén de carbono especialmente activo, puesto que tiene un crecimiento rápido. En Europa la cantidad de CO<sub>2</sub> almacenado aumenta constantemente.



En los bosques europeos crecen cada año alrededor de 790 millones de m<sup>3</sup> de madera nueva, aunque unos 420 millones de m<sup>3</sup> se retiran de los bosques por talas. La superficie forestal en Europa ha crecido 9 millones de hectáreas en los últimos 10 años y se encarga de eliminar de la atmósfera cada año unos 140 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, contribuyendo por tanto de forma notable a la protección del clima.

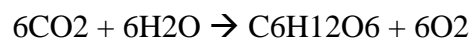
Recursos energéticos eficientes: algunos productos sintéticos procedentes de procesos petroquímicos pueden ser sustituidos por materiales biomásicos como la madera, fibras y aceites vegetales. Se requiere mucha menos energía para su extracción, procesado y eliminación, lo que supone un ahorro de emisiones de contaminantes y de CO<sub>2</sub>. Al final de la vida del producto, los materiales orgánicos pueden reutilizarse para la producción de energía, con lo que el ahorro es doble, pues se trata de dos ciclos de vida.

La utilización a largo plazo: la madera empleada más allá de la vida del árbol para construir materiales, mobiliario u otro tipo de bien de larga vida, ha almacenado una gran cantidad de CO<sub>2</sub> que permanecerá con él la vida entera del producto.

### 3.5 La fotosíntesis

Es un proceso fisicoquímico por el que las plantas producen biomasa a partir del CO<sub>2</sub> presente en la atmósfera, el agua, minerales y otros materiales. Es la base de la vida en nuestro planeta y emplea como energía para su proceso la radiación solar (vida autotrófica). Es además en gran medida responsable de la descarga de oxígeno que los seres heterotróficos (los que no son capaces de generar su propia energía de la radiación solar) necesitan para respirar.

El pigmento de las hojas verdes, la clorofila, es el elemento fundamental que tienen las plantas para generar energía. Mediante la clorofila, el CO<sub>2</sub>, agua, nutrientes minerales tomados de la tierra a través de las raíces y la radiación solar, la planta es capaz de transformarlos en biomasa como azúcares y almidón. La reacción para la formación de azúcares tiene la siguiente forma.



Los hidratos de carbono son las cadenas que la fotosíntesis produce y éstas pueden ser muy variables dependiendo del tipo de planta. Algunas especies de plantas de crecimiento rápido cuando son jóvenes, pueden alcanzar una eficiencia en la conversión de la luz de hasta un 2%.

Las plantas y su fotosíntesis son las únicas proveedoras del oxígeno que necesitamos para vivir. La cantidad de oxígeno presente en la atmósfera es del 21% y las plantas se encargan cada año de proporcionar unas 10<sup>11</sup> toneladas de oxígeno nuevo. Cada año 2x10<sup>11</sup> toneladas de CO<sub>2</sub> se almacenan como biomasa en las plantas.

Para hacerse una idea del beneficio de las plantas, se puede cuantificar de forma aproximada el beneficio que un árbol de 25 metros, con un diámetro de corona de unos 15 metros y 800.000 hojas, que multiplican su superficie activa por un factor 10 hasta tener unos 1.600 m<sup>2</sup> de superficie de hoja. En un día claro de verano, los estomas (poros de las hojas) toman 9,4 m<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> del aire, que el árbol procesa gracias al agua, los nutrientes de la tierra y la radiación solar y los transforma en 12 kg de azúcares y almidones (hidratos de carbono) además de liberar 9,4 m<sup>3</sup> de O<sub>2</sub>, cantidad suficiente para abastecer a 11 personas. Al mismo tiempo la cantidad de CO<sub>2</sub> absorbido es equivalente a las emisiones diarias de dos hogares y medio.

## 4 La situación actual de las energías renovables

En el Real Decreto de enero del 2012, se suspenden todos los procedimientos de preasignación y retribución y se suprimen los incentivos económicos para las nuevas instalaciones en régimen especial. Resulta además relevante que esto se haga con la justificación de que el déficit de tarifa en

nuestro país tiene como principal responsable al sector de las energías renovables, cuando en el propio Plan de energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2012) se concluye que los beneficios de estas energías superan en más de 4.300 millones de euros a los costes, primas incluidas [1]. En el 2011 el 70% de la nueva potencia instalada en la UE ha sido renovable [2], con lo que la tendencia energética sigue siendo clara, y España puede perder una oportunidad de seguir siendo actor principal.

En un comunicado reciente de la Comisión Europea, ésta ha hecho hincapié en la importancia de cumplir los objetivos de renovables para el 2020 (20% en el consumo final bruto en la UE en 2020, Directiva de energías renovables 2009/28/CE). Además se deja claro también que la Comisión que tomará las medidas oportunas, procedimientos de infracción inclusive, en caso de que algún estado miembro no cumpla sus propios PANER y los objetivos de crecimiento en las renovables (como será el caso de España)

Según un estudio de Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), En el año 2011 las renovables superaron los 204.000 millones de euros de inversión, a pesar de la crisis financiera mundial, lo que supone un aumento del 17% con respecto al 2010 (además no se contabilizan las grandes centrales hidroeléctricas). Esta cifra representa seis veces lo invertido en 2004 y más del 94% de las inversiones en 2007[3] [4].

Europa se sitúa a la cabeza en inversión con 80.000 millones de euros. Por países China es líder con 41.000 millones de euros (excluyen también las grandes centrales hidroeléctricas), seguido por Estados Unidos con 40.000 millones. Entre las economías emergentes destaca la India con 10.000 millones y Brasil con 5.000 millones, lo que supone un aumento respecto al año anterior dl 62% y 8% respectivamente [3].

La siguiente gráfica muestra la evolución mundial de la inversión en energías renovables:

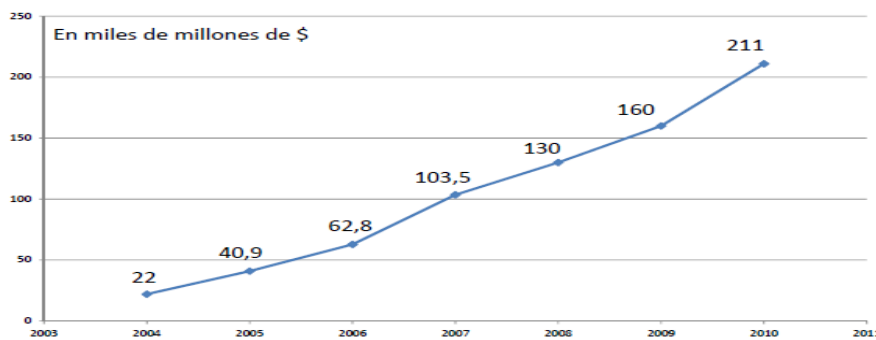


Figura 1: Evolución mundial de la inversión en energías renovables [3]

Por primera vez, en 2010, la nueva inversión en ER en los países en vías de desarrollo superó a la de los países desarrollados.

Algunos ejemplos de incremento de inversión en renovables en 2004 (año que se puede tomar como referencia de comienzo de políticas energéticas relacionadas con el fomento de las renovables) y el año 2010:

Zona geográfica	Inversión en 2004 (miles de millones de dólares)	Inversión en 2010 (miles de millones de dólares)	Aumento (%)
Asia & Oceanía	5,6	59,3	959%
Europa	9	35,2	291%
América del Norte	3,8	30,1	692%
América del Sur	0,5	13,1	2520%
Oriente Medio y África	0,3	5	1567%

Tabla1: Incremento en inversión en renovables por zonas geográficas del 2004 al 2010 [5]

Dentro de las energías renovables y centrando los datos en la Unión Europea y diferenciando en tres tipos de **biomasa** fundamentales, el incremento en el empleo desde el año 2003 al 2010 ha sido[6]:

- Biomasa sólida, entre 2003 y 2010, la producción ha crecido en la UE el 52,6%:
- Biogás, entre 2003 y 2010, la producción ha crecido en la UE el 179,8%.
- FORSU, entre 2004 y 2010, ha crecido en la UE un 54,47%.

El siguiente cuadro muestra una comparativa entre algunos de los países con mayor consumo de biomasa (sin considerar biocarburantes), algunas grandes potencias económicas europeas y España:

País	España	Francia	Polonia	Alemania	Austria	Dinamarca	Suecia	Finlandia	Holanda	Italia	Reino Unido
% Tep consumidas procedentes de la biomasa	<b>3,95%</b>	4,65%	5,67%	5,97%	14,24%	14,88%	18,77%	21,03%	2,96%	2,99%	2,13%

Tabla 2: % sobre el total de toneladas equivalentes de petróleo procedentes de biomasa para algunos países de la UE (los de mayor consumo, las grandes potencias y España) [6]

## 5 Entorno económico de España e influencia del sector energético

Para hacerse una idea de la evolución de déficit en las últimas dos décadas (hasta el 2010), comparativamente en España y la Europa de los 14 (aquellos miembros que lo son desde antes del 91), puede observarse el gráfico que sigue:

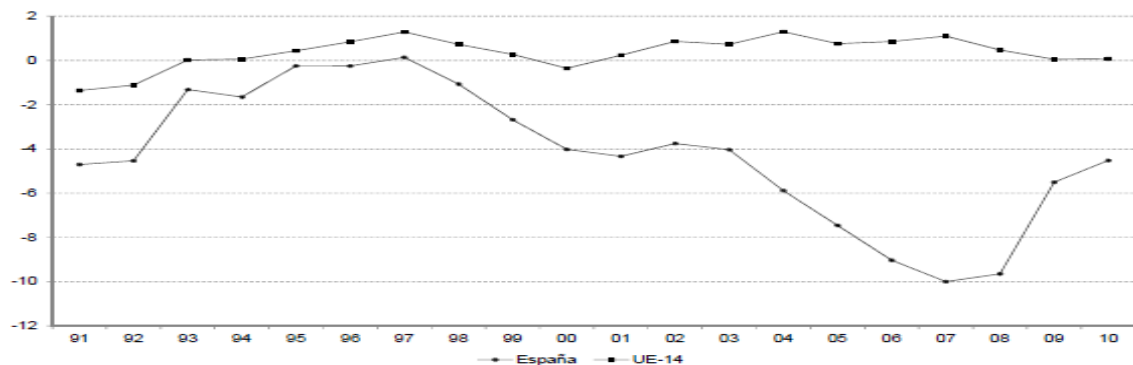


Figura 2: Evolución del déficit de España y la UE de los 14[2][7]

A las líneas del gráfico se le puede denominar “Saldo en la cuenta corriente” y como puede apreciarse, el déficit (saldo en la cuenta corriente) en la Europa de los 14 se ha mantenido con en una tendencia plana en las últimas dos décadas, con superávit la mayor parte del tiempo. Por el contrario en España el déficit, además de ser muy variable en el mismo período de tiempo, se encuentra siempre en el lado negativo, llegando a ser 10 veces mayor lo que “sale de caja” de lo que “entra en caja” en el año 2007, con una tendencia ascendente hasta el 2010, pero todavía muy negativa. Si se analiza el saldo anterior en España por sectores:



Sector Económico	2011 ene-sep						2011	2010	2011-2010
	Exportaciones			Importaciones			Saldo	Saldo	Difer
	mill. Euros	% (1)	tva (2)	mill. Euros	% (1)	tva (2)	mill. Euros	mill.	mill.
Alimentos	22.064	13,9	8,9	19.972	10,3	11,6	2.092	3.144	-1.052
<b>Productos energéticos</b>	<b>10.224</b>	<b>6,5</b>	<b>50</b>	<b>41.372</b>	<b>21,4</b>	<b>28,6</b>	<b>-31.148</b>	<b>-34.441</b>	<b>3.293</b>
Materias primas	41.870	26,5	10,4	43.425	22,4	6,8	-1.555	-3.539	1.984
Semimanufactura	4.348	2,7	31,3	8.422	4,3	25,7	-4.074	-4,76	0,686
Bienes de equipo	31.455	19,9	15,1	34.401	17,8	-0,8	-2.946	-10.473	7.527
Sector automóvil	25.597	16,2	17,4	19.802	10,2	7	5.795	5.819	-0,024
Bienes de cons.	2.577	1,6	0,8	4.784	2,5	18,8	-2.207	-4.404	2.197
Manuf. de consumo	12.954	8,2	9,4	20.114	10,4	5,3	-7.16	-9.767	2.607
Otras mercancías	7.133	4,5	55,8	1.413	0,7	96,7	5.72	5.146	0.574
<b>Total Sectores</b>	<b>158.222</b>	<b>100</b>	<b>16</b>	<b>193.705</b>	<b>100</b>	<b>9,9</b>	<b>-35.483</b>	<b>-53.276</b>	<b>17.793</b>

Notas:

(1) porcentaje sobre el total.

(2) tasa de variación anual respecto del mismo periodo de 2010.

Tabla 3: balance en caja de los diferentes sectores económicos en España. Elaboración propia a partir de [8][9].

Como puede apreciarse en la tabla anterior, en la contribución al saldo negativo de España en el año 2011 (datos hasta septiembre), el sector de los “productos Energéticos” es claramente el sector que inclina la balanza al lado negativo, ya que supone el 87% del saldo negativo. La explicación es que existe una relación 4 a 1 en euros entre lo importado y lo exportado, siendo el sector energético el que más dinero mueve con considerable diferencia respecto a los demás sectores económicos del país. Cabe hacer notar también, que la dependencia energética es decreciente en nuestro país en términos puramente energéticos, pero el coste asociado es creciente. Esto es debido a la continua subida del precio del crudo.

La dependencia energética en el año 2010 en la UE de los 27 fue del 53,9 %. Los países con mayor dependencia se presentan en la siguiente tabla:

País	UE-27	Malta	Luxemburgo	Chipre	Irlanda	Italia	Portugal	España	Bélgica	Grecia
Dependencia exterior	53,9%	100%	97,6%	97,3%	88%	82,9%	80,9%	<b>79,4%</b>	74,2%	67,8%

Tabla 4: Dependencia energética del exterior de algunos países europeos en 2010 [10]

La dependencia energética de Malta, Luxemburgo y Chipre puede verse que es prácticamente total. Estos países son un tanto particulares por su tamaño. Siguiendo el orden en la lista, puede verse cómo los primeros países de mayor tamaño con fuerte dependencia de la importación energética, son precisamente los países que están sufriendo mayores problemas económicos durante la crisis. Por lo tanto, se puede afirmar que sí existe una cierta correlación entre la situación económica actual de cada país y su dependencia energética del exterior.

*Los puntos anteriores dan una perspectiva bastante contundente de la necesidad de disminuir las importaciones energéticas de España como punto fundamental para reactivar la economía y salir de la crisis actual.*

## 5.1 Evolución de las Energías Renovables en España

En el 2010 la contribución de las energías renovables en el PIB de España se incrementó un 8,2% [11] respecto al año anterior (representando un 0,94% del PIB total), pero curiosamente el nivel de empleo descendió en el sector ese mismo año (unos 5.000 empleos) En el período 2008-2010 se destruyeron casi 20.000 empleos en el sector. Esta situación se debe a la reducción de niveles de actividad de todo el sector incluidos el de la biomasa y los biocarburantes, por lo que la subida en la contribución al PIB es consecuencia de un aumento en los ingresos de los productores de energía y los comercializadores de bioarburantes [12]. La pérdida de empleos es consecuencia de una incertidumbre en el marco retributivo para algunas tecnologías para el 2013, que han imposibilitado desde entonces (2008), que los promotores desarrollasen sus nuevas inversiones.

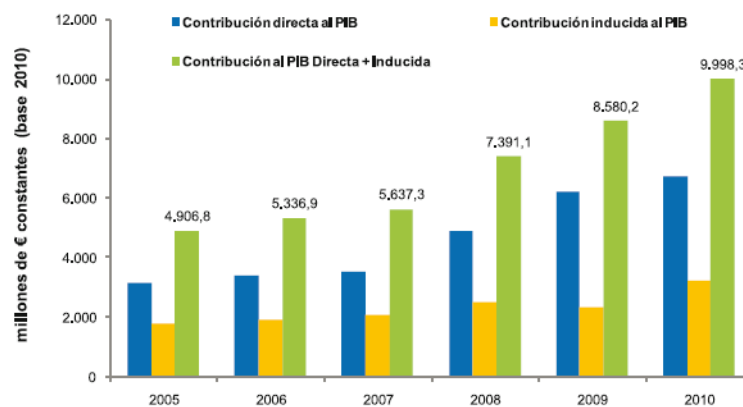


Figura 3: Evolución del empleo directo, indirecto y total en el sector de las energías renovables en España [12]<sup>1</sup>

## 5.2 El déficit de tarifa y la contribución de las E.E.R.R. en España

Está muy extendida en la sociedad la creencia de que las energías renovables no son rentables. La realidad es bien diferente, y se analiza la realidad en España en líneas que siguen.

### 5.2.1 Balance económico de las Energías Renovables en España

La producción eléctrica mediante renovables en el 2010 supuso el 21,8% (60.000 GWh) en **2010**, con lo que se evitaron 32 millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> con un ahorro en derechos de emisión de **467 millones de euros** (desde el año 2005 al 2010, se evitaron las emisiones de 145 millones de toneladas y 2.484 millones de euros constantes con base 2010)[11]. Además el PER 2011-2020 estima unos ahorros por emisiones de CO<sub>2</sub> de 43,8 y 59,1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> respectivamente para los años 2015 y 2020 (con base a 2010, suponen esos años ahorros de 639 y 863 millones de euros)[1][11].

La producción con renovables supone además un ahorro por importaciones de combustibles sólidos. En 2010 gracias a la generación eléctrica con renovables, se ahorraron 12,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo y **2.302 millones de euros** asociados (un 0,22% del PIB en 2010). Las previsiones para 2020 se estiman en un ahorro de 24,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo y 4.476 millones de euros asociados[11].

<sup>1</sup> Los datos de APPA provienen de los informes de la CNE y los euros se expresan en términos constantes de 2010



Por lo tanto, los ahorros en el año 2010 por emisiones de CO<sub>2</sub> (teCO<sub>2</sub>) e importaciones de petróleo (tep) supusieron un ahorro de **2.769 millones de euros**[11], a los que habría que sumar los ahorros que la introducción de electricidad en régimen especial supone sobre precio marginal de casación en el Mercado Diario, que hace que sea inferior al que sería, ya que sustituyen a unidades de generación convencional con elevados costes de producción por renovables que ofertan a precio 0. Este ahorro en 2010 fue de **4.847 millones de euros**[11].

La evolución entre costes de primas y ahorros por reducción de emisiones y reducción de importaciones petrolíferas es:

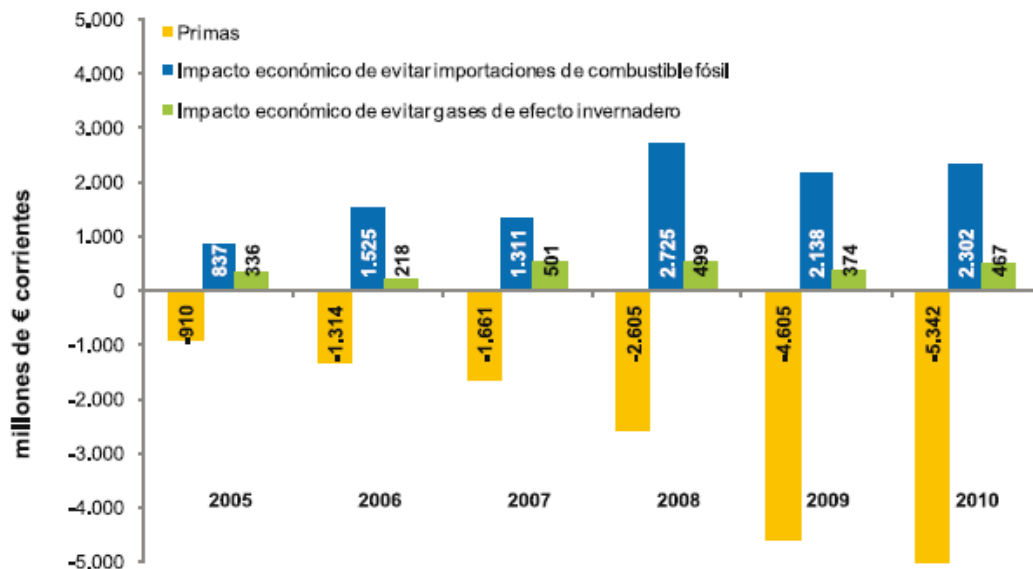


Figura 4: balance económico entre primas concedidas al sector renovable y ahorros por sustitución de combustibles fósiles y emisión de GEI. [12]<sup>2</sup>

El balance en 2010, como puede verse en la figura 4, es desfavorable en -2.573 millones de euros (sobre todo por el incremento de las cuantías percibidas en 2009 y 2010)<sup>3</sup>. Pero si se tiene en cuenta el ahorro que supone por la reducción del precio marginal de casación, daría un balance positivo de **2.274 millones de euros**, atendiendo a las cifras expuestas anteriormente. Este mayor coste por un precio marginal de casación más elevado, de haberse generado con combustibles tradicionales, se trasladaría al precio que pagan los clientes por consumo. Las primas que se le otorgan al régimen especial se pagan con impuestos, con lo que el coste en ambos casos corre por parte de la sociedad. Pero los beneficiados en ambos casos son bien diferentes, pues de no pagarse primas por régimen especial, los precios de casación serían mayores y con ello los beneficios de las compañías generadoras. Mientras que gracias al régimen especial, el beneficio es global para toda la sociedad y el dinero movido no sale de nuestro mercado. Esta es, a “grosso modo”, una argumentación en contra de la creencia generalizada de que es el régimen especial el que contribuye mayoritariamente al déficit de tarifa que existe en el mercado eléctrico español.

Algunos puntos que justifican el razonamiento anterior, son informaciones publicadas por la Comisión Nacional de Energía, que afirma que los pagos por generación (suma de régimen especial y ordinario) crecieron entre 2005-2010 a una media anual del 3,9% mientras los costes relativos al suministro lo hicieron al 4,6%, los pagos por generación han crecido menos entre 2005-2010 de lo que lo han hecho los precios de los combustibles (precio barril de petróleo creció un 42,6%, el del gas natural un 28,6% y el del carbón un 52%, mientras que el coste por pago de electricidad generada

<sup>2</sup>Los datos de APPA provienen de los informes de la CNE y los euros se expresan en términos constantes de 2010

<sup>3</sup> Debido a la conocida como “burbuja fotovoltaica” que se comenta posteriormente

disminuyó un 4,4%), el aumento de la demanda en este período (5,8%) fue inferior al aumento de potencia instalada (34,1%)[13].

Un último análisis económico sería el balance entre exportaciones e importaciones en bienes y servicios relacionados con las energías renovables que en 2006 fueron de 831,8 millones de euros netos (constantes con base 2010), crecieron en 2008 hasta los 1.246,8 millones de euros, para sufrir un descenso en 2010 hasta los 657 millones de euros netos[11].

Además del balance económico positivo de las E.E.R.R. existen también beneficios sociales, como la calidad de vida, de salud, de empleo, de economía nacional, de desarrollo tecnológico (innovación y valor añadido).

### 5.2.2 Inversión comparada en generación eléctrica entre las tecnologías renovables de mayor peso y la biomasa

La inversión estimada en infraestructuras de conexión a la red para las diferentes tecnologías renovables más significativas durante el período 2002-2010 ha sido:

	Eólica	Fotovoltaica	<b>Biomasa</b>	Solar Termoeléctrica
Potencia Instalada (MW)	16.141	3.844	<b>483</b>	532
Inversión (millones de €)	1.020,7	417,6	<b>29,2</b>	37
W/€	15,8	9,2	<b>16,5</b>	14,4

Tabla 5: Potencia eléctrica instalada, inversión y coste medios entre 2002-2010 en España para los cuatro grupos más importantes de energías renovables [14]

A la vista de la Tabla 5, la generación a partir de **biomasa** tiene un promedio de generación por euro invertido mayor que el resto de tecnologías, pese a que ha sido la que menos se ha desarrollado. Por el contrario la fotovoltaica, la que más se ha desarrollado en los últimos años, es la que menos potencia genera por euro de inversión.

### 5.3 Déficit de la tarifa eléctrica y balanza fiscal

Durante el período de 2005 a 2010, el sector de las energías renovables ha tenido una contribución neta de 747,6 millones de euros. Es decir, los impuestos pagados por ellas han sido muy superiores a las subvenciones de que han dispuesto. Además esta evolución ha sido cada año mayor, como puede verse en el siguiente gráfico:

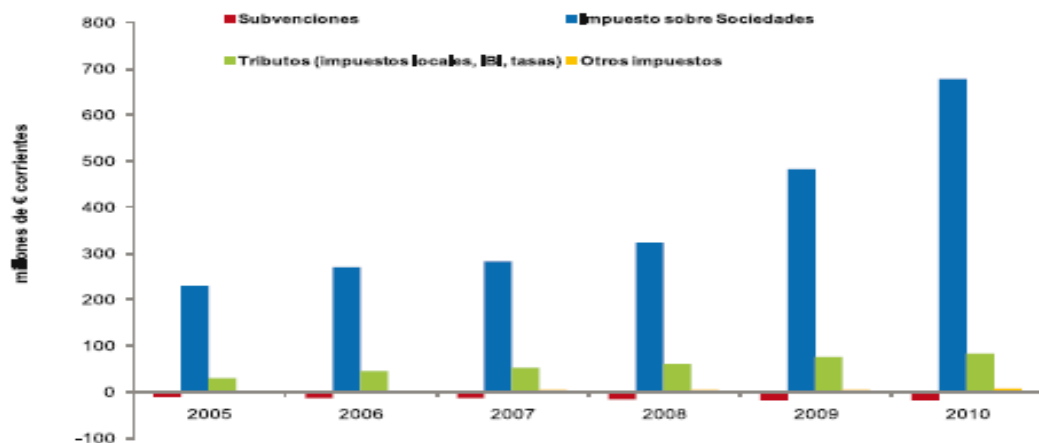


Figura 5: Evolución del balance entre subvenciones [12]<sup>4</sup>

<sup>4</sup>Nota: los datos de APPA provienen de los informes de la CNE y los euros se expresan en términos constantes de 2010

Para analizar el grado de causalidad que tienen las energías renovables en el déficit en la tarifa eléctrica que viene arrastrando nuestro sistema eléctrico desde hace muchos años, conviene analizar la evolución de déficit tarifario comparado frente al abaratamiento neto por reducción de precios en el mercado eléctrico debido a la introducción de energías renovables (como ya se ha comentado en el punto anterior):

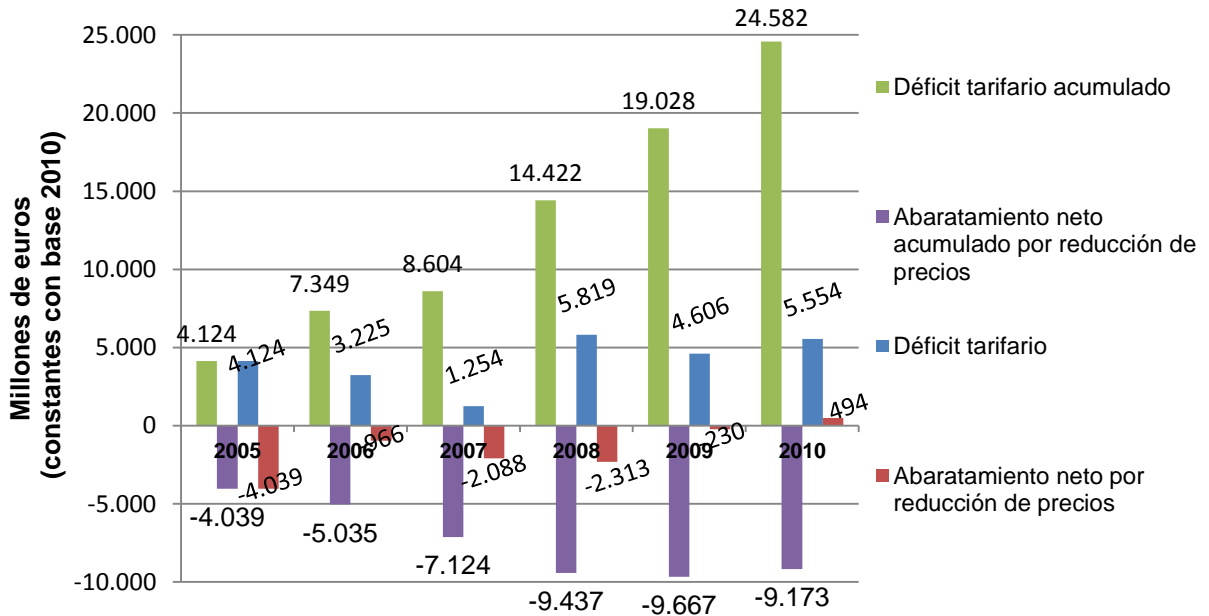


Figura 6: Evolución del déficit anual, acumulado, abaratamiento anual y acumulado por reducción de precios debido a renovables en mercado de casación para la producción eléctrica en España entre 2005-2010. Elaboración propia a partir de [11][12] y [15]

Como puede verse en la figura 6, el déficit acumulado desde 2005 al 2010 ha sido de 24.582 millones de euros, mientras que el abaratamiento por acumulación de precios fue de 9.173, por lo que el abaratamiento no es la causa del déficit.

Si la justificación de los productores tradicionales en el déficit de tarifa se sustenta en parte por la bajada de precios debido a la introducción de las tecnologías de régimen especial, una comparativa de la evolución del precio de casación en España y del promedio europeo arrojaría una evidencia. El siguiente gráfico muestra estas evoluciones desde principio del 2008 hasta finales del 2011:

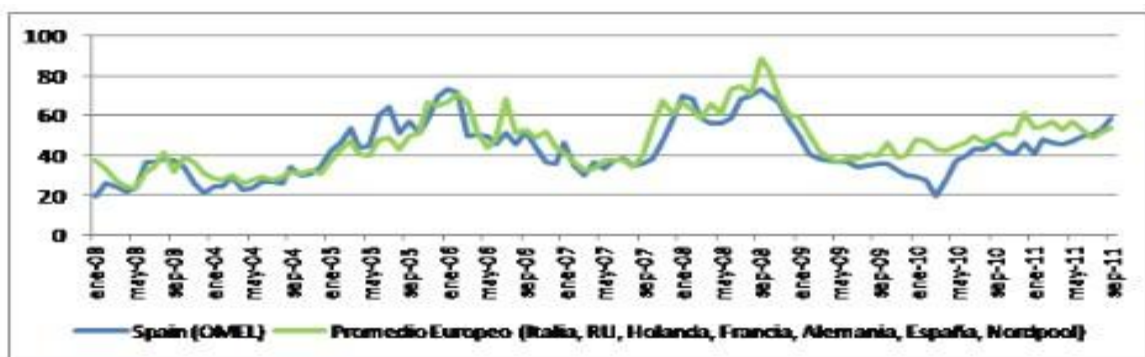


Figura 7: evolución del precio de casación en España y Europa. OMEL

Como puede verse en la figura 7, los precios (c€/kWh) se ha desarrollado de forma muy pareja, por lo que no parece que la bajada de precios haya sido significativa en comparación con el resto de Europa, por lo que el déficit no se justifica en ello.

La mayoría de productores tradicionales, justifican el déficit en las primas recibidas por el régimen especial, idea que se ha promovido en todos los ámbitos y ha calado en la opinión social. Los responsables son los asociados de UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica), formada por Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EOn y EDP, propietarias de la mayoría de centrales térmicas de carbón, de las grandes presas hidroeléctricas y de todas las centrales nucleares.

De hecho la propia Comisión Europea señala como una de las causas del déficit, la competencia insuficiente en el sector energético[17]: *“ha contribuido, al menos en parte, a la constitución del déficit tarifario, al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas, ya amortizadas, o al mantener la concesión de subvenciones ineficientes y perjudiciales para el medio ambiente a las minas de carbón”*.

### 5.3.1 El origen del déficit

El déficit tarifario surgió por primera vez en el año 2000 como resultado de un ligero desajuste entre la previsión de ingresos, costes y las liquidaciones efectivas, subió todavía más en 2002 y en los años siguientes desapareció para comenzar el ciclo de subidas constantes desde el 2005. El motivo vino por la subida de los hidrocarburos y la intención de los sucesivos gobiernos de no subir el precio evitando así la pérdida de competencia en industrias intensivas en empleo de energía y la inflación, lo que desencadenó en un déficit estructural en el sector cuando inicialmente se intentó que fuese un déficit coyuntural. Además los procesos de liberalización de los sistemas eléctricos, como el que se produjo en España, comenzaron en épocas en que las expectativas de evolución de los precios de la energía eran bajistas. Sin embargo, desde finales de los 90, estas expectativas se han dado la vuelta y los precios han adquirido una tendencia alcista

El siguiente gráfico constata cómo desde el año 1997 (año de la liberación del sector eléctrico) la evolución de los precios de la tarifa eléctrica y la evolución de IPC han seguido caminos diferentes:

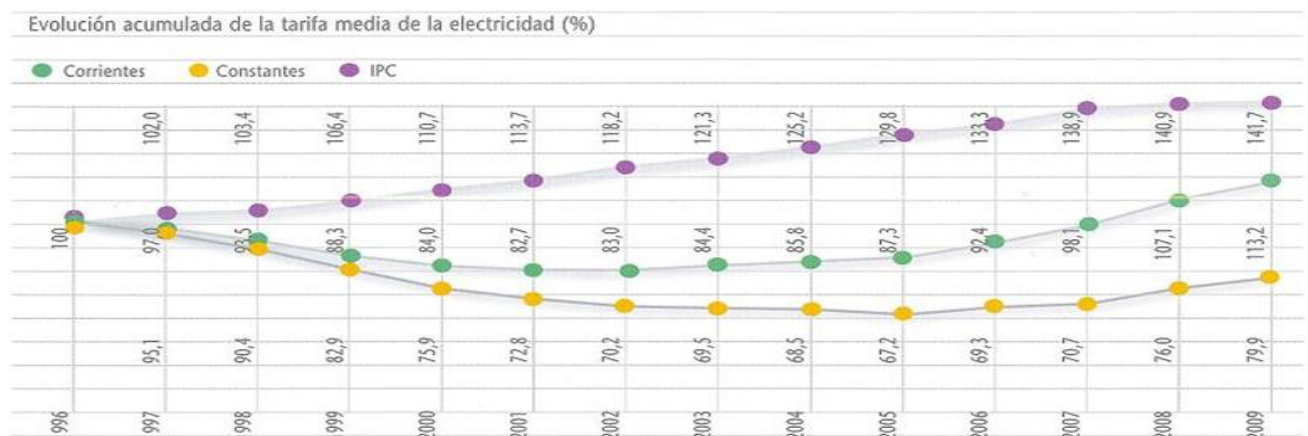


Figura 8: Evolución de la tarifa eléctrica media o de referencia en España (en euros corrientes y constantes con base 1996) [15]

Desde el 97 al 2006, la tarifa desciende progresivamente y a partir del 2008 comienza a subir con la intención política de que los precios vayan reflejando progresivamente los costes del servicio.

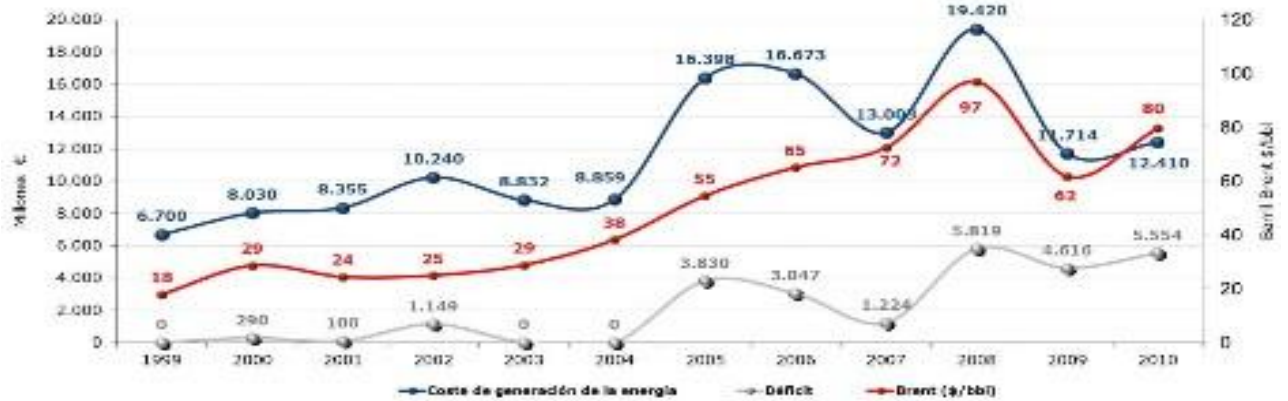


Figura 9: Evolución de coste de generación eléctrica (línea azul), déficit (línea gris) y precio del barril de Brent (línea roja) [15].

En la figura 9 puede verse cómo existe una evidente correlación entre el Coste de generación de energía (línea azul), Déficit (línea gris) y Precio del barril de Brent (línea roja), lo que justifica que el déficit venga dado por la subida del coste de generación y éste a su vez por la subida del precio del petróleo.

### 5.3.2 Cuota de responsabilidad del régimen especial en el déficit eléctrico español

Es muy importante aclarar en primer lugar que el déficit de tarifa eléctrica no es la diferencia entre lo que se paga por la electricidad frente a lo que cuesta producirla, sino que es la diferencia entre los costes **reconocidos** por el sistema eléctrico y lo que el sistema ingresa vía tarifa. Son muchas las presiones desde diferentes sectores a nivel nacional y europeo, para realizar una auditoría externa que analice en profundidad el motivo o motivos reales de déficit.

La cuota de responsabilidad del Régimen Especial existe, pero no por resultar un sistema ineficiente o un pozo de pérdidas económicas de por sí, sino por una mala planificación inicial. Es todo el sector el que está recibiendo fuertes críticas, cuando es fundamentalmente la tecnología solar la que ha absorbido la mayor parte de las primas a un precio sobreestimado consecuencia de un análisis muy distorsionado:

- En la fotovoltaica: las primas se fijaron sin tener en cuenta la curva de aprendizaje, provocando que la reacción de las administraciones fuese por detrás del grado de maduración de la tecnología. Frente a los 480 MW previsto de 1.250 horas anuales de funcionamiento, se alcanzaron 4.000 MW y 2.000 horas de funcionamiento gracias a las tecnologías de seguimiento[18]. Además los costes de fabricación se redujeron un 70% [19]. Los huertos solares se concibieron como puras inversiones financieras para clientes de banca privada dando lugar a la expresión "burbuja fotovoltaica".
- En la termosolar el objetivo fue alcanzar una capacidad instalada de 500 MW, pero la capacidad pre-asignada superó en 5 veces el objetivo (en torno a 1.000 MW están hoy en día en funcionamiento) [18], con tecnologías, una vez más, de mayor rendimiento y menores costes de los previstos y por tanto con una prima sobreestimada.

El conjunto de productores de Régimen Ordinario afirma que el 22,5% del precio de la electricidad se destina a pagar primas al régimen especial [15] (magnitud el orden de la generación), mientras que los productores de Régimen Especial afirman que es del 15% [12] (magnitud del orden de la distribución). La diferencia es muy considerable, pero la realidad del sector energético tradicional es que, pese a vivir en un ciclo económico de profunda crisis, las tres grandes compañías eléctricas españolas han alcanzado 22.000 millones de euros de beneficios en los últimos tres años (2008-2011), mientras las facturas de los consumidores domésticos han aumentado un 70% desde el 2006[12].

## 5.4 Contribución de las Energías Renovables al I+D+i de España y alcance del PER 2005-2010

La inversión en 2010 en investigación desarrollo e innovación del sector supuso el 4,5% del total de la contribución del sector de las energías renovables al PIB nacional. Siendo la media de contribución del resto de sectores del 1,4%. Esto se debe a que se trata de un mercado con continua evolución tecnológica. La inversión en I+D+i es muy baja en nuestro país frente países del entorno, y debe fomentarse, pues es lo que verdaderamente genera riqueza de forma sostenible.

Una comparativa de la inversión en I+D+i en % sobre el PIB de algunos países o conjunto de países puede proporcionar una idea:

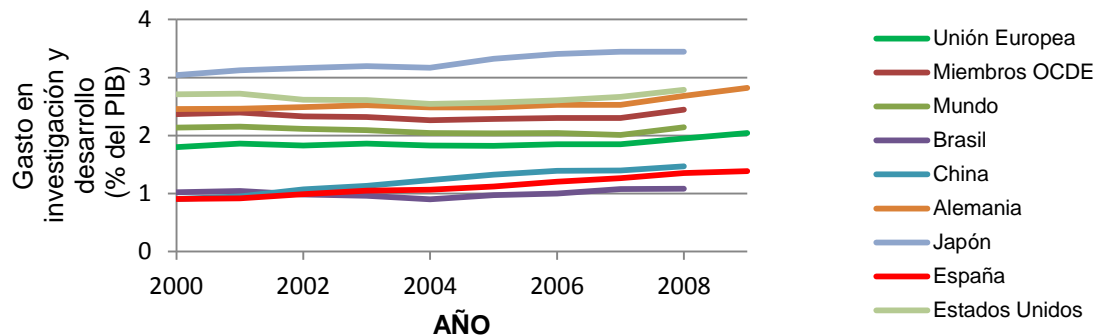


Figura 10: Evolución del % de inversión en I+D+i sobre el PIB en algunas regiones del mundo, algunas potencias económicas y España. Elaboración propia a partir de [20].

De la figura 10, sólo se dispone de datos hasta 2008 y 2009 en algunos casos, pero deja clara cuál es la tendencia de España frente a otros países o zonas en lo que se refiere a inversión en I+D+i. mientras las grandes potencias como Alemania, Estados Unidos y Japón (que se destaca del resto), se encuentran entre los países con mayor inversión, España se encuentra más de un punto porcentual por debajo de la Unión europea y de la media mundial. De los países más representativos que se ha tomado como ejemplo, sólo estamos por encima de una potencia emergente como Brasil, y China ya nos ha superado desde el inicio de la década.

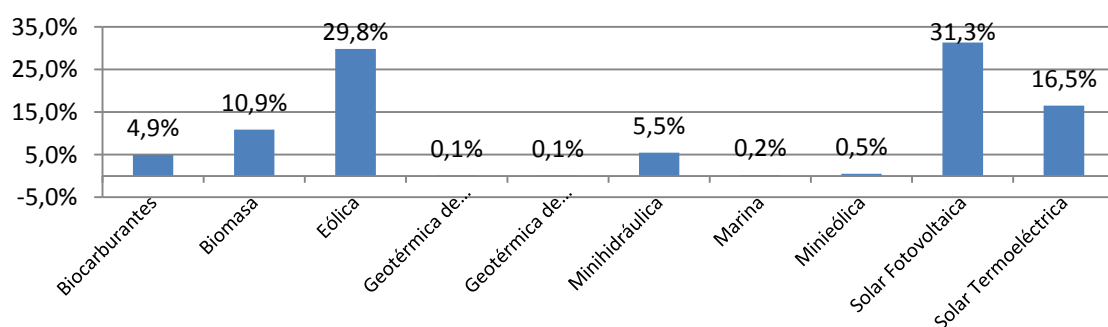


Figura 11: % de contribución de las renovables al PIB por tecnologías en 2010. Elaboración propia a partir de [12][21].

Como puede verse en la figura 11, la contribución al PIB de la biomasa (excluyendo los biocarburantes) no es nada desdeñable teniendo en cuenta el poco desarrollo frente a los tres grandes grupos: eólica y las dos tecnologías solares.

### 5.4.1 Contribución de la biomasa al PIB

Dejando a un lado los biocombustibles, la contribución exclusivamente de la biomasa al PIB en el período 2005-2010 es el que sigue:

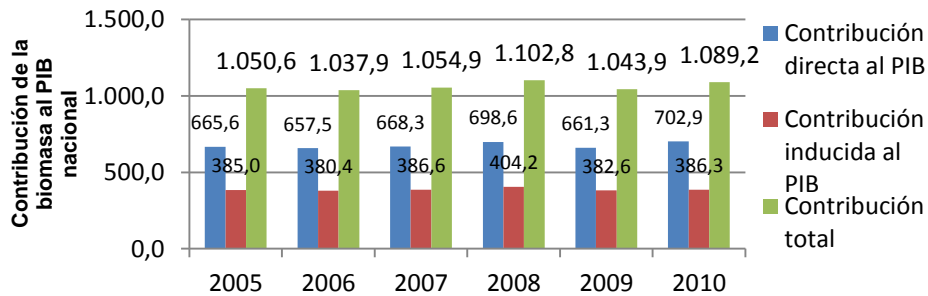


Figura 12: Evolución de la contribución neta directa, indirecta y total de la biomasa al PIB español. Elaboración propia a partir de [12][21].

Como puede verse en la figura 12, la contribución neta al PIB se ha mantenido constante en el período considerado, lo que es un claro síntoma de estancamiento en el sector, debido fundamentalmente a la falta de competitividad frente a otras alternativas renovables.

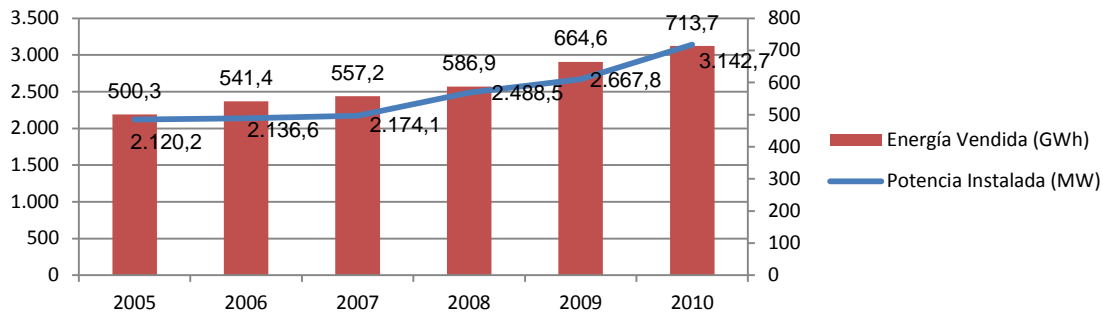


Figura 13: Evolución de la energía vendida y la potencia instalada procedente de la biomasa. Elaboración propia a partir de [12][21].

Puede verse en la figura 12, cómo en el lustro considerado la energía vendida y la potencia instalada han aumentado en torno a un 50%. Si además se tiene en cuenta la constancia en la contribución al PIB vista en la figura 12, puede suponer un claro indicio de abaratamiento tecnológico en ese período.

### 5.4.2 Biomasa en el PER 2005-2010

Si se tiene en cuenta los objetivos del PER 2005-2010, nos encontramos con una clara falta de diversificación en los desarrollos de las diferentes tecnologías. La consecuencia de las primas concedidas a los sectores asociados a las tecnologías fotovoltaica solar y termosolar, han impedido que se hayan desarrollado otras tecnologías.

Se puede ver en qué porcentaje se ha cumplido el objetivo del PER 2005-2010 según las diferentes tecnologías:

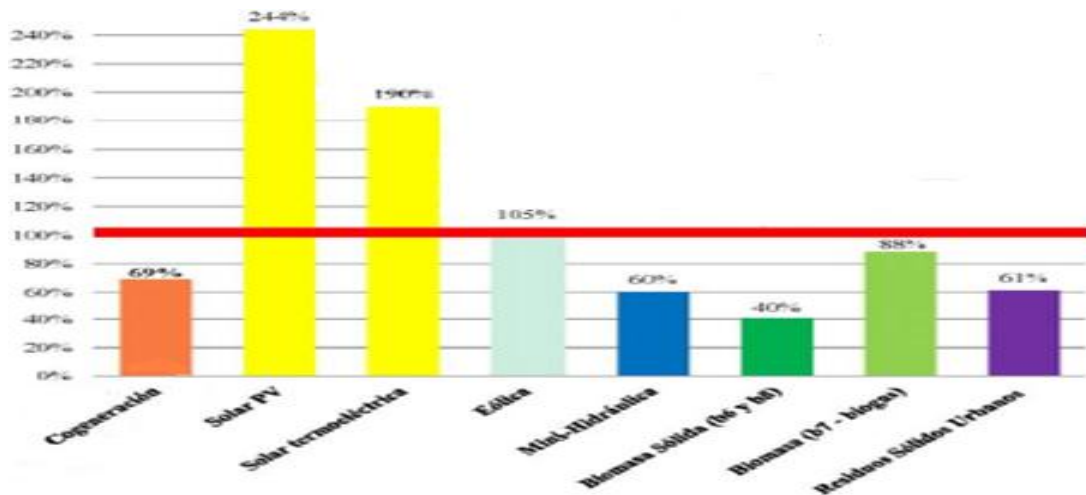


Figura 14: % alcanzado en 2010 sobre los objetivos del PER 2005-2010 [22]<sup>5</sup>

Como puede apreciarse en el anterior gráfico, sólo la energía eólica ha alcanzado el nivel de implantación previsto, mientras las dos tecnologías del sol, la fotovoltaica y la termosolar, han superado con mucho la previsión, con un 250% y 190% respectivamente. La biomasa del grupo b7 y el biogás ha sido el que más se ha acercado al nivel previsto, pero un 12% por debajo. FORSU sólo ha llegado al 61% de la previsión, mientras que la biomasa de los grupos b6 y b8 sólo ha alcanzado el 40% de la previsión. Se deduce del gráfico que las primas a las tecnologías solares han sido desproporcionadas y han absorbido el presupuesto dedicado a las primas a las renovables. Esta idea queda justificada al analizar el reparto de primas a cada sector:

Tecnología	MW hasta 2011	Prima equivalente total hasta 2011 en Millones de €	Prima por W instalado (€/W)
Cogeneración	6.182	1.352	0,22
Solar FV	4.188	2.405	0,57
Solar TE	856	394	0,46
Eólica	20.658	1.800	0,09
Minihidráulica	2.045	234	0,11
BIOMASA	752	271	0,36
Residuos	572	93	0,16
Trat.Residuos	658	328	0,50

Tabla 6: Potencia instalada, prima equivalente y promedio de prima por unidad de potencia instalada hasta 2011. Elaboración propia a partir de [23]

Atendiendo a la tabla 6, puede argumentarse que el tratamiento de residuos en un proceso caro pero también muy necesario para evitar contaminación y por tanto la prima concedida es elevada, mientras que los residuos reciben baja prima pues se trata de materia que de otra forma no genera valor pero que puede suponer un incentivo para quien la valoriza y el coste de hacerlo es bajo. En cambio la BIOMASA tiene una prima por W muy baja en comparación con las tecnologías solares, pese a tener unos costes de operación más elevados, generar más empleos y suponer todas las externalidades que se comentarán en otros capítulos.

<sup>5</sup>b6, b7, b8 son diferentes nomenclaturas que se le asignan a los diferentes tipos de instalaciones según el tipo de biomasa empleada. Los datos a su vez provienen de la CNE.



## 6 Protocolo de Kioto

Se dedica un capítulo a este protocolo para que sirva de contexto al origen del desarrollo de las energías renovables y para comprender la particular situación de España dentro de él.

En la firma del Protocolo de Kioto por la Europa de los 15, incluida España, se acordó la disminución progresiva de los gases de efecto invernadero del 8% para el período comprendido entre 2008 y 2012, respecto del valor de 1990. El compromiso no afectaba de la misma manera a todos los países, sino que a cada país se le otorgó un margen distinto en función de variables económicas y medioambientales, repartiendo la carga de responsabilidad en diferentes objetivos para cada estado firmante. El compromiso de la Europa de los 15 se repartió como sigue: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21%), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6%), Francia (-1,9%), España (+15%), Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%)[24]. Como puede apreciarse, el compromiso separa dos grandes grupos, los países más ricos y los más pobres, pues con la evolución del mercado común, los países más pobres de desarrollarían equilibrando en cierto modo la riqueza entre estados miembros, y por tanto las emisiones de GEI aumentarían en proporción mucho más en ellos. El desarrollo posterior de España fue mucho mayor de lo previsto, ya que desde 1990 tuvo un crecimiento económico, como puede verse en la figura 15, que se tradujo en un gran aumento de los GEI (el desarrollo económico tiene una fuerte correlación con el desarrollo energético y éste con la cantidad de GEI), lo que le supuso convertirse en el país miembro que menos posibilidades tenía de cumplir lo pactado. Esto implica un coste al país muy elevado al tener que comprar derechos de emisión a otros países miembros.

Las siguientes gráficas se han elaborado a partir de datos del Banco Mundial, y justifican algunos de los argumentos anteriores:

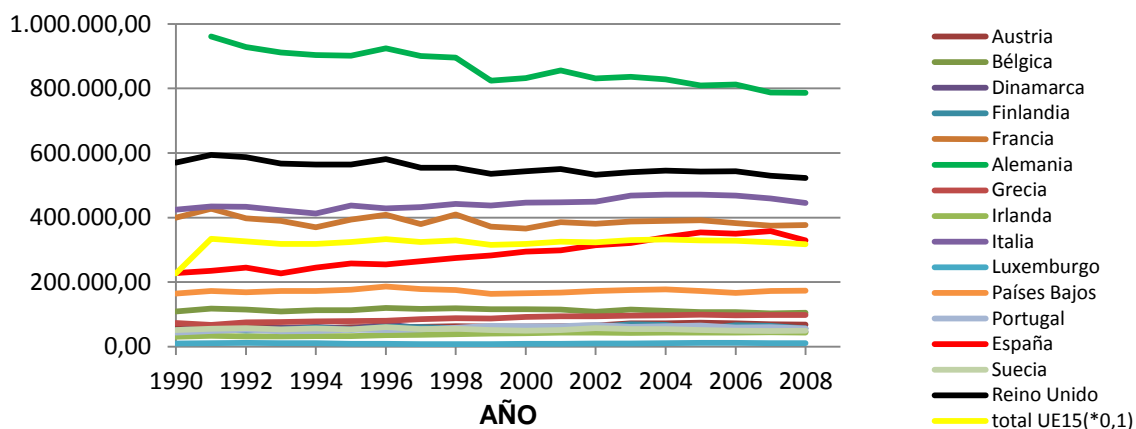


Figura 15: Evolución del CO<sub>2</sub><sup>6</sup> en los países firmantes del protocolo de Kioto. Elaboración propia a partir de[20]

Como puede verse en La figura 15, los países firmantes han mantenido en general unas emisiones constantes, con una disminución considerable en las emisiones de Alemania y Reino unido, dos de las grandes potencias. La otra gran potencia, Francia, también ha disminuido las emisiones. En contraste, resalta la situación única de España, con un aumento progresivo desde el año 1993, alejándose del objetivo ostensiblemente. En los últimos años ha habido un descenso gracias a la promoción de las energías renovables en nuestro país.

Si se analiza más detenidamente el objetivo conjunto e individual de los países firmantes en contraste con los objetivos propuestos, dado que los términos sobre los que se basa el protocolo vienen dados

<sup>6</sup>La evolución del conjunto de Gases de Efecto Invernadero es análoga.

en porcentajes, se puede tomar como referencia los valores exclusivamente de CO<sub>2</sub>, pues el comportamiento es análogo al de emisiones del conjunto de GEI:

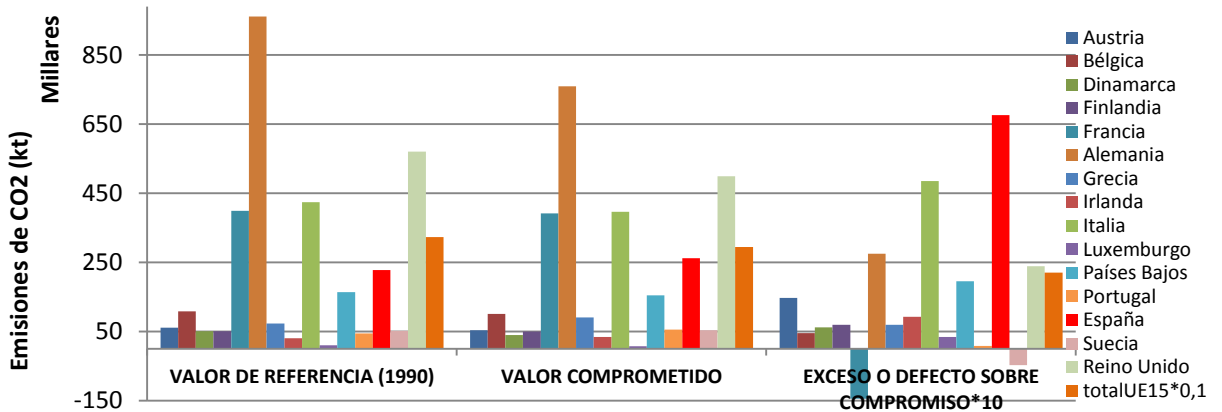


Figura 16: Comparativa entre valores de referencia (1990), valores comprometidos y exceso o defecto alcanzado<sup>7</sup>. Elaboración propia a partir de[20]

Puede observarse en la figura 16 cómo España destaca en el no alcance del objetivo. Sólo dos países han superado el límite propuesto, Suecia y Francia. Pero es conveniente realizar una representación similar en porcentajes para apreciar mejor el grado de compromiso alcanzado:

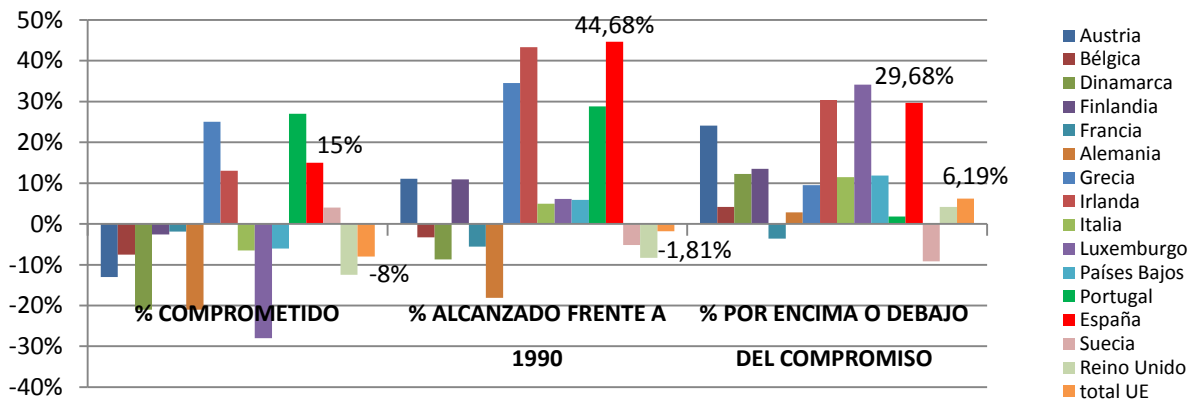


Figura 17: % de comprometido (de aumento máximo o decremento mínimo), % alcanzado en 2008 sobre referencia 1990, % sobre compromiso. Elaboración propia a partir de[20]

Puede observarse en la figura 7 cómo sólo Francia y Suecia han superado el compromiso respecto a lo firmado. Destacan en el aspecto negativo (falta de compromiso) Austria, Irlanda, Luxemburgo y España, pero España, por su tamaño tiene un peso mucho mayor que los anteriores.

El motivo de estos elevados valores en España frente a los países del entorno, es consecuencia de un desarrollo económico posterior a la mayoría de países del entorno y de las potencias mundiales. Éste desarrollo es consecuencia de una situación socioeconómica particular, que hizo trasladar en el tiempo el desarrollo industrial y del transporte. El siguiente gráfico muestra esta afirmación:

<sup>7</sup> El exceso o defecto sobre compromiso se ha escalado un factor \*10, mientras que los valores para el conjunto de los 15 se ha escalado un factor \*0,1 para poder verse en la figura.

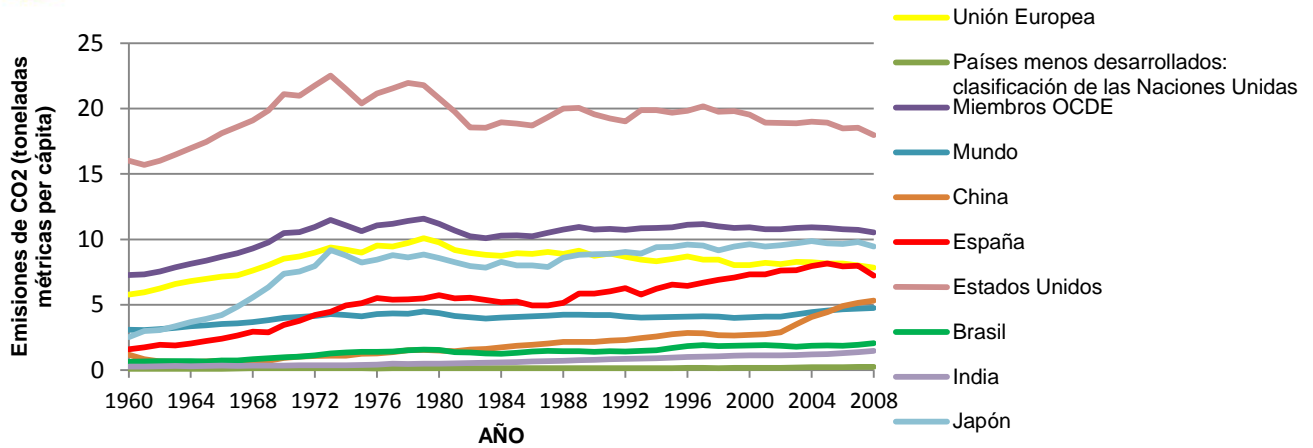


Figura 18: Evolución de la emisiones per cápita de CO<sub>2</sub> para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de[20]

Efectivamente, puede verse en la figura 18 cómo el desarrollo del primer mundo tuvo una repercusión importante entre las décadas 60 y 70. Brasil y la India han seguido una evolución diferente y más sostenida y son buenos ejemplos de las potencias emergentes, aunque hoy en día las grandes diferencias de clases en estos países sitúan las emisiones medias muy por debajo de las grandes potencias y de la media mundial. China también ha evolucionado más progresivamente y puede apreciarse un incremento importante desde principios de la década pasada, gracias a una mayor apertura comercial al resto del mundo, llegando a superar desde el 2005 el promedio mundial de emisiones per cápita (incluso con una gran población que no tiene acceso a la electricidad o a los combustibles fósiles). El caso de España es diferente, pues también creció entre las décadas de los 60 y 70 de forma más sostenida que las grandes potencias, pero a diferencia de éstas tuvo un nuevo incremento en la segunda mitad de la década de los 80 que creció rápidamente hasta situarse en los valores medios de la UE. El comienzo de esta evolución coincidió con la firma del Protocolo de Kioto, por lo que las expectativas de aumento de emisiones fueron muy infra estimadas.

## 6.1 Producción eléctrica mediante fuentes renovables en España

Los niveles de España son muy elevados en emisiones de GEI pese a ser una de las referencias en cuanto a energía limpia producida y consumida.

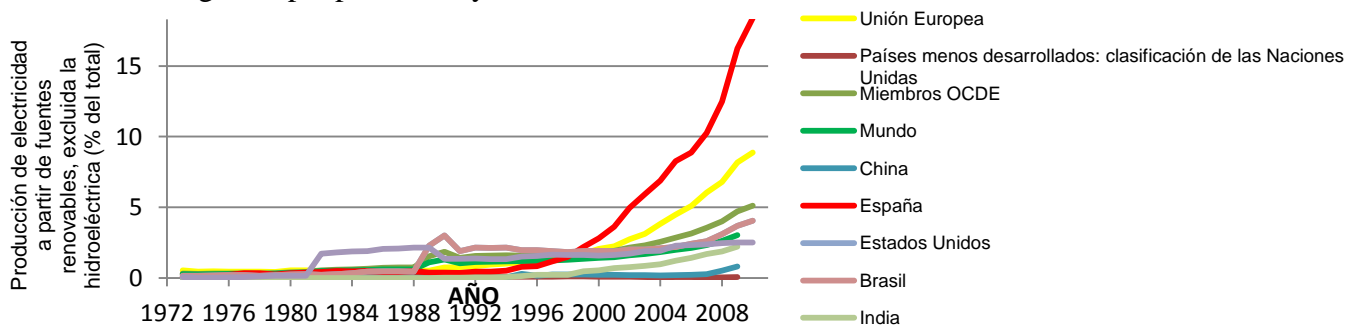


Figura 19: Evolución del porcentaje de electricidad producido mediante fuentes renovables para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de[20]

Como puede verse en la figura 19 la producción eléctrica en 2008 mediante fuentes renovables en España, prácticamente duplicó la de la UE y superó en más de cuatro veces la de los miembros de la OCDE. En 2009 la producción mediante renovables (excluyendo la hidroeléctrica) superó el 18% de total y pese a estos datos, los niveles de emisiones están muy alejados del objetivo.

Cabe entonces preguntarse qué factores hacen que pese al gran avance en renovables es España, los niveles de emisiones se encuentren tan alejados del objetivo, además del motivo de la infra estimación comentado anteriormente. Uno de los motivos que se puede encontrar, es la “calidad de las emisiones”. Es decir, en qué grado se emiten contaminantes por unidad de energía. Un indicador de esto es lo que se presenta en la siguiente gráfica:

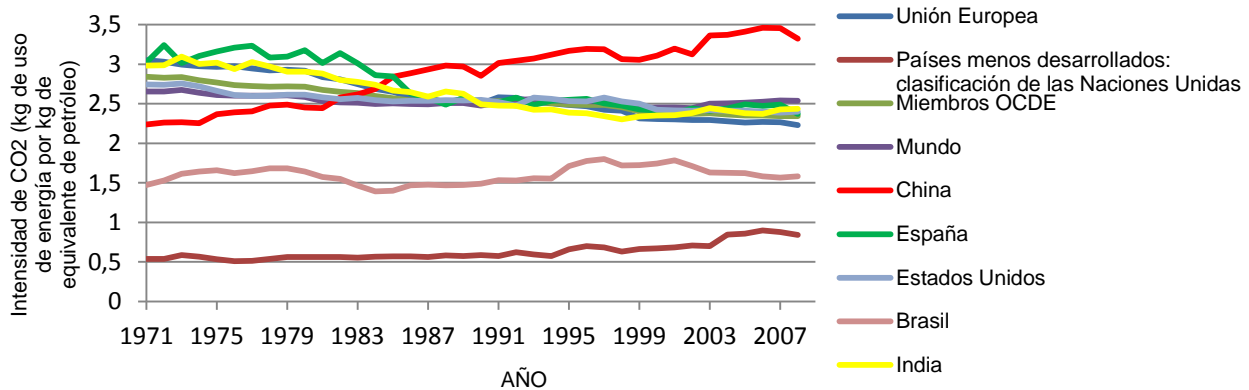


Figura 20: Evolución de la intensidad de CO2 para algunas regiones del mundo, grandes potencias, potencias emergentes, conjunto de países menos desarrollados y España. Elaboración propia a partir de[20]

Puede verse en la figura 20 cómo la intensidad en España supera los valores promedios tanto de la UE, de la OCDE y de Estados Unidos, pese a producir una gran cantidad de energía mediante renovables. El motivo puede estar en la ayuda al empleo del carbón nacional, que es de muy mala calidad.

## 7 La biomasa

Es el conjunto de sustancias orgánicas presentes en un hábitat. Las formas en que se presenta son muy variables, pero no sólo en la forma, sino en los usos primarios que se le puedan dar (industria textil, fabricación de materiales de construcción e industria agroalimentaria). Cuando finaliza su uso original, puede realizarse un aprovechamiento secundario, por ejemplo de los residuos orgánicos.

La energía de los residuos se aprovecha generalmente a través de la producción de biogás. Los residuos sólidos urbanos por ejemplo, pueden transformarse en gas de vertedero mediante un proceso de metanización con bacterias, aunque a veces se aprovecha por fermentación directa.

Alguna de las aplicaciones más importantes de la biomasa, son los cultivos energéticos, expresamente realizados para su uso directo como combustible.

### 7.1 Clasificación según el origen

En una primera clasificación, se puede dividir la biomasa en cuatro categorías **según su origen**[25]:

- **Cultivos energéticos:** se realizan expresamente para la generación de energía. Ejemplos de este tipo son el maíz, el algodón el girasol o el cardo.
- **Residuos agrícolas:** residuos generados en la poda de árboles, la paja, los residuos forestales o la recogida de cereales. Este tipo tiene una clara ventaja por reducir los costes de producción y permite la eliminación de materiales que pueden dar lugar a otro tipo de problemas como plaga o incendios.
- **Residuos orgánicos:** residuos domésticos, lodos de depuradoras y residuos de industrial alimentarias. La biomasa vegetal de encuentra generalmente en estado sólido con una geometría y humedad que en la mayoría de casos hace imposible su directo aprovechamiento energético, precisando de procesos previos.



- **Residuos ganaderos y agroindustriales:** Comprenden a los residuos industriales como maderas y fibras vegetales así como los estiércoles. La recuperación energética de estos residuos puede aumentar la rentabilidad.

Según su origen, otros autores prefieren hacer la siguiente clasificación **según el origen**[26]:

- **Biomasa natural:** biomasa que se genera en los bosques y ecosistemas naturales.
- **Biomasa antropogénica:** biomasa que se obtiene por la intervención del hombre.
- **Biomasa residual:** se produce como consecuencia de las actividades agrícolas, forestales, o de industria derivadas, así como la fracción orgánica de los residuos urbanos y aguas residuales urbanas.
- **Cultivos energéticos:** Son especies vegetales que se cultivan específicamente para la producción de energía.

## 7.2 Clasificación según la composición

Otra de las clasificaciones habituales que se hace de la biomasa, es **según la composición**[26]:

- **Biomasa azucarada:** biomasa con gran contenido en azúcares solubles (caña de azúcar, remolacha...)
- **Biomasa amilácea:** biomasa con alto contenido en almidón
- **Biomasa oleaginosa:** biomasa con alto contenido en triglicéridos
- **Biomasa lignocelulósica:** biomasa formada por celulosa, hemicelulosa y lignina (madera)

## 7.3 Clasificación según el estado de agregación

Entre los diferentes procesos de preparación de la biomasa se encuentran: trituración, empacado, compresión, fermentación alcohólica, pirólisis, gasificación y digestión anaerobia. Según el proceso empleado, se obtiene otra clasificación de la biomasa, en este caso **según el estado de agregación:** sólida (trituración, empacado, compresión), líquida (compresión, fermentación alcohólica, pirólisis) o gaseosa (gasificación, digestión anaerobia). El estado de agregación determina las posibilidades de utilización de la biomasa en distintos sistemas de conversión energética, como plantas de combustión o motores.

- **Biomasa sólida:** es el grupo más amplio y el componente principal es la madera. Obtenida a partir de tratamientos forestales y residuos de la industria maderera, también de subproductos agrícolas como la paja, o residuos de procesos agroindustriales como el orujillo o el hueso de aceituna.
- **Biomasa líquida:** los biocombustibles líquidos como el etanol obtenido mediante fermentación alcohólica, el metanol de biomasa lignocelulósica como la madera, o el más conocido, el biodiésel, obtenido a partir de aceites vegetales como el de girasol o el de colza, o incluso aceites vegetales usados, son empleados para el transporte y maquinaria que emplea combustibles líquidos. No sólo son neutros respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, sino que son mucho menos contaminantes que los combustibles líquidos derivados del petróleo.
- **Biomasa gaseosa:** se origina como resultado de un proceso natural o artificial a partir de la biomasa natural, bien a través de un proceso microbiológico como la fermentación anaerobia para la obtención de metano, bien a través de un proceso termoquímico como la gasificación. En el proceso microbiológico no es necesario el aporte de oxígeno, son las bacterias anaerobias las que transforman el carbono en metano (CH<sub>4</sub>) y CO<sub>2</sub>. En la conversión termoquímica la biomasa se somete a un aporte de oxígeno menor al estequiométrico, donde en carbono se transforma en un gas combustible formado por CO, H<sub>2</sub> y algo de CH<sub>4</sub>.



## 7.4 Parámetros que definen la biomasa: humedad, granulometría, densidad, composición y poder calorífico

Algunos parámetros propios de la biomasa que se deben tener en cuenta para comprobar que su utilización tenga un rendimiento aceptable son:

- **Humedad:** tras secado puede ser muy variable desde 5% al 70%. Esta característica afecta muy directamente a su poder calorífico, rendimiento y por tanto a la rentabilidad del recurso. El serrín y la paja tienen una humedad en torno al 5-15%, mientras que en los residuos forestales pueden oscilar entre el 60-80%.
- **Granulometría:** existe gran variabilidad de formas, tamaños y densidades, según se trate de polvo, hojas, trozos de madera, etc... Ésta característica está ligada a la tecnología necesaria para su aprovechamiento, teniendo en cuenta que a menor granulometría, mayor es el consumo de energía, ya que la trituración y molienda para la reducción granulométrica de la biomasa (<2 cm), son operaciones caras.
- **Densidad:** es muy variable y tiene una repercusión muy directa con los costes de transporte. Además la densificación posterior para su comercialización precisa de una costosa operación. Sin trituración previa a su transporte, la densidad de la biomasa se encuentra en torno a 0,35 kg/m<sup>3</sup>, lo que conlleva elevados costes en su transporte.
- **Composición química:** la biomasa genera volátiles como el HC, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CO y cenizas, vinculados a la propia naturaleza de la biomasa.
- **Análisis energético:** el poder calorífico de la materia a emplear, así como su temperatura de combustión, son aspectos fundamentales para la valorización del recurso.

## 7.5 Caracterización de la biomasa según el estado de agregación

En este apartado se analizan de manera genérica las formas más tradicionales de transformar la biomasa previamente a los fines de conversión energética que se persiguen. Por ello no se realiza, de momento, una separación entre las formas más habituales según el objetivo sea la producción eléctrica o no. Más adelante sí se especificarán las formas más habituales de obtención de energía eléctrica a partir de los diferentes estados de agregación de la biomasa empleada.

### 7.5.1 Biomasa sólida:

El parámetro fundamental es el poder calorífico, al igual que cualquier fuente de energía, parámetro íntimamente relacionado con la humedad.

La relación entre PCI (poder calorífico inferior), que es el estado en que se encuentra la materia, PCseca (poder calorífico de la biomasa seca) y h (grado de humedad de la biomasa), viene dado por la siguiente expresión[26]:

$$PCI = \frac{PCseca \times (100 - h) - 2,44 \times h}{100}$$

Normalmente, la cantidad de energía que se puede extraer de la biomasa seca, como máximo es de 18 MJ/kg y se corresponde con la biomasa seca, mientras que para un grado de humedad máxima (en torno al 88%) no se extrae energía. La relación es lineal, por lo que gráficamente la relación entre PCI y grado de humedad es:

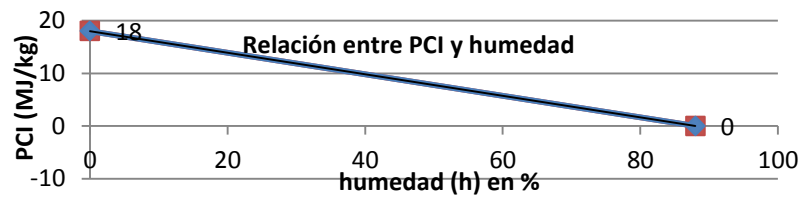


Figura 21: Relación entre el poder calorífico inferior y grado de humedad de la biomasa. Elaboración propia a partir de [27].

La humedad típica de la biomasa lignocelulósica fresca ronda el 40-60%. Las plantas verdes pueden alcanzar hasta el 80% y la biomasa secada al aire alcanza la humedad natural del ambiente, que dependiendo de la época del año puede estar entre el 12-18% [27].

El secado artificial de biomasa, suele realizarse en forma de briquetas o pellets, que tienen una humedad máxima del 10%, y de almacenarse de manera incorrecta, podría superar la humedad este valor quedando inutilizada [28].

Dado que la humedad influye muy significativamente en el peso, la biomasa sólida es preferible que se mida en volumen. Por lo tanto para la determinación del poder calorífico en volumen, deben tenerse muy en cuenta el modo de almacenamiento y la geometría.

Para la madera se utilizan tres medidas de volumen, basados en metro cúbico por unidad de volumen: metro cúbico (madera maciza sin huecos), metro cúbico aparente apilado (con huecos, los propios que aparecen al apilar troncos; estéreo Stm3) y metro cúbico aparente amontonado (con huecos existentes entre la madera astillada; estéreo Stm3). Para poder comparar los volúmenes de los diferentes tipos de almacenamiento de la madera, tenemos una tabla para poder realizar conversiones:

	Stm3 amontonado	Stm3 apilado	m3
Stm3 amontonado	1	1,43	2,43
Stm3 apilado	0,7	1	1,7
m3	0,41	0,59	1

Tabla 7: Factor de volumen en función del apilado de la biomasa [27].

Las cenizas aparecen cuando la madera combustionada tiene altos contenidos de calcio, magnesio, potasio y fósforo. Las de mayor densidad (por encima de 900 kg/m<sup>3</sup>) pueden emplearse como fertilizantes por su bajo contenido en metales. Si la densidad es menor de 400 kg/m<sup>3</sup>, pueden tener concentraciones elevadas de metales pesados, por lo que no pueden emplearse como fertilizantes [28].

En los productos herbáceos, las cenizas comienzan a fundir en torno a los 710-930 °C, valor que se alcanza fácilmente en la combustión, por lo que sólo habrá que diseñarse el equipo para evitar que se depositen escorias. Además estos productos herbáceos suelen tener un contenido en cloro de en torno al 0,5% lo que implica un elevado poder de corrosión [28].

Otros componentes como el azufre y el nitrógeno se encuentran en las emisiones al combustionar la biomasa sólida, por lo que los sistemas que los emplean requieren de medidas de depuración que deben cumplir requisitos legales.

Las formas más habituales de encontrar biomasa sólida son: **pellets, briquetas, astillas, troncos o leños, briquetas y balas de paja.**

#### 7.5.1.1 Pellets

Son la forma comercial y más conocida que se le da a la biomasa proveniente de la madera. La pelletización tiene la principal ventaja de la elevada densidad y flujo de alimentación más constante.



El paso previo a la pelletización es el secado de la materia. La longitud de los pellets debe estar entre los 5 y 45 mm según el fabricante y la compactación se realiza por encima de los 1.000 bar, con el fin de que los pellets se mantengan estables incluso durante el envase y transporte[29] [28].

Las características fundamentales de los pellets son: humedad máxima del 8% densidad de más de 650 kg/m<sup>3</sup>, poder calorífico entre 4,9 y 5,4 kWh/kg (2 kg de pellets equivalen aproximadamente a 1 litro de gasóleo)[29] [28].

En ocasiones se incluyen otros productos naturales, como puede ser el maíz, lo que facilita el prensado. El porcentaje de estos compuestos no debe superar el 2% con el fin de minimizar las cenizas.

Conviene aclarar que pese a la necesidad de secado y prensado, el requisito de energía para ello no supera el 2% del contenido energético del pellet. Comparativamente con los combustibles fósiles, su procesado requiere entre el 10-12% de su contenido energético[29] [28].

#### **7.5.1.2 Astillas**

Suelen emplearse en sistemas de calefacción automatizados de potencias mayores de 50 kW. En este caso, la madera es previamente picada, proceso que supone en torno al 0,5% del contenido energético de la madera, pero este valor depende mucho de la humedad (el astillado de la madera seca puede suponer hasta un 18% más de energía que la húmeda). La disponible comercialmente durante el transporte y almacenamiento ha sufrido un secado, pero si la humedad supera el 40% se clasifica como húmeda y requiere de un secado adicional. Si el contenido en humedad no supera el 20%, se le denomina “secada al aire”, pero este valor sólo puede alcanzarse tras varias semanas de secado[28].

El tamaño de las astillas suele estar entre 1-10 cm de longitud y unos 4 cm de anchura y existen tres categorías comerciales: < 3 cm (fina), < 5 cm (media), <10 cm (gruesa)[28].

La baja cantidad de impurezas de las astillas de alta calidad para su empleo en sistemas de combustión automatizados, permite obtener una cantidad de cenizas menor del 0,5%. Además los sistemas que las emplean, pueden ir desde tamaños pequeños (50 kW) hasta varias decenas de MW[28].

#### **7.5.1.3 Leños o troncos**

La madera se corta en forma de leños estriados de no más de 1 m de largo (están muy extendidos los de 25, 33 y 50 cm) [28].

Tras cortar la madera con el tamaño deseado, ésta se estría con el fin de aumentar la superficie para optimizar la combustión y facilitar su secado[28].

La humedad de la madera a emplear no debe superar el 20% de humedad, pero para ellos necesita dos años de secado al aire. Si esto se consigue, las cenizas residuales no superarán el 0,5% [28].

En cuanto a la energía necesaria para estriar los leños (manualmente o mediante máquina hidráulica), este tipo de biomasa resulta el más eficaz, pues precisan menos del 0,1% de su contenido energético. Su uso se limita a calderas de alimentación manual, pues no es posible automatizarla[28].

#### **7.5.1.4 Briquetas**

Se trata de una biomasa que está a medio camino entre los maderos (por su tamaño) y los pellets (por su compactación)[28].

Durante el proceso de fabricación, la madera se seca hasta una humedad por debajo del 10%. Tienen más densidad que los leños, gracias al proceso de compactación y su poder calorífico es de 18,5 MJ/kg[28].





Son ideales para sistemas de alimentación manual pequeños, como las estufas de madera, debido a su elevada densidad energética y el bajo contenido de cenizas (en torno al 0,5%). Además son especialmente interesantes para hogares abiertos gracias a que no contienen resinas, lo que evita que se produzcan chispas durante su combustión[28].

#### 7.5.1.5 Balas de paja

La paja se compacta y ata y bloques de 80-250 cm de largo por 30-130 cm de alto por 30-120 cm. Este proceso de compactación logra densidades hasta de 130-10 kg/m<sup>3</sup>. También se pueden compactar en balas redondas de 60-180 cm de diámetro y 120-150 cm de largo hasta densidades de 120 kg/m<sup>3</sup>[28].

### 7.5.2 Biomasa líquida

Las aplicaciones comerciales en el mercado son fundamentalmente: aceites vegetales, biodiésel y etanol.

El biodiésel es el único biocombustible líquido que se puede encontrar en Europa en las estaciones de servicio. El etanol y otros biocombustibles líquidos se producen en EE.UU. y Europa, normalmente como componentes en mezclas y aditivos en gasolinas, por lo que el consumidor normalmente desconoce este hecho por resultarle inadvertido. El etanol puro como combustible sólo se consume a gran escala en Brasil.

#### 7.5.2.1 Aceites vegetales

Se emplean en numerosas aplicaciones de motores diesel adaptados.

Magnitud	Unidad	Aceites vegetales
Densidad a 15 °C	g/ml	900 – 930
Punto de autoignición	°C	220
Contenido en agua máximo	ppm	750
Viscosidad cinemática máxima	mm <sup>2</sup> /s	35
Acidez	mg KOH/g	2
Máximo residuo carbonoso	%	0,4
Estabilidad mínima a la oxidación	h (a 110 °C)	5
Contenido máximo en fosfórico	ppm	15
Contenido en cenizas	%	0,01
Contenido máximo en impurezas	mg/kg	25

Tabla 8: Algunos estándares de calidad de aceites industriales [27]

#### 7.5.2.2 Biodiésel

Las características de calidad principales del **biodiésel** están reguladas en la norma EN 14214 y sólo si cumplen estos requisitos se pueden emplear en vehículos comerciales:

Magnitud	Unidad	Biodiesel
Densidad a 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	875 – 890
Punto de autoignición	°C	100
Contenido en agua máximo	ppm	300
Viscosidad cinemática máxima	mm <sup>2</sup> /s	3,5 – 5,0
Acidez	mg KOH/g	0,5
Glicerina total	%	0,25
Glicerina libre	%	0,02
Contenido máximo en fosfórico	ppm	10
Contenido en metanol	%	0,3
Temperaturas	°C	-20,0 -10,0

Tabla 9: Algunos estándares de calidad del biodiésel[27]



### 7.5.2.3 Etanol

El **etanol** se utiliza como combustible puro en motores de gasolina, normalmente mezclado con combustibles fósiles. Se puede mezclar hasta un 10% de etanol con el combustible tradicional para los motores de gasolina sin necesidad de modificarlos.

Los requisitos que debe cumplir el etanol para poderse emplear como mezcla de combustibles fósiles debe verificar las siguientes propiedades:

Magnitud	Unidad	Etanol
Pureza del etanol	%	98
Otros alcoholes	%	< 0,5
Contenido en agua máximo	%	0,82
Contenido máximo en impurezas	mg/l	50
Contenido en cloro	mg/l	32
Contenido en cobre	mg/l	0,08
pH mínimo	-	6,5
pH máximo	-	9
Contenido máximo en acetato	ppm	7
Impurezas visibles	-	Ninguno

Tabla 10: Algunos estándares de calidad del etanol [27]

### 7.5.3 Biomasa gaseosa

Se obtiene típicamente de biomasa sólida y de residuos ganaderos. Los métodos más empleados son la metanización o fermentación anaerobia para la producción de biogás y también procesos termoquímicos para la producción de gas de síntesis.

Normalmente se emplean en una instalación y no están disponibles en el mercado. En algunos casos sin embargo puede alimentar una red de gas natural y en casos aislados, se ha empleado biogás en automoción y maquinaria agrícola.

**Biogás:** la cantidad de metano ( $\text{CH}_4$ ), con poder calorífico de  $39,8 \text{ MJ/Nm}^3$ , define la calidad de este gas. La cantidad de metano presente depende de la composición de la biomasa sólida inicial, y puede oscilar entre el 50-75% en volumen, completándose el resto con  $\text{CO}_2$  (del 50 al 25%). Además puede contener en pequeñas cantidades otros gases como el  $\text{SH}_2$  (sulfuro de hidrógeno),  $\text{O}_2$  y  $\text{H}_2$ . El problema del  $\text{SH}_2$  es su poder corrosivo y toxicidad, y si el contenido de este gas supera las 50 ppm, se suele desulfurar para evitar la corrosión[30].

**Gas de síntesis:** Se produce mediante gasificación directa o mediante reacción en atmósfera deficitaria de  $\text{O}_2$ . A partir de este proceso se obtienen como gases combustibles el  $\text{H}_2$ , monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) y metano ( $\text{CH}_4$ ), además de  $\text{CO}_2$  y  $\text{N}_2$  como componentes inertes. La composición del gas final está vinculada al oxidante elegido al comienzo del proceso. Por ejemplo, si se emplea aire ambiente, se tiene un 50% de  $\text{N}_2$  y el poder calorífico está en torno a los  $5 \text{ MJ/Nm}^3$ . Mientras que si utiliza oxígeno puro como oxidante, el gas obtenido contiene mucho  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}$  y el poder calorífico supera los  $10 \text{ MJ/Nm}^3$ . Además de la composición química del gas, son también muy importantes la carga de las partículas y el contenido en alquitrán, que determinan las posibilidades de uso de este gas. Para motores, ambos valores deben situarse por debajo de  $100 \text{ mg/m}^3$  si se quiere evitar problemas a largo plazo[30].

## 7.6 Usos técnicos de la biomasa

La biomasa se emplea fundamentalmente en tres aplicaciones energéticas, la producción de calor, producción de electricidad y calor (cogeneración) y automoción. En todas estas áreas la biomasa puede reemplazar totalmente a los recursos tradicionales (petróleo, carbón y gas natural).



Si bien es cierto que la biomasa sólida se emplea fundamentalmente en la generación exclusivamente de calor (para uso doméstico), sí es posible emplear cualquier estado de agregación de la biomasa para la **producción eléctrica**, que es el objetivo que se persigue en este proyecto. Es también cierto que las formas más comunes para generación eléctrica, suelen emplear la biomasa en estado líquido o gaseoso.

En los siguientes puntos, se realiza una breve descripción de los diferentes usos técnicos a partir del estado de agregación de la biomasa, empezando por la **generación eléctrica y la cogeneración** de electricidad y calor, pero también se mencionan los usos térmicos y la generación de combustibles para la automoción, que pese a no ser el asunto principal del proyecto, conviene tener en cuenta para tener una visión clara de la dimensión que la biomasa supone para el cambio de sistema energético.

### 7.6.1 Generación de electricidad con biomasa

Existen múltiples formas de producción de electricidad con biomasa (a través de motores de combustión, a través de diferentes tipos de turbina o para la fabricación de pilas de combustible). Principalmente la generación de electricidad a través de la biomasa se realiza cogenerando (generando calor además de electricidad).

El siguiente esquema, muestra **todas las alternativas de producción de electricidad** a partir de los diferentes estados de agregación de la biomasa:

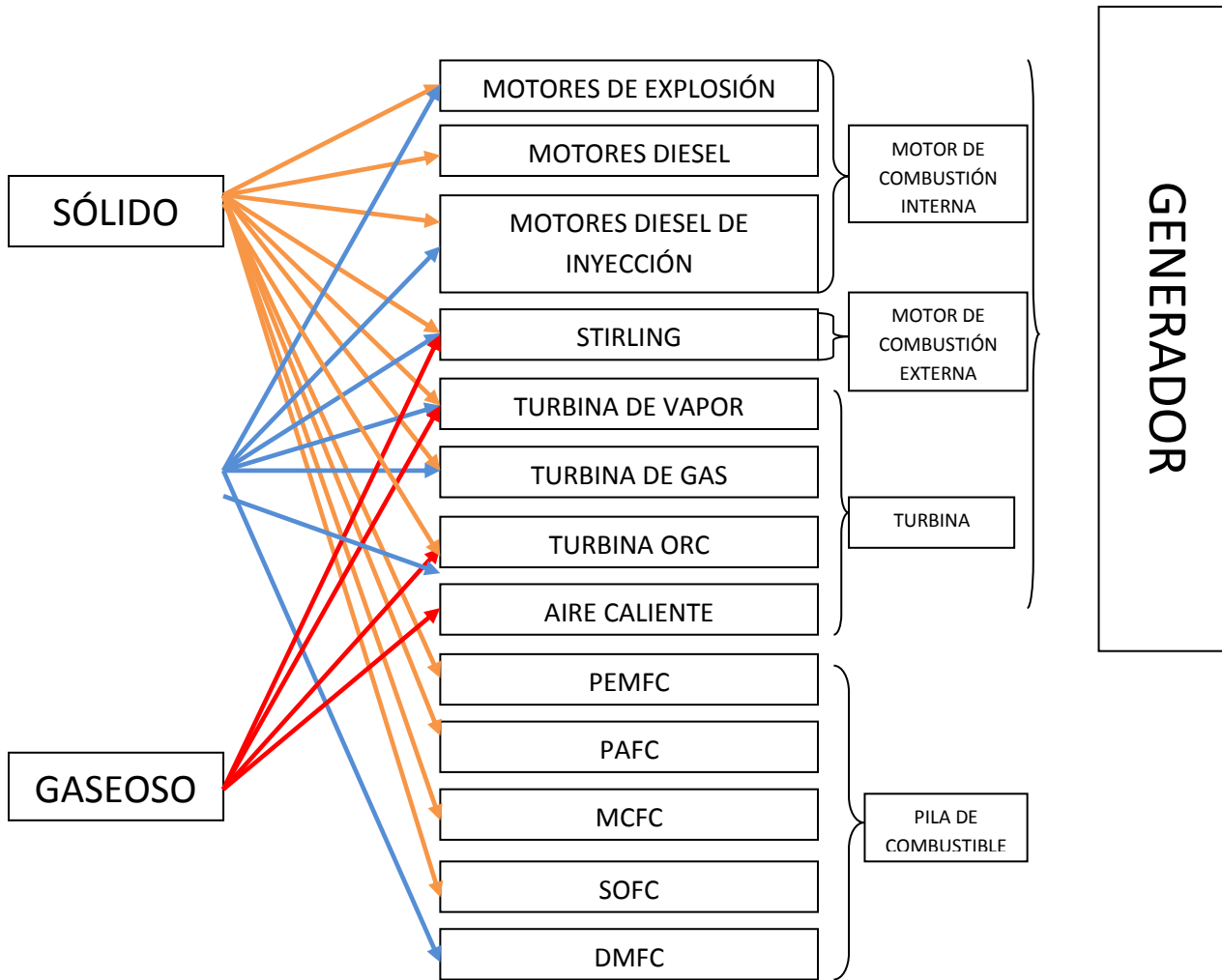


Figura 22: Alternativas para la generación eléctrica a partir de la biomasa en sus diferentes estados de agregación. Elaboración propia a partir de [27] [35].

No se está hablando de producción exclusivamente de electricidad con biomasa, puesto que su producción por este medio, hoy en día, resulta muy poco competitiva. El coste de generación medio a partir de biomasa puede estimarse en España en 6-12 c€/kWh[36], más de dos veces superior a la producción eléctrica convencional, en torno a los 3,5 c€/kWh[36] (en el capítulo correspondiente se analizarán los motivos por los que no es rentable, argumentando que no se internalizan muchas de las externalidades positivas y por tanto los precios están distorsionados).

Por tanto, es importante para su competitividad que el calor sea aprovechado en los propios procesos de tratamientos previos de la biomasa o bien para otro tipo de usos, como el industrial o el doméstico. La producción eléctrica con biomasa, engloba unas ventajas frente a los usos tradicionales que la sitúan como una alternativa muy prometedora, por lo que no sería justo reducir su viabilidad exclusivamente a un aspecto económico. En capítulos posteriores se analizarán las ventajas sociales y también económicas en profundidad.

#### 7.6.1.1 Producción de electricidad mediante motores de combustión

Mediante motores de combustión también se realiza cogeneración (electricidad más calor) mediante biocombustibles líquidos o gaseosos. Estos motores pueden ser de combustión interna (motores de



explosión y diesel) o externa (Stirling). Algunas características de estos motores se resumen en el siguiente cuadro:

	<b>Motor de explosión</b>	<b>Motor gas diesel</b>	<b>Motor diesel de inyección</b>	<b>Motor Stirling</b>
<b>Situación de la combustión interna</b>	interna	interna	externa	externa
<b>Rendimiento (%)</b>	22-27	>35	28-35	<30
<b>Vida útil</b>	bajo	alto	medio	experimental
<b>Mantenimiento</b>	alto	bajo	alto	experimental
<b>Costes de inversión</b>	bajo	alto	medio	experimental
<b>Rango de potencia (kW)</b>	>5	>150	30-150	experimental

Tabla 11: Características técnicas de motores de combustión para producción eléctrica. Elaboración propia a partir de [37] [27].

La elección del tipo de motor depende del proyecto, de la potencia, características técnicas y combustible disponible. Por ejemplo para bajas potencias es preferible un motor de ignición o diesel inyectado. Para altas potencias elevadas motores diesel [37].

Los motores de explosión son esencialmente a los motores de gasolina de los automóviles. No tienen carburación, sino que se emplea la bujía para producir la chispa que enciende la mezcla de gases en el cilindro. En ellos se puede emplear biomasa sólida o líquida.

Los motores diesel son los empleados normalmente en los ciclos de cogeneración y son muy similares a los motores diesel empleados en la automoción. En caso de precisar una potencia mayor de 150 kW se suelen emplear motores de alta compresión. Este tipo de motores es muy robusto, lo que hace que su vida normalmente supere las 80.000 horas. En ellos se puede emplear biomasa sólida o líquida [35].

Los motores diesel de inyección, convierten un motor diesel estándar en un sistema capaz de quemar biogás. Dado que la mezcla aire-gas no se autoenciende por la presión creada en el motor (como ocurre en el motor diesel), la ignición se provoca en el exterior por la combustión de un gas. Para ellos se utilizan inyectores que introducen el diesel en el cilindro junto con la mezcla gas-aire comprimida, que al ser comprimido explota y enciende la mezcla, originando la combustión. La cantidad de combustible necesaria para hacer funcionar al motor es de entre 7-10% de la potencia total. La vida de estos motores está en torno a las 35.000 horas [35]. En ellos se puede emplear biomasa sólida o líquida.

Los motores Stirling son de combustión externa. Además el aporte y cesión de calor tienen lugar a temperatura constante, por lo que resultan muy interesantes para cogenerar y para el empleo de biomasa. La ventaja de los Stirling, que se ha venido desarrollando en los últimos años, sobretodo en aplicaciones industriales, presenta la ventaja de poder emplear cualquier combustible (incluidas biomasa sólida líquida y gaseosa) y prácticamente no produce ruido. Por el contrario existen problemas para asegurar la transferencia constante de calor al cilindro, debido a la combustión externa [27].

#### **7.6.1.2 Producción de electricidad mediante turbinado acoplado a generador**

Existen fundamentalmente cuatro tipos de turbinas: de vapor, de gas, de ciclo orgánico de Rankine (ORC) y de aire caliente.



En estas turbinas, tradicionalmente los combustibles empleados son de origen fósil, aunque estos se podrían sustituir por las diferentes formas biomásicas.

**Turbinas de vapor:** son la manera más tradicional de emplear combustibles para la generación eléctrica. En ellas el agua se alimenta por medio de una bomba a una caldera que emplea tradicionalmente carbón pero en este caso emplea biomasa o mezcla de ambos, donde el calor se intercambia con el agua generando vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador produciendo energía eléctrica. El vapor de escape de la turbina se condensa en la torre de refrigeración y el ciclo comienza de nuevo. La economía de escala hace que este tipo de instalación sólo sea rentable para potencias por encima de 0,5 MWe o más[35]. En este caso podría emplearse biomasa sólida, líquida o gaseosa.

**Las turbinas de gas:** operan en circuito abierto. El gas se introduce junto con el oxígeno en la cámara de combustión, los gases se expanden en la turbina que está conectada a un alternador y se genera energía eléctrica. Este tipo de turbinas maneja potencias de varios MW, aunque también se encuentran micro turbinas de gas desde 30 kW[35]. En ellas podría emplearse biomasa líquida o sólida.

**Turbinas de ciclo orgánico de Rankine (ORC):** son similares a las de vapor, pero en este caso en lugar de agua se emplean solventes orgánicos de bajo punto de ebullición. Las potencias van de 50 kW a 2,5 MW [34]y en ellas se podría emplear biomasa gaseosa.

**Turbinas de aire caliente:** en ocasiones se originan problemas técnicos en la combustión directa de biogás en turbinas de gas abiertas (las de vapor o las de Rankine), por lo que es posible emplear este tipo de turbinas. En ellas, a diferencia de las anteriores, la combustión es externa y el fluido calentado es el aire, que se expande en la turbina irreversiblemente hasta alcanzar la presión atmosférica. En este tipo de turbinas lo que se quema es biomasa en forma de gas[34].

### *7.6.1.3 Generación de electricidad con pilas de hidrógeno*

Las pilas de combustible o pilas de hidrógeno, son convertidores de energía de tipo electroquímico. El hidrógeno en ellas se transforma en electricidad a través de una reacción con el oxígeno, produciendo también calor y agua.

El principal problema de este tipo de tecnología es la producción de H<sub>2</sub>, pero mediante gasificación y pirólisis de la biomasa se puede obtener, además de metanol. Con estos procesos se puede extraer hidrógeno para las pilas de hidrógeno, encontrando una doble rentabilidad. Este tipo de tecnología para producción de H<sub>2</sub> con biomasa no está todavía muy desarrollado pero se espera que tenga un futuro muy prometedor.

### *7.6.1.4 Ciclos de cogeneración para producción de electricidad (y calor)*

Estos ciclos tienen una eficiencia muy elevada, ya que el calor generado no se disipa en el condensador, sino que se aprovecha en algún proceso térmico. De esta forma, en un ciclo de vapor por condensación para generación de energía eléctrica exclusivamente, el rendimiento ronda el 40% (60% de pérdidas), mientras que si se aprovecha el calor (cogeneración), el rendimiento global puede alcanzar el 90% (10% de pérdidas)[35].

Esta es la alternativa más prometedor en la generación de electricidad con biomasa, ya que el empleo térmico simultáneo, permite reducir los costes del proceso y puede por tanto hacer rentable una instalación de este tipo.

#### *7.6.1.4.1 Dimensionado del ciclo de cogeneración*

El dimensionamiento correcto de la instalación es factor clave en la eficiencia del proyecto. Normalmente se diseñan en función de la demanda térmica y el generador eléctrico se conecta directamente a la red, de tal manera que la instalación térmica satisfaga la demanda de calefacción y ACS y la electricidad sobrante se exporte a la red a un precio regulado.

Por cuestiones económicas, el dimensionado del ciclo se realiza para hacer frente a una carga energética base, normalmente de entre 10-35% de la energía eléctrica o térmica máxima. De esta forma se consiguen tiempos operativos de más de 5.000 horas al año, de forma que los costes de inversión de la instalación se distribuyan entre una mayor cantidad de energía (disminuyendo los costes específicos de operación)[27].

Para el dimensionado de un sistema de cogeneración que alimente un edificio como un hotel, un bloque de pisos o un hospital, se emplean tablas como ésta:

Demanda térmica anual (kWh/año)	Demanda térmica en agosto (kWh/mes)	Demanda eléctrica anual (kWh/año)	Potencia óptima del sistema de cogeneración (kWeléctricos)
150.000	4.500	45.000	7
250.000	7.500	75.000	11
400.000	12.000	120.000	18
600.000	18.000	180.000	27
800.000	24.000	240.000	36
1.000.000	30.000	300.000	45
1.200.000	36.000	360.000	54
1.400.000	42.000	420.000	63
1.600.000	48.000	480.000	72
1.800.000	54.000	540.000	81
2.000.000	60.000	600.000	90
2.200.000	66.000	660.000	99
2.400.000	72.000	720.000	108
2.600.000	78.000	780.000	117
2.800.000	84.000	840.000	126
3.000.000	90.000	900.000	135
4.000.000	120.000	1.200.000	180
5.000.000	150.000	1.500.000	225
6.000.000	180.000	1.800.000	270
8.000.000	240.000	2.400.000	360
10.000.000	300.000	3.000.000	450

Tabla 12: tabla de referencia para el dimensionado de una instalación de cogeneración para un hospital, un edificio de viviendas o un hotel [27].

En tabla 9, se tienen las demandas marcadas en amarillo que son las del edificio en el que se quiere dimensionar la instalación de cogeneración. El tamaño óptimo se da cuando el calor anual, la demanda del mes de agosto y la demanda eléctrica anual están cubiertos o exceden la generación eléctrica del sistema a diseñar. Por lo tanto:

- Demanda anual de calor = 400.000 kWh/año = 45,66 kW
- Demanda térmica en agosto = 24.000 kWh/mes = 33,33 kW
- Demanda eléctrica anual = 180.000 kWh/año = 20,54 kW

Por lo tanto la demanda eléctrica del sistema de generación que está inmediatamente por debajo de estos valores es 18 kWeléctricos (cuadro verde), y éste es el dimensionamiento óptimo.

## 7.6.2 Generación de calor con biomasa

Ya se ha comentado anteriormente, que aunque no es el objetivo de este proyecto el empleo de la biomasa para la producción térmica exclusivamente, su importancia en la diversificación energética en tan relevante que merece ser tratada en este apartado.

### 7.6.2.1 Generación de calor con biomasa sólida

La **combustión** o **incineración** es la principal forma de generación de energía con biomasa sólida. Se trata de una reacción química relativamente rápida en la que se combina un comburente (oxígeno del

aire) con los elementos oxidables que contiene el combustible y liberándose calor en una reacción exotérmica.

Es el método más antiguo y más extendido de empleo de biomasa por el ser humano para el aprovechamiento energético, por ejemplo, para calentarse o cocinar los alimentos.

En este apartado, la generación de calor está referida fundamentalmente a usos de calefacción (o frío sin más que añadir una máquina de absorción alimentada por fluido calentado por la combustión de la biomasa) o ACS (agua corriente sanitaria) o bien para alimentar calorífica o frigoríficamente a una industria. Esto se consigue a través de la combustión directa de biomasa en su forma original, o bien en otras comerciales como las briquetas o pellets. Este sería un uso “directo” del calor generado. La combustión o incineración de la biomasa es también el proceso para aportar calor a un ciclo de Rankine mediante turbinado de vapor de agua (o de solución orgánica en un ciclo ORC) para producción eléctrica, como se ha mencionado en el punto anterior, lo que podría decirse que es un uso “indirecto” del calor generado. En cualquier caso el factor común es la extracción de calor a partir de una biomasa que no ha sido tratada química y térmicamente.

Las calderas modernas de combustible sólido se diseñan para crear las condiciones técnicas adecuadas para que se lleve a cabo de manera correcta. Fundamentalmente esto consiste en lograr una buena dosificación de cesión de aire primario al hogar y aire secundario (el que se introduce en la zona de combustión), garantizando así la combustión homogénea del combustible y un bajo nivel de emisiones.

Durante la combustión de un trozo de madera, se da un equilibrio entre reacciones exotérmicas y endotérmicas, como puede verse en el siguiente gráfico:

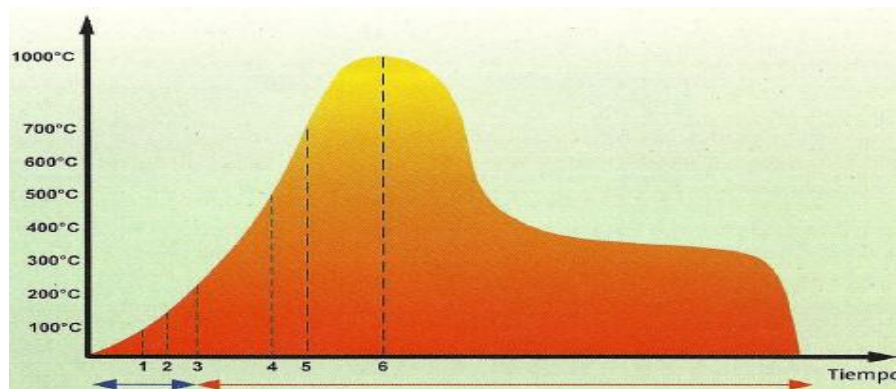


Figura 23: Evolución temporal del equilibrio de reacciones endotérmicas y exotérmicas durante la combustión de un trozo de madera y temperaturas [27].

En la figura 23 la flecha azul representa las reacciones endotérmicas y la flecha roja las reacciones exotérmicas. Si se visualizase la quema de gas o gasóleo, se observaría un mayor tiempo de calentamiento y una mayor fluctuación (es decir, precisaría mayor aporte térmico para que la reacción tuviese lugar y ésta se desarrollaría durante más tiempo).

Si se observa la llama en un leño ardiendo, se distinguen diferentes colores en la llama, que son diferentes procesos de combustión. La llama amarilla se produce por postcombustión del hollín (partículas de carbono), mientras que la llama azul se debe a la pirólisis de madera a CO.

Las fases de volatilización y combustión tienen gran dependencia de la superficie de reacción. El proceso termoquímico que se da durante la combustión, es un proceso continuo y va desde el exterior al interior:



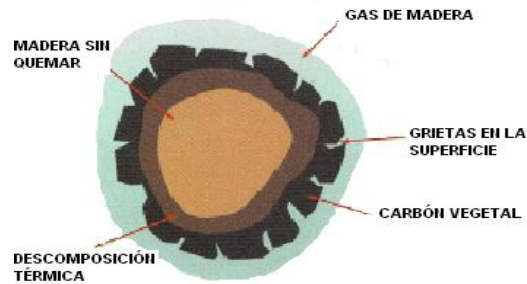


Figura 24: Fases durante la combustión de un trozo de madera [27].

En figura 24 pueden distinguirse las fases de secado, gasificación y combustión. Estas reacciones tienen relación con la superficie de contacto, por lo que si se reduce el tamaño del combustible se permite una conversión más rápida y un tiempo necesario para el encendido más corto, optimizando las fases de la combustión, reduciendo las emisiones y permitiendo mayor generación de calor (de ahí que se trate mecánicamente para reducir el tamaño).

El problema principal de la combustión directa, es la generación de contaminantes, por lo que conviene mencionar cuáles son estos y por qué se dan, lo que servirá como referencia en la comparación con otros tratamientos de la biomasa que no tendrían sentido en términos económicos y logísticos si no fuese por los beneficios medioambientales frente a la combustión directa. Los contaminantes generados durante la combustión pueden ser divididos en dos grupos:

- Contaminantes que resultan de la combustión completa:

Los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), generado a partir del nitrógeno presente en el aire y en el combustible, y el monóxido de carbono residual ( $\text{CO}$ ), que es un indicador de la calidad de combustión y depende del exceso de aire y del diseño del sistema de combustión[27].

- Contaminantes que resultan de la combustión incompleta:

En este grupo se encuentran el hollín, el monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) y los hidrocarburos y alquitranes ( $\text{C}_x\text{H}_y$ ) y partículas inquemadas. La formación de estos contaminantes pueden evitarse impidiendo que la temperatura sea menor de  $800^\circ\text{C}$ , exceso de oxígeno como mínimo 1,5 veces el estequiométrico y permitiendo que los gases en la zona de combustión permanezcan en ésta más de 0,5 segundos[27].

Las calderas actuales se diseñan para crear dos zonas separadas para aire primario y secundario y un área de combustión suficientemente grande para alcanzar las condiciones adecuadas que permitan un rendimiento elevado y minimización de emisiones. En estas calderas modernas, las alimentaciones de aire primario y secundario se encuentran normalmente controladas electrónicamente, ajustando la potencia de la caldera con la entrada del aire primario y variando la del aire secundario para conseguir combustión óptima en todo momento.

Dado que las demandas en el ámbito doméstico son normalmente muy variables y discontinuas (calefacción y/o frío y ACS), la regulación para hacerles frente es complicada, por lo que estas calderas suelen incorporar un sistema de acumulación o bien una alimentación automática. El sistema de acumulación indica a la caldera cuándo ésta debe encenderse, permitiendo mejor coordinación de los intervalos de combustión, disminuyendo el número de encendidos y alargando la vida útil del equipo al estar sometido éste a menor nivel de tensiones. Los sistemas de alimentación automática por otro lado, suelen emplear pellets cuando la potencia está comprendida entre 10-50 kW térmicos, mientras que los sistemas de más de 50 kW térmicos suelen emplear astilla. Existen también sistemas de calefacción automáticas de varios MW, normalmente como sistemas de calefacción de distrito (District Heating and Cooling)[27] [28] [29].

Actualmente la biomasa sólida es un combustible competitivo con los combustibles fósiles, para las aplicaciones térmicas del sector doméstico. La leña tiene un precio de 8-10 €/GJ y los pellets de 11-



14 €/GJ, mientras que el gasóleo de calefacción ronda los 16-18 €/GJ, y el gas natural para calefacción 18 €/GJ. Por lo tanto la madera y los pellets tienen un mejor precio que el gasóleo o el gas natural, que son los combustibles empleados tradicionalmente para la producción doméstica de calor. El principal problema en este tipo de instalaciones de biomasa es su inversión, que puede ser hasta cuatro veces superior a las calderas de gasóleo y de gas natural[29].

#### 7.6.2.1.1 Co-Combustión

Se menciona en este apartado por tratarse también de combustión, con la novedad de que no se trata exclusivamente de biomasa lo que se emplea sino que consiste en la sustitución de parte del combustible fósil tradicional empleado en la central por biomasa (entre el 2 y 20% [27]). En este caso, a diferencia de lo desarrollado en el punto anterior, el uso final de la combustión es la generación de calor pero no para un uso directo, sino indirecto, pues el objetivo es el de **producir electricidad**, por ejemplo para alimentar el calor necesario en ciclo de Rankine (en lugar de combustionar exclusivamente combustibles fósiles en centrales tradicionales, es posible sustituir parte del combustible por biomasa), como siempre con la posibilidad de cogenerar calor, lo que proporciona ventajas como: generación de energía eléctrica con mayor rendimiento, inversión por unidad de potencia inferior, mayor flexibilidad en la operación y fácil adaptación a la disponibilidad de biomasa en cada momento y reducción de emisiones de NOx (los óxidos de nitrógeno son muy contaminantes). Existen también algunos inconvenientes, ya que, debido a los pretratamientos, los costes de operación son mayores, además de la ausencia de primas a la producción de energía eléctrica e incertidumbre en el comportamiento de la caldera ante la mezcla de combustibles.

La co-combustión puede llevarse a cabo de tres maneras diferentes[27] [28] [29]:

- Directa: biomasa se alimenta directamente a la caldera y en ella se queman conjuntamente los dos combustibles. Presenta buen poder calorífico, permite amplia granulometría y amplio rango de humedades, proporciona mayor rango de composición química de cenizas.
- Indirecta: la biomasa es transformada previamente en un equipo de combustión o de gasificación externo, para posteriormente ser manejados los productos generados con cada uno de los procesos de manera conjunta. Presenta una reactividad media-alta, permite amplia granulometría y amplio rango de humedades, proporciona mayor rango de composición química de cenizas.
- En paralelo: se obtiene vapor a partir de la biomasa mediante un combustor en una caldera independiente de la de carbón, uniéndose al circuito de la central. En este tipo de instalaciones, la mayor parte de los equipos forman parte de la instalación preexistente, lo que limita la inversión. Además proporciona mayor rendimiento de generación y mayor potencia instalada.

#### 7.6.2.1.2 Calefacción y ACS centralizadas con biomasa

Este sistema es conocido como District Heating (and Cooling) y se menciona en este apartado por tratarse de generación de calor. El Cooling hace referencia a la producción de frío, que también es posible alimentando una máquina de absorción con el calor producido con biomasa.

En la central térmica se calienta agua para distribuirla a los usuarios en el caso urbano a través de un sistema de doble tubería preaislada. Este sistema centralizado logra una mayor eficiencia que los sistemas individuales. No sólo es más seguro, sino más fácil de mantener y además elimina la contaminación local. La biomasa llega al entorno de la planta y se deposita en un silo o en un parque de almacenamiento continuo. El silo pasa a una cinta que conduce el combustible hasta las tolvas de alimentación de la caldera. En la caldera se calienta el agua que circula por los serpentines a una temperatura de unos 90 grados centígrados para ser impulsada por tres bombas hacia la red de distribución que recorre los puntos de consumo. En los puntos de consumo el agua llega a una temperatura de entre 75 y 85 grados, entrando en un intercambiador de calor para proporcionar al



circuito secundario del consumidor el calor necesario que permita el abastecimiento de calor y ACS (y frío mediante máquina de absorción). Una vez cedido este calor al usuario y ya con una temperatura inferior, el agua vuelve a la planta a través de la tubería de retorno que discurre paralela a la de suministro. Estos sistemas están muy desarrollados sobretodo en el norte de Europa desde hace décadas.

#### 7.6.2.2 *Generación de calor con biomasa líquida*

Los aceites vegetales y el biodiésel, también pueden emplearse para producción de calor. Las calderas tradicionales de gasóleo pueden emplear biodiésel sin necesidad de adaptación, debido a su similitud de viscosidad y comportamiento en la combustión, con la sola precaución de que sus elementos metálicos y plásticos sean resistentes a éste.

Para los aceites vegetales, debido a su elevada densidad, no es posible emplear las calderas de gasóleo tradicionales.

El biocombustible en forma de bioetanol y biodiésel es también más caro que la gasolina y el gasóleo, cuyos costes de producción pueden estimarse en torno a 0.36-0.40 c€/kWh, mientras que los costes de producción de biocombustibles se sitúan entre 0,50-0,56 €/l (incluyendo ayudas en las materias primas agrícolas y venta de subproductos) [32].

Por tanto, el empleo de biomasa en estado líquido, no es una alternativa coherente para la producción exclusivamente de calor. Sí tiene sentido para cogenerar simultáneamente electricidad y calor.

#### 7.6.2.3 *Generación de calor con biomasa gaseosa*

La biomasa gaseosa es de buena calidad, puede emplearse en calderas de condensación, de baja temperatura y en las de gas convencional.

En comparación con el gas natural, el biogás tiene menor velocidad de propagación de llama, por lo que deben emplearse quemadores especiales (para potencias de hasta 30 kW bastan quemadores atmosféricos, mientras que para mayores potencias, y por lo tanto de gas, deben emplearse quemadores con sopladores)[32].

El biogás no suele emplearse para la producción exclusiva de calor, resulta poco interesante económicamente, sino para la producción de calor y electricidad simultáneamente (cogeneración).

## 8 Biogás

El uso más extendido del biogás, no es para la producción exclusivamente de electricidad, que es lo que se trata en este proyecto, por resultar poco interesante económicamente. **Su uso más extendido es para cogeneración de calor y electricidad** mediante motores de combustión interna. También se emplea para inyectar a la red del biometano, que es el biogás depurado con calidad similar al gas natural.

La calidad del biogás viene dado por la cantidad de metano (CH<sub>4</sub>), con poder calorífico de 39,8 MJ/Nm<sup>3</sup>. La cantidad de metano presente depende de la composición de la biomasa sólida inicial, y puede oscilar entre el 50-75% en volumen, completándose el resto con CO<sub>2</sub> (del 50 al 25%). Además puede contener en pequeñas cantidades otros gases como el SH<sub>2</sub> (sulfuro de hidrógeno), O<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>. El problema del SH<sub>2</sub> es su poder corrosivo y toxicidad, y si el contenido de este gas supera las 50 ppm, se suele desulfurar para evitar la corrosión[34].

La evolución de la producción de biogás en la UE en los últimos años ha evolucionado de la forma siguiente (datos en millones de Toneladas equivalentes de petróleo o Tep):

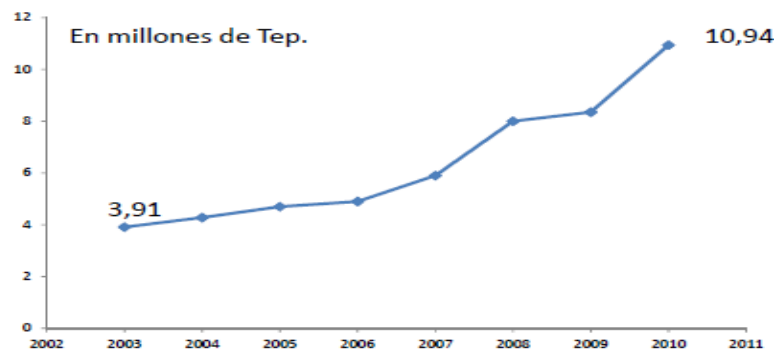


Figura 25: Evolución de la producción de biogás en Europa [6].

La producción de biogás entre 2003 y 2010 en la UE, ha crecido un 179,8% como puede verse en la figura 25, por lo que su desarrollo se está incrementando considerablemente y con él la reducción en el coste de producción, haciéndola cada vez una opción más viable económicamente.

Ya se ha comentado en otros capítulos que en general la producción electricidad a partir de la biomasa normalmente se realiza conjuntamente con producción de calor, es decir, para cogenerar. Los diferentes métodos para cogeneración de electricidad y calor son los habituales para todos los tipos de biomasa: ciclo de Rankine, turbina de gas, ciclo orgánico de Rankine y turbinas de aire caliente. Todas estas tecnologías son de una forma u otra susceptibles de emplear biogás, aunque la turbina de gas y la turbina de aire caliente son las más apropiadas.

En España la mayoría de la potencia instalada que emplea biogás, en torno al 65%, proviene del biogás de vertedero, que se trata de una tecnología más desarrollada que otras para la obtención de biogás. El RD 661 del 2007 recoge la retribución que se le asigna a instalaciones que emplean biogás para producción eléctrica, pero además distingue entre el procedente de vertedero, el procedente de deyecciones ganaderas y el de residuos agroindustriales con el fin de paliar la desigualdad en el desarrollo de las diferentes tecnologías existentes.

## 8.1 Proceso para la obtención de biogás: Digestión anaerobia o biometanización

La materia orgánica a degradar que se emplea en el proceso, puede incluir desde deyecciones ganaderas, otros residuos agroindustriales, la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), cultivos energéticos o lodos procedentes de estaciones depuradoras de aguas residuales o EDAR.

### 8.1.1 Principio de funcionamiento

El proceso biológico de la digestión anaerobia consiste en la descomposición de la materia orgánica por parte de bacterias, necesaria para proporcionar la energía necesaria para su metabolismo y generando gas metano. Existen diferentes fases y productos que coexisten en el proceso, y cada una de ellas se caracteriza por la actividad de un tipo determinado de bacterias.

Es necesario para la producción de biometano (como también se suele llamar al biogás por contener una mayoría de metano) que se den las condiciones apropiadas para que las bacterias implicadas puedan vivir. En primer lugar es necesario un **ambiente anaerobio** (ausencia de oxígeno), condiciones de humedad apropiadas (de al menos el 50% en el substrato), temperatura apropiada para que las bacterias asociadas a cada proceso sean más activas y tiempo de retención apropiado:



Bacterias	Temperatura	tiempo (días)
psicofílicas	<30	40-100
mesofílicas	30-40	25.40
termofílicas	40-55	15-25

Tabla 13: Temperatura y tiempo de retención asociadas a la acción de los tres tipos de bacterias presentes durante la digestión anaerobia [34]

Es también necesario un pH en el digestor de en torno al 7,5 y una alimentación de materia orgánica de entre 0,5 y 5 kg por m<sup>3</sup> de digestor y día. Además las bacterias requieren de otros compuestos solubles de nitrógeno, minerales y otras sustancias que no habrá problemas en encontrar si la materia empleada es estiércol. Conviene también evitar cambios bruscos en las condiciones del proceso, por lo que la alimentación debe hacerse de manera gradual y evitar también cambios bruscos en la composición del sustrato. El contenido en nitrógeno es también fundamental pues se trata de un nutriente fundamental para el metabolismo de las bacterias y ayuda a regular el pH. El exceso de H<sub>2</sub> en el sustrato puede generar demasiado NH<sub>3</sub> y producir efecto tóxico. La relación entre carbono y nitrógeno debe ser de 20-40 a 1 [32] [34].

### 8.1.2 Pretratamientos

El pretratamiento de este tipo de biomasa empleada para alimentar un digestor, sigue normalmente tres tipos de procesos (mecánicos, precalentamientos y térmicos) dependiendo del tipo de sustrato del que se trate. El tratamiento mecánico en primer lugar, permite reducir el tamaño mediante corte, molienda u otros procesos con el fin de evitar obturaciones, además se aumenta la superficie específica y se favorece la generación de biogás por acción de las bacterias. El precalentamiento actúa como catalizador en el proceso y el calor necesario proviene del propio de generación del sistema, que también provee los tratamientos térmicos para la fluidización de grasas y otros propios de cosustratos que requieren higienización.

### 8.1.3 Fases en la digestión

En un primer proceso, la hidrólisis, los carbohidratos, las grasas y las proteínas, pasan a azúcares, ácidos grasos y aminoácidos respectivamente. Posteriormente la acidogénesis los transforma en ácidos orgánicos, alcoholes, amoníaco, hidrógeno y CO<sub>2</sub>. Seguidamente mediante la acetogénesis se transforman en ácido acético con contenido de hidrógeno y CO<sub>2</sub> y en la última fase, la metanogénesis se transforma en metano (50-80%), CO<sub>2</sub> (20-50%).y una pequeña proporción de otros gases como nitrógeno, ácido sulfhídrico, hidrógeno y amoníaco (NH<sub>3</sub>), todos ellos en cantidades menores al 1% en volumen. Es el metano el componente fundamental del biogás y el que le permite la combustión, además cuanto mayor cantidad tenga, mayor será el poder calorífico del gas. Junto con estos gases, se produce fertilizante natural de buena calidad denominado biol (lo que también repercute en los costes del proceso al valorizar el desecho). El esquema del proceso puede verse en la figura 26[32] [34] [38].

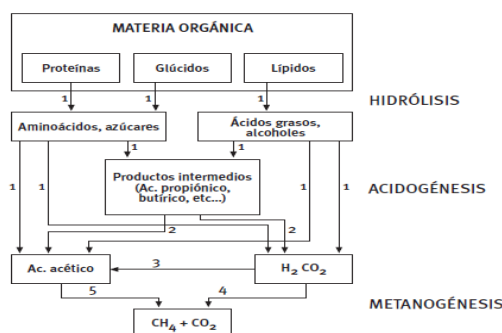


Figura 26: Fases en la digestión anaerobia [38]

### 8.1.4 Cantidad de biogás presente en una explotación ganadera

Existen gran cantidad de instalaciones de biogás construidas en todo el planeta, desde pequeñas instalaciones de ámbito doméstico en países en vías de desarrollo, hasta grandes digestores de gran potencia integrados en plantas de tratamiento de estiércol, de lodos de plantas de EDAR, de tratamiento de residuos sólidos urbanos, etc. Los materiales empleados pueden ser muy variables en su composición por lo que resulta muy complicado establecer unos valores de producción de biogás como referencia. El tratamiento de estiércoles procedentes de explotaciones ganaderas es la única alternativa que puede proporcionar un valor estimado de producción, por presentar unas propiedades más o menos conocidas (otros tipos de residuos deben ser estudiados de forma particular pues la cantidad de biogás que se pueda obtener de ellos dependerá de la composición en cada caso).

La producción de biogás a partir de los diferentes estiércoles en función de su cantidad en materia seca (MS) y materia orgánica (MO) tiene el siguiente aspecto:

Alimentación	Materia seca (% de MS)	Materia orgánica (% de MO)	Producción de biogás (m <sup>3</sup> /t de MOS)	Producción de biogás (m <sup>3</sup> /t húmedas)	Producción media de biogás (m <sup>3</sup> /t húmedas)
Estiércol bovino	7-15	65-85	200-400	9-51	25
Estiércol porcino	3-13	65-85	350-550	7-61	27
Estiércol de gallinaza	10-20	70-80	350-550	24-88	51

Tabla 14: estimación del biogás obtenible a partir de excreciones ganaderas de diferentes tipos en función de la materia seca y materia húmeda. Elaboración propia a partir de [39].

Si se conocen los parámetros anteriores de un estiércol, se puede calcular la cantidad de biogás mediante la expresión[40]:

$$Bi = S * MS * MOS * Bi_{max}$$

Siendo Bi la producción de biogás anual el m<sup>3</sup>, S la cantidad anual de substrato en toneladas, MS el tanto por ciento en contenido de materia seca, el MOS el tanto por ciento de fracción orgánica del substrato seco y Bi<sub>max</sub> la producción teórica máxima de biogás por t de MOS en m<sup>3</sup> por tonelada de MOS.

**Para la producción de electricidad**, normalmente las explotaciones ganaderas que vierten electricidad a la red a partir de la combustión del biogás, procesan entre 1.000 y 15.000 toneladas de estiércol al año como mínimo. Instalaciones capaces de procesar más de 15.000 toneladas al año son muy atractivas para la gestión de lodos y la producción de fertilizantes líquidos de calidad. También existen digestores de gran tamaño para gestión de residuos industriales a gran escala, para tratamiento de aguas residuales, residuos agroalimentarios, residuos orgánicos o plantas de RSU (residuos sólidos urbanos).

#### 8.1.4.1 Ejemplo práctico de producción de biogás en una explotación ganadera de tamaño medio

En una explotación porcina que generase 1.000 toneladas anuales de estiércol con una fracción de materia seca (MS) del 8%, del 80% en materia orgánica (MO), La producción máxima Bi<sub>max</sub> y se sitúa en torno a 450 m<sup>3</sup>/t MOS[40]. En esta situación tendríamos:

$$Bi = 1000 * 0,8 * 0,08 * 450 = 28.800 \text{ m}^3 \text{ de biogás anual.}$$

Atendiendo a la comparativa entre el poder energético del biogás frente a otros recursos tradicionales:



Figura 27: Equivalencia energética comparativa entre 1 m<sup>3</sup> de biogás y otros combustibles CIEMAT

La cantidad de biogás generada en el ejemplo de la anterior explotación ganadera equivaldría a:

Fuente	Cantidad anual
Madera	43.300 kg
Alcohol	34.560 litros
Gasolina	23.040 litros
Fuel-oil	20.448 litros
Gas natural	17.280 m <sup>3</sup>
Carbón	8.640 kg
<b>Electricidad</b>	<b>195.840 kWh</b>

Tabla 15: Equivalencia de la explotación porcina de 1.000 toneladas de estiércol anuales. Elaboración propia a partir de [40] [41].

Además el residuo sobrante ya digerido se puede emplear como fertilizante, el conocido como biol en su variante sólida y el biosol en su variante líquida, lo que puede suponer un ahorro de entre 10-15% en fertilizantes[42], o bien puede venderse a un tercero. Esta valoración de residuo, junto con el empleo del calor residual de proceso, son elementos fundamentales para la viabilidad económica del proceso, puesto que reducen costes y por tanto aumentan los beneficios de este tipo de explotaciones. Es importante tenerlo en cuenta, porque resulta un elemento más de ingresos y por tanto un elemento más para hacer rentable la planta.

### 8.1.5 Empleo del biogás: electricidad (más calor cogenerado)

**El uso más común del biogás generado es para la cogeneración**, puesto que los rendimientos del empleo exclusivamente para producción eléctrica son costosos. La producción eléctrica se puede realizar por ejemplo mediante combustión del biogás en un motor para abastecer la **demanda eléctrica** (que es la parte que interesa en este proyecto) de la propia planta y exportar el excedente de producción a la red. El calor se emplea por un lado para cubrir la propia demanda de la planta y además para calentar el digestor actuando como catalizador del proceso, o también para abastecer industrias cercanas, viviendas, invernaderos etc., gracias a lo cual la planta podría reducir sus costes. El calor cogenerado es importante tenerlo en cuenta, pues reduce los costes de la planta y por tanto puede ser fundamental para hacer viable económicamente la construcción de la planta.

El esquema general de un sistema de este tipo propio de una explotación ganadera, ejemplo práctico que se ha propuesto anteriormente, tiene el aspecto:

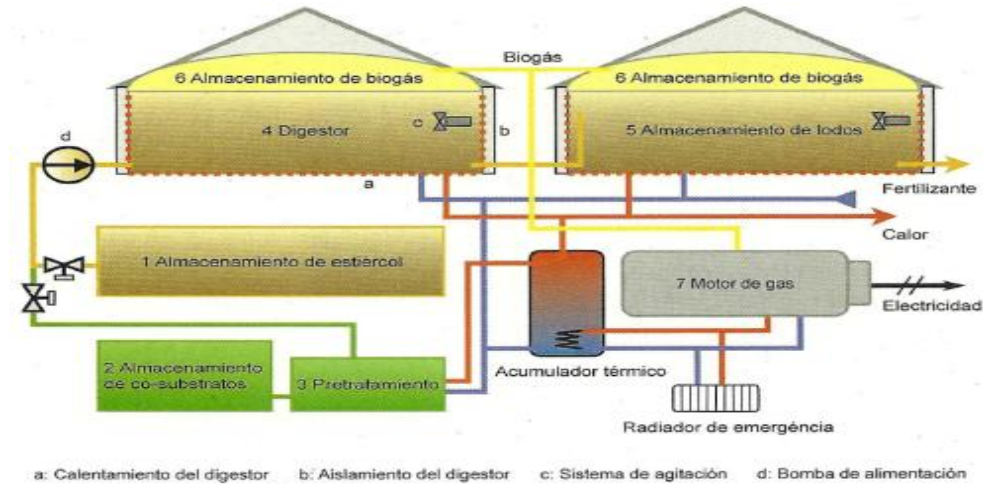


Figura 28: Esquema de una instalación de biogás (a partir de estiércol) para cogeneración mediante motor de gas [28].

### 8.1.6 Co-digestión anaerobia

En muchas ocasiones, la producción de biogás se aumenta añadiendo otras biomasa, denominadas cosubstratos, por una falta de disponibilidad o bien para aumentar la cantidad de biogás y aprovechar la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los sustratos por separado, aunque los motivos pueden ser también otros[27][28]:

- Aprovechar la complementariedad de las composiciones para permitir perfiles de proceso más eficaces
- Compartir instalaciones de tratamiento.
- Unificar metodologías de gestión.
- Amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado.
- Reducir costes de inversión y explotación.

### 8.1.7 Análisis económico según la tecnología empleada para la producción eléctrica con biogás

En la siguiente tabla se presentan algunas tecnologías para el empleo de biogás para generación eléctrica, el rango de potencias, coste estimado de la instalación, coste de la operación y mantenimiento y eficiencia respecto del poder calorífico inferior propuesto por el Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos:

Tecnología	Motores de combustión interna	Micro-turbina	Turbina de gas	Stirling	Pilas de combustible
Tamaño (MW)	0,03 a 6	0,001 a 0,4	0,5 a 30	0,0250 a 0,055	0,1 a 3
Coste de instalación (€/MW)	560.000 a 965.000	950.000 a 1.350.000	325.000 a 725.000	900.000 a 1.600.000	3.200.000 a 4.000.000
Costes de O&M (€/MWh)	6,2 a 16	6,4 a 12	3,2 a 8	4 a 6,4	1,5 a 12,3
Eficiencia sobre PCI (%)	30 a 42	14 a 30	21 a 40	30	26 a 50

Tabla 16: Comparativa entre tecnologías que emplean biogás para producción eléctrica. Elaboración propia a partir de [43].





Las cifras que se presentan la tabla 13 son orientativas, y la elección de una tecnología u otra dependerá del tipo de biomasa a tratar, del tamaño de la planta y de diversos factores que se deben analizar para cada caso particular.

### 8.1.7.1 Ejemplo práctico de costes de instalación para producción de biogás en explotación ganadera (con cosubstrato de residuo agrícola) y tiempo de amortización

Los siguientes datos están proporcionados por la Agencia Andaluza de la Energía[34] y están referidos a la gestión de 5.000 m<sup>3</sup> de estiércol vacuno y 1.000 m<sup>3</sup> de cosubstrato de residuos agrícolas (unas 800 toneladas).

	<b>Dimensión</b>	<b>Coste bajo</b>	<b>Coste alto</b>
<b>Digestor</b>	460 m <sup>3</sup>	17.000	36.000
<b>Almacenamiento de los Iodos</b>	539 m <sup>3</sup>	20.500	29.500
<b>Almacenamiento del biogás</b>	106 m <sup>3</sup>	3.500	8.500
<b>Unidad de cogeneración</b>	43 kW	27.000	73.000
<b>Aislamiento de las paredes (PUR)</b>	10,2 m <sup>3</sup>	5.100	8.160
<b>Aislamiento del fondo (Poliestireno)</b>	7,3 m <sup>3</sup>	1.278	2.008
<b>Tuberías de calor (26,9 mm)</b>	100 m	7.500	7.500
<b>Conexión a la caldera central</b>	72 kWt	5.000	5.000
<b>Tuberías de estiércol (90 x 2, Pnom)</b>	30 m	203	563
<b>Bombas (Paletas)</b>	3 kW	3.000	3.000
<b>Mezclador sumergible</b>	11 kW	6.800	6.800
<b>Antorcha</b>	143 kWt	0	10.000
<b>Calentamiento del digestor</b>	72 kWt	15.000	15.000
<b>Seguridad y otros equipos</b>		7.100	11.100
<b>Foso de premezcla</b>		25.000	35.000
<b>Tanque de higienización</b>	no incluido	0	0
<b>Almacenamiento de cosubstrato</b>		0	10.000
<b>Obra civil</b>		0	15.000
<b>Subtotal</b>		143.980	276.130
<b>Diseño</b>	5-10%	7.199	27.613
<b>Coste total de la instalación</b>		151.179	303.743
<b>Desarrollo del proyecto</b>		5.000	15.000
<b><i>Costes totales del proyecto</i></b>		<b><i>156.179</i></b>	<b><i>318.743</i></b>

Tabla 17: Estimación de inversión inicial para una explotación de estiércol con cosubstrato agrícola [34]

Los costes bajos y altos en la tabla 14, representan los límites de costes según la tecnología empleada según la disposición económica y las necesidades de la instalación, por lo que lo más conveniente sería tomar un valor medio entre ambos, que sería de 237.461 €.

En último lugar, para la instalación anterior cuya inversión sería de 237.500 €, si la ayuda a la inversión fuese del 30% y la vida útil del digestor (suele estar entre 10 y 20 años) fuese de 15 años, con un tipo de interés anual del 5%, daría un porcentaje anual de amortización de aproximadamente 9,6% de la inversión inicial. En la tabla siguiente se analizan los costes y beneficios anuales teniendo en cuenta estas condiciones y se calcula el período de retorno:



Costes anuales	Método de cálculo	Ejemplo	€
Costes anuales de la inversión	Inversión total * (1-%subvenciones) * interés	237.500 * (1-30%)* 9,6%	15.960
Costes de operación y mantenimiento del digestor	Coste total de la instalación * 3%	(237.500 - 50.000) * 3%	5.625
Costes de operación y mantenimiento de la planta de cogeneración	h/año de operación * (valor entre 0,8 - 1,2 €/h)	7500 h/año * 0,9 /h	6.750
Seguros e impuestos	Coste total de la instalación * (valor entre 0,5 - 1%)	237.500 * 0,75%	1.781
Mano de obra	h/día * 365 * (valor entre 5 -20 €/h)	0,5 h/día * 365 * 10 €/h	1.825
Alimentación de substratos	Suma de costes de entrada, transporte y empleo de nutrientes	3 €/t * 800 toneladas	2.400
<b>Costes anuales totales</b>	<b>34.341 €</b>		
Venta de electricidad	Potencia de la cogeneración (kW) * horas de operación * precio de venta (€/kWh)	42,8 kW * 7.500 h * 0,099 €/kWh	31.779
Aprovechamiento del calor	Calor residual (GJ/año) * %utilizable * (valor entre 5 -15 €/GJ)	1.295 GJ/año * 50% *10 €/GJ	6.475
Ahorros en fertilizantes	Cantidad de estiércol (t/año) * ahorro (€/t de estiércol)	5.000 t/año * 0,5 €/t	2.500
<b>Beneficios anuales totales</b>	<b>40.754 €</b>		
<b>Beneficio anual</b>	Ingresos anuales - Costes anuales	40.754 - 35.091 €/año	<b>5.663</b>
<b>Pay-back</b>	Coste total de la inversión * (1 - %subvención)/(beneficio anual + costes de inversión)	237 500 € (1- 30%)/(5.663 €/año+ 15.960 €/año)	<b>7,7</b>

Tabla 18: Balance entre costes y beneficios estimados y período de retorno de la inversión para el ejemplo de la explotación de la tabla 14 [34].

Los números manejados en la tabla 15 pueden estar en algunos casos desactualizados, pero por lo general están dentro de unos márgenes razonables y realistas y pueden servir como ejemplo básico para establecer los órdenes de magnitud de los costes y beneficios de una explotación de este tipo. En esas condiciones, el período de retorno como se puede ver en la última casilla sería de 7,7 años. A partir de ese momento la inversión estaría amortizada y se obtendrían beneficios netos todos los años.

Como puede apreciarse, el factor fundamental de ingresos y sobre el que se plantea la viabilidad del proceso, es para **producción eléctrica**, con casi 32.000 euros anuales en el ejemplo, mientras que el aprovechamiento de calor (cogeneración) permite reducir costes al igual que el aprovechamiento del fertilizante (entre ambos unos 9.000 euros anuales)



## 9 Gasificación

Tradicionalmente, la forma más sencilla y empleada de emplear la biomasa, ha sido la conversión directa térmica mediante la incineración (calor que se puede emplear por ejemplo para generación eléctrica, que es lo que interesa en este proyecto, al alimentar un ciclo de Rankine de vapor de agua que mueva una turbina acoplada a un generador). Pero existen otros métodos para producir energía eléctrica (normalmente cogenerando calor) a partir de un tratamiento previo de la biomasa, como la gasificación, en la que la biomasa sólida, mediante un proceso termoquímico, se convierte en gas combustible. Este proceso presenta ciertas ventajas de facilidad de manejo y posibilidades de conversión en energía útil (fundamentalmente eléctrica, aunque como se ha visto, para la producción simultánea de calor) frente a la combustión directa.

El proceso de conversión es el mismo que se da en la combustión, con la gran diferencia de que las fases que tienen lugar en el proceso termoquímico, son separadas en tiempo y espacio. El gas final obtenido es susceptible de aprovecharse para producción eléctrica normalmente acompañado de un aprovechamiento térmico, es decir, para cogenerar y permite la generación de electricidad en plantas de tamaño pequeño (en comparación al tamaño necesario de plantas de incineración, es decir, de combustión directa de la biomasa), particularmente apropiadas si la biomasa es madera. Es una tecnología muy satisfactoria para la generación de electricidad gracias al alto rendimiento del proceso y por supuesto emite menos partículas contaminantes que la generación de electricidad por combustión directa de la biomasa, además de que permite diversificar la producción (por requerir un menor tamaño) y permitir la generación eléctrica en zonas sin acceso a la red.

Durante el proceso de gasificación se produce un gas, conocido como gas pobre, que consiste en una mezcla de gases combustibles (15% H<sub>2</sub>, 20% CO, 5% CH<sub>4</sub>) y no combustibles (10% CO<sub>2</sub>, 50% N<sub>2</sub>). Los porcentajes de cada uno de ellos son orientativos, puesto que la composición en realidad depende de diversos factores como el tamaño de la partícula, el grado de humedad, la composición química, el agente gasificante, la temperatura de gasificación y la presión en el reactor.

El problema principal que presenta la gasificación es la contaminación por partículas de alquitrán del gas resultante, lo que imposibilita su empleo directo en motores de combustión (salvo que se mejore la calidad del gas o se depure).

### 9.1 Principio de funcionamiento

La biomasa se calienta por encima de los 600°C en presencia de un agente oxidante que contenga oxígeno, por ejemplo aire, en condiciones subestequiométrica con el fin de que la oxidación sea parcial. Como consecuencia, las sustancias orgánicas se descomponen en compuestos combustibles y el carbono residual pasa a CO. El calor necesario para comenzar el proceso, se suele aportar mediante la combustión de la biomasa del propio proceso.

En realidad la gasificación es un subproceso de la combustión, en la que el gas se genera a partir de la combustión parcial de la biomasa, con poder calorífico en torno a los 5MJ/m<sup>3</sup>, que se puede emplear en turbinas de gas para generación de electricidad, en ciclos de cogeneración de electricidad y calor[43] e incluso en motores de combustión (si está suficientemente depurado), que podrían usarse también para producción eléctrica sin más que acoplar un alternador a la salida del mismo.

Los diferentes tipos de gasificación requieren de condiciones específicas según la biomasa empleada (como la composición superficial y el grado de humedad). El funcionamiento fiable y a largo plazo del gasificador sólo es posible cuando se opera con él dentro de los parámetros requeridos. No es posible que ningún gasificador pueda usar cualquier combustible y generar un gas producto limpio.

Los gasificadores contracorriente, a diferencia de los en isocorriente (que se explican más adelante), pueden gasificar combustibles que no tienen propiedades superficiales uniformes. Por contra el gas



producido tiene un alto contenido en alquitranes y su depuración es costosa si se quieren para emplear en motores de combustión.

### 9.1.1 Fases gasificación (en orden cronológico):

- Fase de secado:  
Biomasa húmeda + Calor  $\Rightarrow$  Biomasa seca + vapor de agua
- Fase de pirólisis (descomposición térmica):  
Biomasa seca + Calor  $\Rightarrow$  Char + CO + CO<sub>2</sub> + C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> + Alquitrán
- Fase de oxidación (gasificación char):  
Char + O<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O(v)  $\Rightarrow$  CO<sub>2</sub> + Calor  
Char + CO<sub>2</sub> + Calor  $\Rightarrow$  2CO  
Char + H<sub>2</sub>O(v) + Calor  $\Rightarrow$  CO + H<sub>2</sub> [44]

### 9.1.2 Reacciones más importantes durante la gasificación (en orden cronológico):

- Descomposición de la biomasa (char: sólido generado en esta etapa):
  - Craqueo de los hidrocarburos: Biomasa + calor  $\Rightarrow$  Char + Líquidos + Gases (endotérmica)
  - Gasificación del char: Líquidos + calor  $\Rightarrow$  Gases (endotérmica)
  - C + H<sub>2</sub>O  $\Rightarrow$  CO + H<sub>2</sub> (endotérmica)
  - C + CO<sub>2</sub>  $\Rightarrow$  2CO (endotérmica)
- Reformado de hidrocarburos en fase gas:
  - C<sub>n</sub>H<sub>m</sub> + nH<sub>2</sub>O  $\Rightarrow$  nCO + (n + m/2) H<sub>2</sub> (endotérmica)
- Oxidación del char e hidrocarburos:
  - C + O<sub>2</sub>  $\Rightarrow$  CO<sub>2</sub> (endotérmica)
  - C<sub>n</sub>H<sub>m</sub> + (2n+m/2)O<sub>2</sub>  $\Rightarrow$  nCO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub>O (exotérmica)
- Reacción de intercambio:
  - CO + H<sub>2</sub>O  $\Rightarrow$  CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub> (ligeramente exotérmica) [44]

### 9.1.3 Producción de alquitranes

La composición y cantidades de alquitranes obtenidos dependen de la biomasa empleada, de las condiciones de operación del reactor y de las reacciones secundarias que se dan en el gasificador.

Según la temperatura de reacción los alquitranes se clasifican en tres categorías: primarios, secundarios y terciarios:

Categoría	Temperatura de formación (°C)	Constituyentes
Primarios	400-600	Mezcla de oxigenados Éteres fenólicos
Secundarios	600-800	Éteres heterocíclicos Alquilo fenólicos
Terciarios	800-1000	Aromáticos polinucleicos Hidrocarburos

Tabla 19: Temperaturas y constituyentes de alquitranes durante la gasificación [45].

## 9.2 Tipología de los reactores para la gasificación

Existen diferentes clasificaciones en función del agente oxidante que se emplee, en función de la procedencia del calor empleado, en función de las condiciones de presión del proceso y por último en función del proceso tecnológico empleado. La elección de una u otra alternativa está asociada tanto a



la procedencia de la biomasa, el empleo que se le vaya a dar al material combustible gasificado y por supuesto condicionado por factores económicos.

### 9.2.1 En función del agente gasificante

Pueden emplearse como agentes gasificantes tanto el aire, oxígeno o vapor de agua (también H<sub>2</sub>, cuyo proceso se propuso para producir gases con un alto contenido energético. Se pensó para ser utilizado como sustituto del gas natural)

Agente gasificante	PCS(MJ/m <sup>3</sup> )	Composición del gas obtenido (% en volumen)						Uso
		H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	C	
Aire	<6	9-20	14-24	9-20	1-7	48-53	-	Combustible
Oxígeno	10-20	32	48	15	2	3	-	Combustible o Gas de síntesis
Vapor de agua	10-20	50	20	22	6	-	2	Combustible o Gas de síntesis

Tabla 20: Poder calorífico superior, composición y uso en función del agente oxidante en la gasificación de la biomasa [46].

### 9.2.2 En función del aporte térmico

La gasificación puede obtener el aporte térmico necesario mediante mecanismo directos (autotérmicos) o indirectos (alotérmicos). Lo más conveniente es emplear sistemas autotérmicos, de forma que el aporte térmico se proporciona mediante la combustión de parte de la carga biomásica. En uno indirecto, el aporte se realiza por otro medio.

### 9.2.3 En función de la presión

El gasificador puede ser atmosférico, si las condiciones en el mismo durante el proceso son a presión atmosférica, o presurizado, si las condiciones son diferentes a las atmosféricas. Los gasificadores de lecho móvil suelen trabajar a presión atmosférica y los de lecho fluidizado suelen estar presurizados, alcanzándose hasta los 30 bares en algunos casos.

En general un aumento de la presión no favorece las reacciones de gasificación, ya que aumenta las proporciones de hidrocarburos y alquitranes.

### 9.2.4 En función del diseño

La elección de un tipo de tecnología u otra condiciona el proceso y viene determinada por el tipo de material a gasificar y las condiciones en las que se introduce en el gasificador. La clasificación se realiza en tres grandes grupos en función del lecho en el que tiene lugar el proceso: Lecho fijo, móvil o fluidizado.

#### 9.2.4.1 Lecho fijo:

La biomasa normalmente es alimentada en ellos de forma troceada por la parte superior del reactor. En lecho fijo el rendimiento está entre 69-87% y la cantidad de gas obtenido a partir de la biomasa inicial sólida, es de en torno a 2.1-2.4 Nm<sup>3</sup>/kg[27][43][44][45][46]

### Downdraft (en contracorriente)

- Construcción y operación relativamente sencilla.
- Se requiere baja humedad en los combustibles.
- Se produce un gas relativamente limpio.
- Gases de salida a alta temperatura.
- Posible fusión de cenizas y formación de escorias.
- Baja capacidad específica (kg sólido/volumen del reactor)
- Alto tiempo de residencia de los sólidos.
- Elevada conversión de la biomasa.
- Bajos niveles de partículas.
- Potencial de escalado muy limitado con tamaño máximo pequeño.

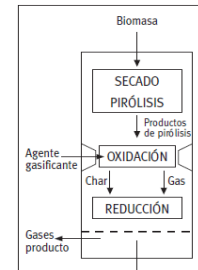


Figura 29: Gasificador en contracorriente [27]

### Updraft (en isocorriente)

- Construcción simple y robusta.
- Alta eficacia térmica.
- Gas con alto contenido en alquitranes.
- Baja temperatura del gas de salida.
- El gas producido es apto para su combustión directa.
- Facilidad de operación a bajo régimen.
- Elevados tiempos de residencia del sólido.
- Altos niveles de partículas.
- Elevada conversión de la biomasa (referido al grado de conversión al carbono)
- Fácil escalado hasta tamaños medios.

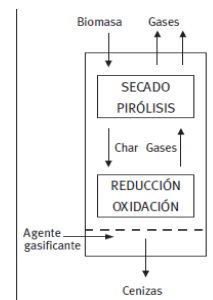


Figura 30: Gasificador en isocorriente [27]

#### 9.2.4.1.1 Crossdraft (flujo cruzado)

- Adecuado para carbón vegetal.
- Problemas en materiales por altas temperaturas en oxidación.
- El combustible sirve de aislamiento contra altas temperaturas.
- Capacidad mínima de transformar al alquitrán.
- Pueden funcionar a pequeña escala < 10KW.
- Gran sencillez del conjunto de depuración (ciclón + filtro).

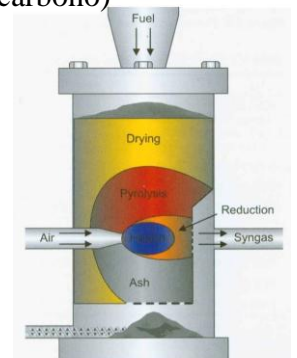


Figura 31: Gasificador en flujo cruzado [43]

#### 9.2.4.2 Lecho móvil

Un ejemplo de este tipo es el de horno rotatorio. Este tipo de lecho presenta algunas ventajas como cortos tiempos para el procesamiento frente a los reactores de lecho fijo. Además puede procesar un amplio tipo de materias primas con diferentes propiedades físico-químicas.[27][43][44][45][46]

El funcionamiento de este tipo de reactor presenta similitudes con los gasificadores de lecho fijo, sobre todo por lo que respecta a la parte mecánica ya que se facilita el desplazamiento de los sólidos haciendo más fácil la operación en continuo del sistema. Cabe destacar que en un horno rotatorio el gas puede circular en corrientes opuestas o en corrientes paralelas con el sólido, teniendo cada caso ventajas y desventajas asociadas a los reactores de lecho fijo comentadas anteriormente.

#### 9.2.4.3 Lecho fluidizado:

En él, el sólido es mantenido en suspensión mediante el gas. No se pueden distinguir zonas más o menos diferenciadas en las que se lleven a cabo las diferentes fases de procesos. Cada partícula es sometida de forma instantánea y consecutiva a los procesos en cualquier punto del gasificador una



vez que entra en él, siendo finalmente las cenizas separadas por el gas emergente. El rendimiento se sitúa en torno al 75-89% y la cantidad de gas es de entre 2-2.1 Nm<sup>3</sup>/kg.

La elevada velocidad de reacción y excelente mezcla hacen que los perfiles de temperatura y conversión sean uniformes a lo largo del reactor, permitiendo un control muy fino de las condiciones de operación. Permite también una alta capacidad específica (Kg de sólido/ m<sup>3</sup> de reactor) frente a otros reactores, por ello, para unidades de gran tamaño (más de 100 MW) resultan más interesantes. Se puede disminuir el tamaño del reactor si se realiza una presurización.

Por todo esto son los favoritos para la utilización en ciclos termodinámicos avanzados (como la gasificación integrada en ciclo combinado o cogeneración). Entre los gasificadores de este tipo, están los de lechos fluidos circulantes, o CFB, en los que el lecho se encuentra en condiciones de fluidización rápida y los sólidos son arrastrados, debiendo ser recogidos y recirculados. En ellos el contacto sólido gas es mejor que en otros regímenes de fluidización y la uniformidad en temperatura y conversión son mayores que en el lecho fluido convencional. Permite así reducir la aglomeración de partículas pudiendo adicionarse reactantes gaseosos a diferentes niveles. La complejidad de los equipos, sin embargo aumenta, produciéndose mayor desgaste debido a las mayores velocidades de los sólidos.

Se pueden clasificar según la velocidad de fluidización en: lecho fluidizado burbujeante (1-2 m/s) y lecho fluidizado circulante (mayor de 5 m/s)

En resumen, la característica común a los diversos tipos de lechos fluidizados, además del buen contacto sólido gas, alta capacidad específica y el óptimo control de las condiciones antes mencionadas, es un contenido medio en alquitranes para el gas de salida, y como principal desventaja, un importante arrastre de sólidos.[27][43][44][45][46]

### 9.3 Aplicaciones de la gasificación

La gasificación permite la obtención de **energía eléctrica** (normalmente con aprovechamiento del calor residual, bien para el propio proceso de gasificación, como para otros procesos, es decir, cogenerando) que puede llevarse a pequeña escala (<10-20 MWe), que se produce a presión atmosférica y se utiliza el gas generado en motores de gas. A escala media (15-40 MWe), también a presión atmosférica pero posteriormente se comprime el gas obtenido para su combustión en una turbina de gas. A gran escala (>30-50 MWe), cuya gasificación se produce a presión integrada en un ciclo combinado.[27]

En general se puede decir que los gasificadores de lecho fijo en isocorriente son los más adecuados para cogeneración de electricidad (y calor) a pequeña escala, mientras que los de lecho fluido son más adecuados para plantas más grandes, también para cogenerar. Los isocorriente son además los que están en un estado más avanzado de desarrollo comercial y los más viables económicamente y permiten una mayor diversificación de la producción eléctrica por precisar de un menor escalado y cercanía con puntos de consumo y por tanto disminuyendo las pérdidas en el transporte eléctrico en comparación con instalaciones de mayor tamaño.[27]

El gas obtenido puede emplearse directamente en un motor de gas, una turbina de gas o emplearse para obtener metanol o hidrógeno. Puede ser empleado también en la pila de combustible y en el motor Stirling. Todas estas alternativas persiguen producción eléctrica, pero normalmente ésta viene acompañada de un aprovechamiento del calor sobrante (cogeneración). La gasificación resulta especialmente interesante para la generación de electricidad y calor (cogeneración), pues de forma muy general, se puede afirmar que la combustión en un motor de gas del gas producido por la gasificación, permite obtener 1 kWh de electricidad y 2 kWh de calor a partir de 1 kg de biomasa.[27]



Generalmente los motores industriales o de automoción requieren modificaciones para poder usar este gas (siempre sería posible emplear estos motores como generadores eléctricos sin más que acoplar un alternador a la salida). Uno de los problemas que presentaría de no modificarse, son los condensados que contiene el gas producto depurado, que puede obstruir los inyectores. La formación de depósitos acorta los intervalos entre cambios de aceite, que tienen que llevarse a cabo aproximadamente cada 250 horas de funcionamiento. El límite en el contenido en alquitranes para que el gas producto pueda ser utilizado en plantas de cogeneración es de 100 mg/m<sup>3</sup> de gas.[46]

Hasta el momento los motores de inyección son los que han tenido más éxito para emplear este tipo de gas. A pesar de que necesitan entre un 5% y 20% de combustible para comenzar el proceso de combustión, no es necesario tener una alta calidad del gas. El gas se introduce en el cilindro por medio de la inyección directa del combustible diesel o biodiésel necesario para una buena combustión, de manera que se tenga una velocidad constante. Así, regulando la cantidad de combustible inyectada, es posible reaccionar a las fluctuaciones en la calidad del gas. En este tipo de motores, si se para la producción de gas, pueden operar con un 100% de gasolina, lo que puede proporcionar una gran ventaja en caso no que la disponibilidad de gas sea limitada y se precise que el motor siga funcionando.[46]

Se han comentado también la posibilidad el empleo en motores Stirling o en pilas de combustible que, pese a tener un futuro prometedor, de momento no pueden competir con el empleo de gas de la gasificación para la cogeneración de pequeña escala.

La principal barrera que presenta el desarrollo de este tipo de proceso está vinculada a la problemática de encontrar las tecnologías fiables necesarias para la eliminación de los alquitranes a un precio competitivo. Estos alquitranes dificultan o impiden la utilización del gas en motores de combustión interna o turbinas de gas.[46]

Actualmente se está incrementando el interés de este tipo de proceso para la obtención de H<sub>2</sub> para pilas de combustible.

En último lugar, cabe hacer notar que si la materia gasificada proviene por ejemplo de aserraderos, o cualquier industria de madera no tratada que no contenga elementos tóxicos, las cenizas pueden ser empleadas como fertilizante, lo que mejora la rentabilidad, al igual que en los procesos de generación de biogás mediante digestores anaerobios.[28]

#### **9.4 Ventajas y desventajas frente a la combustión directa**

Una de las principales ventajas de la gasificación frente a la combustión directa de la biomasa es la versatilidad del gas producido, que se puede usar para los mismos propósitos que el gas natural, puede quemarse para producir calor y puede alimentar motores de combustión interna y turbinas de gas para generar electricidad. Produce un combustible relativamente libre de impurezas y causa menores problemas de contaminación al quemarse.

Como principales desventajas están la elevada concentración en alquitranes y partículas, lo que ocasiona problemas para su posterior empleo, y la elevada inversión necesaria para una planta de gasificación.[27][28]

#### **9.5 Análisis económico de una instalación típica**

El siguiente análisis proviene de datos proporcionados por la Agencia Andaluza de la Energía[27]. En él, se realiza un análisis previo de una instalación de gasificación de madera en lecho fijo en isocorriente (que como se ha comentado son los más adecuados para la cogeneración a pequeña escala, además de estar más desarrollados comercialmente y ser más viable económicamente). Las pruebas se realizaron sobre 200 horas. La base de estudio es la cantidad de energía a partir de astillas de madera, que en término medio, generaban unos 200 kWh eléctricos por m<sup>3</sup> de astilla (unos 0,8



kWh/kg). El precio de la madera era de 8 €/m<sup>3</sup> y el precio para el combustible de 0,04 €/kWh de electricidad producida.

Para la evaluación de la viabilidad económica se escogió el método del valor actualizado neto y se emplearon los siguientes datos:

- La tasa de interés es del 8%
- El período de amortización del capital es de 10 años
- La planta opera 6000 horas/año
- Se puede utilizar un 33% del calor producido (sólo durante las estaciones frías, parte se necesita para secado del combustible)
- El precio de venta de la electricidad es de 5 c€/kW, 10 c€/kW o 15 c€/kW (tres escenarios posibles)
- El calor generado tiene un valor de 4 c€/ kWh (dependiendo de los precios del petróleo)
- Los costes de mantenimiento son aproximadamente un 10% de la inversión total
- Se consideran 30 minutos de funcionamiento diario (220 días del funcionamiento), con un coste de 15 €/h.

Como no se conoce ni la inversión de la planta de gasificación de madera, incluidos los equipos de alimentación y depuración de gases, ni el precio de la planta de cogeneración, los posibles costes máximos de inversión se han determinado a partir de los resultados de las pruebas. Según éstos, para plantas de 30 kWe los costes de la inversión máximos están entre 50.000 Y 60.000 €, dependiendo de los precios de madera. En las condiciones actuales, los proyectos de gasificación de la madera tan pequeños no serían económicamente rentables.

Los costes de inversión máximos para una planta de gasificación de biomasa dependen fundamentalmente de la capacidad, del precio de venta de la electricidad y del precio del combustible.

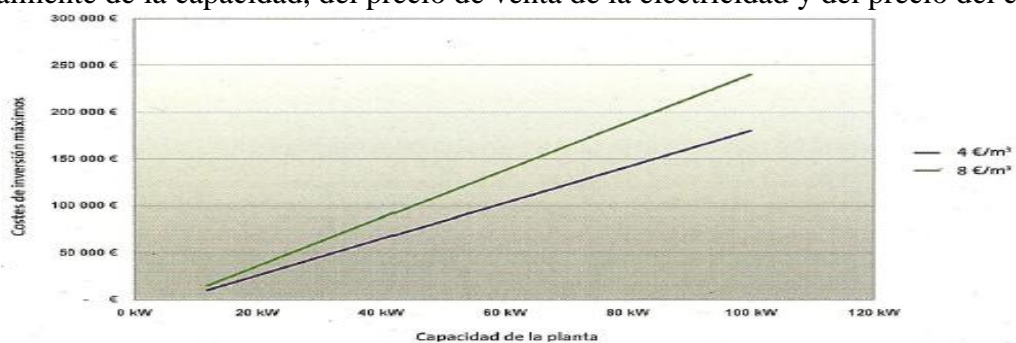


Figura 32: Costes de inversión de una planta de gasificación en función de la capacidad para dos precios de la materia prima empleada [27]

Como en todos los proyectos de biomasa, el gasto de logística del combustible aumenta con el tamaño de la planta y hace más difícil el aprovechamiento del calor producido.

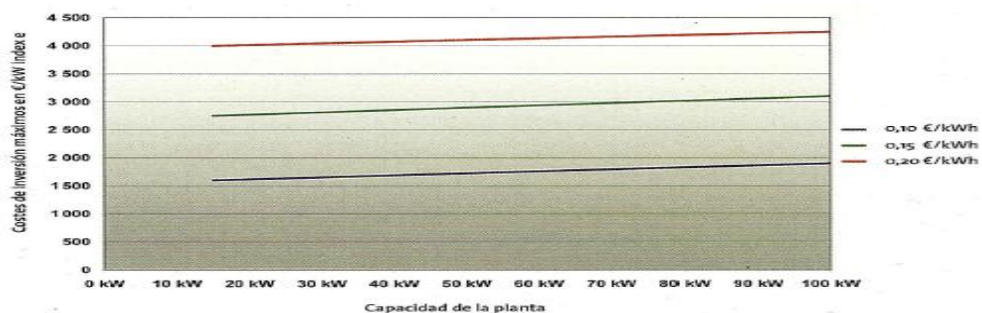


Figura 33: Límites de rentabilidad para una planta de generación eléctrica mediante gasificación para 3 precios de venta de energía y coste fijo de materia prima empleada en función de la capacidad de la planta [27]



En la figura 33 puede verse cómo variando el precio de venta de la electricidad, manteniendo el precio de la madera fijo en 8 €/m<sup>3</sup> de astillas y con una prima a la generación de energía eléctrica inferior a 10 c€/kWh, la planta no sería rentable. A 10 c€, los costes de inversión máximos están entre 1.620 €/kW (capacidad de la planta de 30 kWe) y 1.890 €/kW (capacidad de la planta de 100 kWe).

Con 15 c€/kWh de prima, los costes de inversión máximos están entre 2.800 €/kWe (capacidad de la planta: 30 kWe) y 3.100 €/kWe (capacidad de la planta: 100 kWe).

Con una prima de 20 c€/kWh, se tendría una inversión de 4.250 €/kWe para una planta de 100 kWe.

El análisis de viabilidad económica muestra que la gasificación de biomasa para el rango más bajo de capacidad puede ser un proceso rentable para generación de calor y electricidad, así como para la eliminación de residuos.

## 10 Pirólisis

La **pirólisis** es un proceso intermedio en la combustión, como lo es la gasificación, y consiste en la descomposición térmica de un sólido orgánico por efecto de la temperatura (300-600°C, mayores que la gasificación) llevada a cabo en una atmósfera inerte carente de oxígeno, a diferencia de la gasificación (nitrógeno o gases de salida exhaustos o recirculados). La naturaleza y composición de los compuestos finales, dependen de las propiedades de la biomasa tratada, las condiciones de presión y temperatura durante el proceso de conversión, y de los tiempos de permanencia del material en la unidad de pirólisis. Se trata de un buen método para obtención de energía a partir de biomasa seca, y un excelente proceso para la conversión de residuos sólidos urbanos en compuestos con interés económico.

### 10.1 Principio de funcionamiento

Las diferentes etapas del proceso de pirólisis son:[47]

- A  $T^a > 200^\circ\text{C}$  → Secado de la biomasa y desprendimiento de H<sub>2</sub>O, Ácido acético y MeOH (Metanol).
- $200^\circ\text{C} < T^a < 280^\circ\text{C}$  → Precarbonización de la biomasa, formación del jugo piroleñoso (primeros compuestos líquidos), formación de primeros compuestos gaseosos (principalmente CO<sub>2</sub>)
- $280^\circ\text{C} < T^a < 500^\circ\text{C}$  → Continúa la producción de jugo piroleñoso, formación de alquitranes ligeros, compuestos gaseosos como el CH<sub>4</sub>, CO y algo de H<sub>2</sub>.
- $T^a > 500^\circ\text{C}$  → Continúa la producción de compuestos volátiles y el H<sub>2</sub> se hace más abundante, se forman alquitranes pesados y va quedando carbón vegetal cada vez más puro como residuo carbonoso.

### 10.2 Aplicaciones de la pirólisis

Comercialmente, la pirólisis se emplea en la primera etapa para producir carbones activos gracias a la obtención de residuos carbonosos finales del proceso. La producción de combustible líquido que se da en las temperaturas intermedias, está menos desarrollada tecnológicamente para su aprovechamiento y presentan más incertidumbre acerca de su viabilidad futura. Estos líquidos generados, presentan problemas para ser directamente aprovechables como combustibles debido al elevado grado de acidez, contenido de partículas, alta viscosidad, poder corrosivo y polimerización durante el almacenamiento. Claro está que estos compuestos obtenidos, pueden ser empleados posteriormente para **producción eléctrica**. Durante la pirólisis se da también la liberación de un gas pobre, mezcla de monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas,



de débil poder calórico, puede servir para accionar motores diesel, para mover vehículos e incluso para producir **electricidad**. [28][47]

## 11 Biocombustibles líquidos

*“El uso de aceites vegetales como combustibles en motores de automoción puede parecer insignificante hoy, pero pueden llegar a ser en el futuro tan importantes como lo son actualmente los derivados del petróleo y el carbón”*, Rudolf Diesel, 1912.

Aunque este tipo de combustibles no son una alternativa actualmente muy extendida para la producción **eléctrica**, resulta importante incluir un capítulo en este proyecto por la gran importancia que tiene hoy a nivel mundial y sin duda la gran penetración que van a tener en las próximas décadas. A pesar de las ventajas medioambientales y sociales del uso de biocombustibles, su empleo está poco desarrollado y extendido, frente a los motores diésel y los combustibles fósiles. Su uso ha penetrado más en el ámbito de la automoción que en el de los motores estacionarios, como por ejemplo los **generadores eléctricos** (conviene recordar que el uso en motores de automoción de este tipo de combustibles, no descarta su uso para la producción eléctrica, pues como ya se ha comentado en capítulos anteriores, bastaría con acoplar un alternador al eje de salida del motor para funcionar como generador eléctrico)

Para hacerse una idea del desarrollo que están teniendo estos biocombustibles, basta con señalar que en la Unión Europea en el año 2009 su consumo era de más de 12 millones de toneladas anuales (en 2004 apenas se llegaba a las 2,5 millones de toneladas anuales). De todo el empleado en Europa, el 79,5% de todo el biocombustible consumido era biodiésel y el 19,3% bioetanol (entre ambos el 99,9%).

ETANOL			BIODIÉSEL		
Posición	País	Millones de litros	Posición	País	Millones de litros
1	Estados Unidos	51.415,97	1	Estados Unidos	5.912,17
2	Brasil	26.887,52	2	Alemania	5.047,81
3	China	2.699,48	3	<b>España</b>	5.023,19
4	Francia	1.821,03	4	Indonesia	4.262,31
5	Canadá	1.494,50	5	Brasil	4.160,28
6	India	1.420,92	6	Malasia	4.091,18
7	Polonia	1.079	7	China	3.906,09
8	Alemania	916,97	8	Argentina	3.636,28
9	Tailandia	868,5	9	Francia	2.926,11
10	Jamaica	832,7	10	Tailandia	2.771
11	Trinidad y Tobago	757	11	Italia	2.749,99
12	Indonesia	683,38	12	India	1.715,64
13	<b>España</b>	546	13	Polonia	1.505,05
14	Austria	485	14	Países Bajos	1.124,09
15	Bélgica	485	15	Singapur	988,76
16	Países Bjos	480	16	Austria	982,96
17	Reino Unido	470	17	Reino Unido	970
18	Islas Vírgenes	387,5	18	Bélgica	886,37
19	Colombia	352	19	Grecia	850,26
20	Vietnam	318,11	20	Australia	797,81
21	Australia	292,7	21	Corea del Sur	762,91
22	República Checa	280	22	Portugal	590,92
23	El Salvador	247,1	23	Colombia	584,82
24	Paraguay	237,25	24	Filipinas	478,23
25	Argentina	237,2	25	República Checa	459,77
<b>Total</b>	<b>95.694,83</b>		<b>Total</b>	<b>57.184</b>	

Tabla 21: Posición y cantidad de producción mundial de Biodiésel y Etanol por países en 2010 [48]

En la Unión Europea se ha establecido como objetivo para el 2020 que el 10% de la energía consumida en el sector del transporte sea de origen renovable para todos los estados miembros, con lo que su cumplimiento permitiría reducir los costes de producción y por tanto podría hacer viable económicamente el empleo de este tipo de biocombustibles para la **generación eléctrica**, ya que los costes de la materia prima para su fabricación es superior al de los combustibles fósiles (entre 0,02 y 0,05 €/MJ)[28], por lo que estos biocarburantes precisan apoyo financiero para poder competir. Una de las posibilidades sería anular o reducir los impuestos frente a los derivados del petróleo, lo que anularía la desventaja competitiva y el beneficio sería para los consumidores, de forma que se estimulase la demanda sostenible del mercado y se apreciaran beneficios medioambientales de la medida.

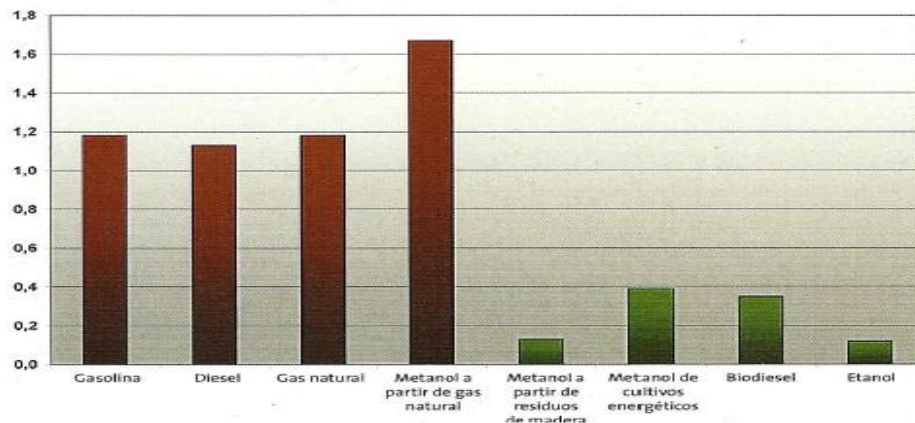


Figura 34: Relación entre consumo y producción para diferentes combustibles (en marrón combustibles fósiles tradicionales en verde combustibles procedentes de la biomasa) [27]

Como puede apreciarse en el gráfico anterior, para la producción de los combustibles fósiles tradicionales, es necesaria más energía de la que se extrae con ellos (relación mayor de la unidad), mientras que para los biocombustibles se necesita entre un 10% y un 40% de la energía extraída. Por lo tanto, el problema de penetración, es un problema exclusivamente económico debido a la economía de escala, por lo que su impulso y penetración en los próximos años hará factible su empleo en otros ámbitos que no sean los de la automoción, sector en el que se han venido introduciendo normativas de obligatoriedad de uso en los últimos años, como la **generación eléctrica**.

## 11.1 Generaciones de biocombustibles (primera, segunda y tercera)

Es importante señalar que no todos los biocombustibles pertenecen a la misma generación. Se han venido desarrollando en los últimos años diferentes generaciones según el origen de la biomasa empleada para producirlos. No se espera que todas las generaciones tengan un futuro tan prometedor, debido a las competencias que puedan presentar frente al empleo de los mismos cultivos biomásicos para otros sectores, o por el empleo de los terrenos de cultivo en competencia con otros fines.

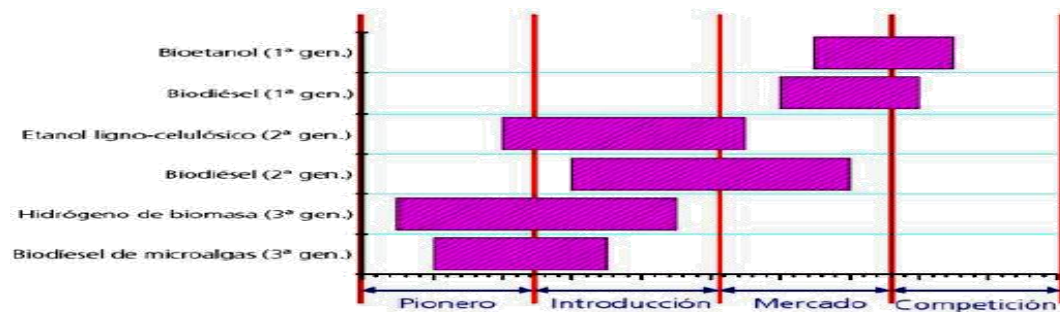


Figura 35: Grado de introducción en el mercado de las diferentes generaciones de biocombustibles más importantes y de hidrógeno a partir de la biomasa Foro energía y cambio climático

### 11.1.1 Primera generación

Son biocombustibles que se obtienen de cultivos alimenticios y que se procesan por medios convencionales, como el bioetanol que proviene de la caña de azúcar o la remolacha, o el biodiésel que proviene de las semillas de cártamo o girasol. El principal problema de estos biocombustibles es que ocupan tierras destinadas a cultivos alimenticios, lo que ya está suponiendo un problema global a nivel mundial sobre todo para países en vías de desarrollo ocasionando subida en los precios de alimentos que son fundamentales en economías muy frágiles. [49] [50] [51]

### 11.1.2 Segunda generación

Biocombustibles que se elaboran a partir de materias primas que pueden transformarse en celulosa, como los desechos de los cultivos alimenticios (como tallos del trigo o del maíz) el aserrín o plantas con un alto contenido de materia lignocelulósica. Muchos de estos métodos están en experimentación y todavía no son económicamente rentables, pero la velocidad a la que se desarrollan sus tecnologías es muy alta, por lo que existe la posibilidad de que en el mediano plazo den resultados satisfactorios que permitan su implementación. No compiten por la utilización de suelos agrícolas, lo que es un argumento a su favor. [49] [50] [51]

### 11.1.3 Tercera generación

Persigue crear bioetanol a partir de cultivos específicos, como las algas. También el hidrógeno procedente de la biomasa. El potencial energético de las algas puede llegar a ser 30 veces mayor que el de los cultivos energéticos en tierra, ya que capturan una gran cantidad energía solar y se reproducen rápidamente. Existe un tipo de algas que de manera natural produce bioetanol. Esta idea se encuentra todavía en etapa experimental por lo que el uso de esta tecnología para producción en masa de biocombustibles no es económicamente viable hoy en día. Sin duda este tipo presenta un

futuro muy esperanzador, pues no compete con los suelos destinados al cultivo de alimentos y la eficiencia en la producción es muy elevada. [49] [50] [51]

### 11.2 Procesos de producción de biocarburantes con biomasa:

BIOCARBURANTE	DESCRIPCIÓN	USO Y APLICACIONES
Bioetanol	Etanol producido a partir de biomasa o de la fracción biodegradable de los residuos, para su uso como biocarburante	- Uso en motores de gasolina convencionales mezclado hasta el 15% con gasolina. - Uso en motores Flex-fuel como E85 - E-diesel: etanol mezclado en bajas proporciones (máximo al 10%) con gasoil para uso en motores diesel. En desarrollo
Biodiésel	Éster metílico producido a partir de aceite vegetal o animal de calidad similar al gasóleo, para su uso como biocarburante	Uso en motores diesel convencionales en mezcla con gasóleo convencional o al 100%
Biogás	Combustible gaseoso producido a partir de biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos y que puede ser purificado hasta alcanzar una calidad similar a la del gas natural, para su uso como biocarburante, o gas de madera	Uso en motores de gas como sustituto o en mezcla con gas natural
Biometano	Metanol producido a partir de la biomasa, para uso como biocarburante	Dadas las propiedades del biocombustible, muy parecidas a las del bioetanol, el biometano se puede utilizar en los motores de ciclo Otto y Diésel
Biodimetiléter	Dimetiléter producido a partir de la biomasa, para su uso como biocarburante	Indicado para la sustitución del gasoil en los motores de ciclo Diésel
Bio-ETBE (etil ter-butil éter)	ETBE producido a partir del bioetanol. La fracción volumétrica de bio-ETBE que se computa como biocarburante es del 47 %	Puede ser usado en mezcla al 15% en volumen con la gasolina.
Bio-MTBE (metil ter-butil éter)	Combustible producido a partir del biometano. La fracción volumétrica de bio-MTBE que se computa como biocarburante es del 36 %	Puede ser usado en mezcla al 15% en volumen con la gasolina.
Biocarburantes sintéticos	Hidrocarburos sintéticos o sus mezclas, producidos a partir de la biomasa	En función de las características del hidrocarburo sintético podrá emplearse en un motor diesel o de ciclo Otto
Bio-hidrógeno	Hidrógeno producido a partir de la biomasa y/o a partir de la fracción biodegradable de los residuos para su uso como biocarburante	Uso en motores adaptados
Hidrobiodiesel	Combustible producido por hidrogenación/isomerización de aceite vegetal o animal	Uso en motores diesel
Otros biocombustibles producidos a partir de biomasa	Bioalcoholes, bioésteres y bioéteres distintos de los enumerados; los productos producidos por tratamiento en refinería de biomasa, la biogasolina y el bioLPG; y los carburantes de biorrefinería	Uso en motores diesel o Otto en función de las características del combustible
Bioqueroseno	Fracción ligera procedente de la destilación de biodiesel obtenido por transesterificación de aceites vegetales	Uso en mezclas con queroseno hasta el 20% para uso en motores aviación

Tabla 22: Resumen con los biocarburantes más conocidos, materia prima para su elaboración, la tecnología empleada para su obtención y la aplicación más común<sup>8</sup>[28]

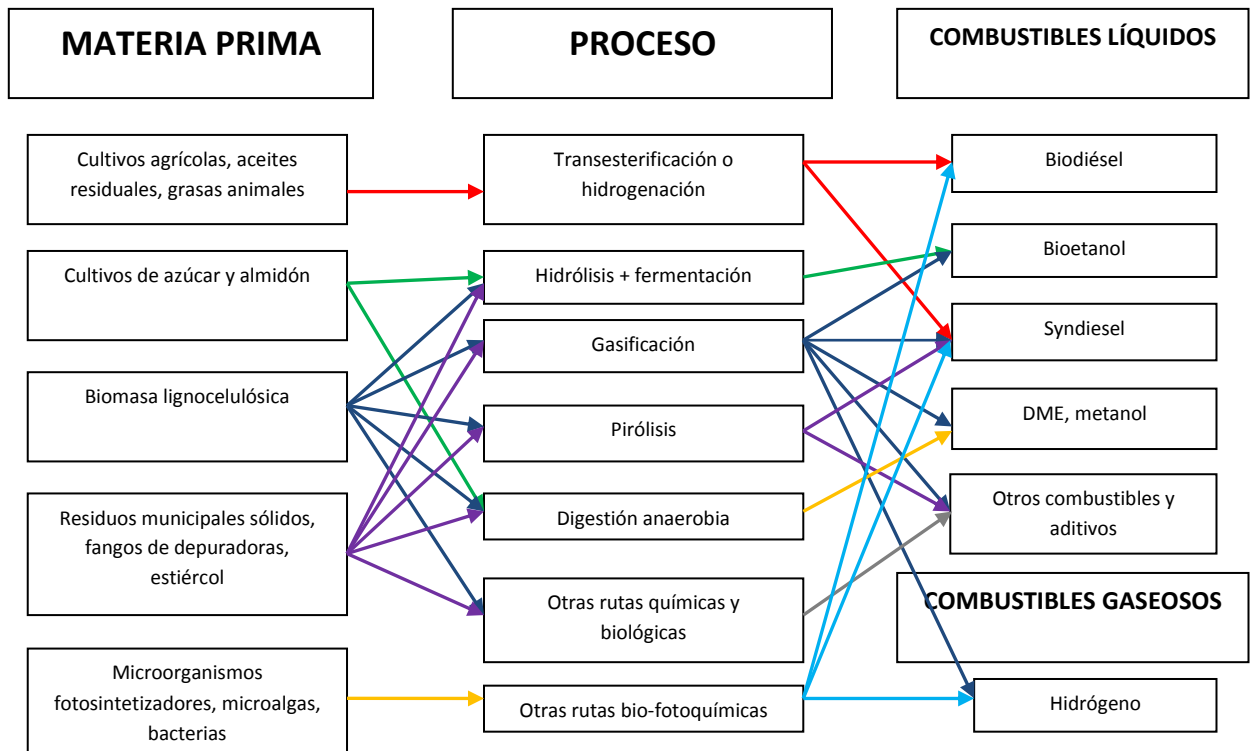


Figura 36: Diferentes formas de obtención de biocombustibles líquidos y biohidrógeno a partir de la biomasa. Elaboración propia a partir de [27] [28] [49] [51]

<sup>8</sup> Puede verse en la tabla, como en el uso se mencionan motores, pero no necesariamente tiene que tratarse de motores para la automoción, pues el desarrollo de las diferentes tecnologías desembocaría en una implantación simultánea para la producción eléctrica descentralizada.



### 11.3 Los aceites vegetales

Existen procesos tecnológicos capaces de extraer la abundante materia grasa de las semillas y frutos de ciertos cultivos como el girasol, la colza o el olivo.

Los cultivos más empleados en el norte y sur de Europa son respectivamente la colza y el girasol. La colza en el norte se emplea como alimento y combustible y el rendimiento de la tierra de labor es de en torno a 1.150 litros por hectárea. En el sur el aceite de girasol se emplea fundamentalmente como combustible[49].

En cuanto a las propiedades de este tipo de aceites, cabe destacar el alto contenido en carbono de torno al 77-78% en peso. El resto es oxígeno e hidrógeno con un porcentaje de 10% y 12% respectivamente. Son altamente biodegradables, lo cual es positivo en aspectos medioambientales, pero impide que puedan ser almacenados durante mucho tiempo debido a que se oxidan, polimerizan y pierden sus cualidades como combustibles. Otro problema que pueden ocasionar es que aumentan la viscosidad notablemente al descender la temperatura incluso hasta la solidificación, con los problemas que conlleva. Por este motivo en países con inviernos fríos debe tenerse muy en cuenta la posibilidad de que solidifiquen, mezclándolos con otros combustibles o evitando que la temperatura descienda de 5-10°C con el fin de que los inyectores funcionen correctamente[27] [49].

### 11.4 Biodiésel

El biodiésel ya se ha comentado anteriormente que, como la mayoría de biocombustibles, están teniendo acogida en el sector fundamentalmente del transporte. Sin embargo, el auge del sector productivo de este tipo de biocombustibles, unido a las nuevas tecnologías para su obtención, hacen pensar que su penetración en la **producción de electricidad** vaya a incrementarse exponencialmente en los próximos años por la reducción en los costes de producción unido a las ventajas propias del empleo de este tipo de biocombustibles en sustitución de los combustibles tradicionales.

#### 11.4.1 Biodiésel de primera generación

Los aceites vegetales no se pueden emplear directamente en los motores diesel sin realizar modificaciones en el motor (**motores generadores eléctricos**, no sólo motores para automoción). Para poder emplearlos directamente es necesario un proceso de transesterificación que lo convierta en biodiésel. Este proceso ocurre cuando el alcohol pequeño, metanol o etanol, reemplaza a uno de los grupos de alcoholes en la unión de ésteres en la glicerina, convirtiendo un triglicérido en un diglicérido y una molécula de biodiésel. La reacción continua a reemplazar cada uno de los grupos alcoholes convirtiendo cada molécula de grasa en tres de biodiésel y una de glicerina o glicerol (subproducto que se puede emplear en la industria química, tras su depuración). Normalmente se emplea como catalizador del proceso la temperatura y presencia de un catalítico como hidróxido de sodio o de potasio[49] [51].

Característica	Aceite		Éster metílico		Gasóleo
	Colza	Girasol	Colza	Girasol	
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	0,916	0,924	0,88	0,88	0,8353
PCS específico (kcal/l)	8.928	8.760	—	8.472	9.216
PCI específico (kcal/l)	8.232	8.194	7.944	7.930	8.496
Viscosidad (mm/s 20°C)	77,8	65,8	7,5	8,0	5,12
Viscosidad (mm/s 50°C)	25,7	34,9	3,8	4,2	2,62
Número de cetano	44-51	33	52-56	45-51	>45
Residuo carbonoso (%)	0,25	0,42	0,02	0,05	0,15
Azufre (%)	0,0001	0,01	0,002	0,001	0,29

Tabla 23: Algunas propiedades del aceite de girasol y colza en su estado inicial y tras la transesterificación para emplearse en motores diesel comparadas con el gasóleo (combustible fósil empleado tradicionalmente en motores diesel) [49]

En la tabla 21, se ha elegido el aceite de girasol y el de colza por ser los más abundantes en Europa. Puede apreciarse cómo la viscosidad del biodiésel es mucho mayor que la del gasóleo, de ahí los posibles problemas de trabajo de los inyectores a bajas temperaturas. Por otro lado el poder calorífico inferior y superior es menor que el del gasóleo, pero estas diferencias no son notables. El número de cetano (asociado al tiempo necesario para la combustión desde la inyección) es similar. Por último, en cuanto a ventaja significativa del biodiésel frente al gasóleo, cabe destacar su menor residuo carbonoso y sobretodo de azufre causante de la lluvia ácida.

#### 11.4.2 Biodiésel de segunda generación

Es también conocido como biodiésel sintético o biodiésel avanzado. Proviene de material lignocelulósico que se trasforma por diferentes procesos termoquímicos, el más utilizado es el conocido como BtL de “Biomass to Liquids”, que se puede obtener de cualquier material lignocelulósico con bajo contenido en humedad.

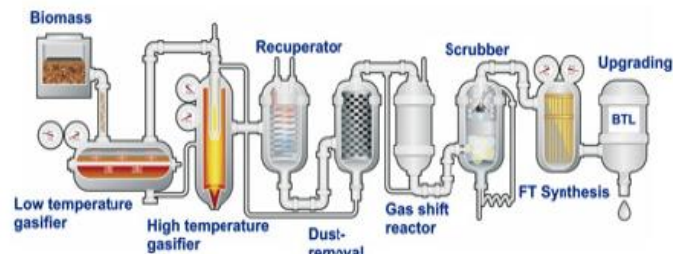


Figura 37: Secuencia en el proceso de obtención del BtL (Biomass to Liquids) [53]

En el proceso anterior de la figura 37, el primer paso es la gasificación de la biomasa, tras lo que se purifica en gas obtenido eliminando alquitranes partículas y gases contaminantes obteniendo el syngas (o gas de síntesis) con relaciones apropiadas de hidrógeno y CO. El gas de síntesis es procesado mediante el proceso de Fischer-Tropsch.

La principal ventaja de este tipo de biocombustible de segunda generación frente al de primera, es que no emplea sólo las semillas sino la planta entera, con lo que requiere el empleo de menores extensiones de terreno de uso agrícola lo que los hace tener un futuro mucho más prometedor.

#### 11.4.3 Biodiésel de tercera generación

Es aquel que proviene de las microalgas, organismos con gran concentración de lípidos (hasta 60%) que permiten la producción de biodiésel y otros combustibles. Presentan grandes ventajas que las hacen tener un futuro muy prometedor, ya que no compiten por terrenos agrícolas, ni por el agua dulce (pueden desarrollarse en aguas marinas de alta salinidad e incluso en aguas residuales). Además presentan unas tasas de crecimiento muy altas en comparación con cosechas agrícolas y junto con la concentración de hasta 60% en lípidos, hacen que su rendimiento potencial pueda ser de





10-20 veces el de las cosechas tradicionales en tierra. Incluso el CO<sub>2</sub> aumenta el rendimiento de muchas de estas microalgas, por lo que se está también estudiando emplearlas para secuestro de CO<sub>2</sub>.

Las microalgas pueden cultivarse en sistemas abiertos o cerrados. Los sistemas abiertos suelen ser estanque o viveros y en ellos se cultivan más comúnmente microalgas oleaginosas por ser las de más rápida reproducción, aunque corren el riesgo de ser invadidas y contaminadas por otro tipo de algas. Los sistemas cerrados son sistemas situados en foto-biorreactores en los que se controla el ambiente de cultivo lo que permite un estricto control de las condiciones apropiadas. Gracias a ellos se obtiene un mayor rendimiento, pero a costa de un coste de producción más elevado. Este tipo de sistemas permiten obtener rentabilidad y mayor rendimiento si se encuentran cercanas a alguna industria que las provea de CO<sub>2</sub> (ingresos adicionales por secuestro de CO<sub>2</sub> y aumento de crecimiento)[48] [49] [51].

## 11.5 Beneficios del uso del Biodiésel

Se trata de beneficios frente los combustibles tradicionales. Si bien hoy en día, como ya se ha comentado, su uso es principalmente en el sector del transporte, la evolución conllevará al uso extendido en la generación eléctrica, cuyos beneficios son comunes a los que se ofrecen en la automoción.

- Reducción de las emisiones contaminantes: reduce las emisiones de dióxido de carbono hasta en un 80% y produce 100% menos dióxido de azufre que el diesel de petróleo, principal agente causante de la lluvia ácida, y reduce las emisiones del humo del escape (material particulado) hasta en un 75% de modo que la nube negra usualmente asociada con los motores diesel se puede eliminar
- Combustible biodegradable (se degrada unas 4 veces más rápido que el diesel de petróleo luego de un derrame, la mayor parte de un derrame se ha degradado después de 28 días) y de baja toxicidad
- El dinero que se usa para comprar combustible se queda en el país en vez de tener que importar estos productos..
- No requiere de ninguna modificación a la infraestructura de almacenamiento existente, de modo que se pueden usar los tanques e instalaciones de inmediato.
- Un motor diesel no necesita ser modificado para usar biodiésel, ya sea para producción eléctrica como para automoción.
- El olor de los gases de escape de biodiésel es mucho más agradable que el del diesel de petróleo.
- Es mucho menos peligroso de usar puesto que su punto de inflamación está en torno a los 150°C mientras que el del diesel es de unos 70°C.
- Los combustibles diesel bajos en azufre requieren de aditivos para devolverle las propiedades de lubricación que se pierden al eliminar el azufre. El biodiésel puede ser uno de tales aditivo (provee mejoras significativas de lubricación, de modo que los motores duran mucho más tiempo)
- Reduce el característico sonido de traqueteo de los motores diesel.

Tiene un valor energético muy similar al diesel de petróleo, de modo que no hay necesidad de mezcla con aditivos correctos para aumentar el rendimiento. [48] [49] [53]

### 11.5.1 Problemas al usar Biodiésel

- El biodiésel, a lo largo del tiempo, suaviza y degrada algunos tipos de plásticos y hule natural que se usaban antes en mangueras y bombas. Es necesario tomar precauciones.

El biodiésel tiene un punto de congelación más alto que el diesel. El B100 se pone gelatinoso a 0°C. El punto de congelación se puede disminuir con aditivos. [49]



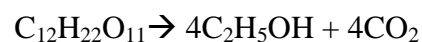
## 11.6 Bioetanol (C<sub>5</sub>H<sub>5</sub>OH)

En bioetanol es al motor de gasolina lo que el biodiésel al motor diesel. Su uso está también extendido en la automoción, pero es de prever que su uso se extienda a otros sectores como el de la **producción eléctrica**, gracias al aumento en la producción y la consecuente reducción de costes, sumada a los beneficios propios del empleo de este tipo de biocombustible frente a los combustibles fósiles tradicionales.

### 11.6.1 Bioetanol de primera generación

Puede obtenerse por la fermentación de cultivos azucarados como la remolacha, el mijo o la caña de azúcar, o de biomasa rica en almidón como la patata, la pataca o el maíz, en condiciones ácidas (pH entre 4 y 5) y presencia de microorganismos (el más común la levadura).

La reacción más importante es la conversión de sacarosa en etanol con un rendimiento de entorno al 80%:



Si la materia prima son cultivos azucarados, las plantas pueden molerse directamente y fermentarlas en alcohol para producir metanol. En caso de proceder de plantas almidonadas, primeramente se las debe someter a un proceso de sacarificación enzimática antes de fermentarlas.

El contenido energético está en torno a los 30 GJ/Tm (un 67% del que tiene la gasolina), por lo que el balance energético para su generación es negativo si no se emplean los residuos sucesivos que se generan en el proceso para calentar las mezclas sucesivas. El residuo de la fermentación puede ser empleado como abono o pienso.[49] [51].

### 11.6.2 Bioetanol de segunda generación (bioetanol ligno-celulósico)

En los años 80, la producción de este tipo de combustible se centraba sobre todo en las plantas almidonadas y azucaradas (primera generación), pero con el tiempo ha ido creciendo el interés por la producción a partir de material lignocelulósico, debido a que este tipo de residuo está más disponible en el mercado y no compite en la industria de la alimentación como sí lo hacen los otros, resultando su producción más sostenible, abundante y barata.

Este tipo de materia prima, previamente a su fermentación para la producción de etanol, precisa ser descompuesta en glucosa y para ello se emplea vapor de agua que crea las condiciones adecuadas para la producción de azúcares por acción de microorganismos. Seguidamente se somete a un proceso de hidrólisis en donde el material inicial se transforma en glucosa y otros tipos de azúcares. La glucosa fermenta mediante levaduras en ambiente anaeróbico y produce etanol (durante la fermentación el control de temperatura y pH son fundamentales). El etanol se separa por destilación por rectificación hasta la pureza deseada de más del 96%.[48] [49] [51].

El esquema resumido de los diferentes procesos de generación de bioetanol a partir de los tres grupos de materias primas comentadas es:

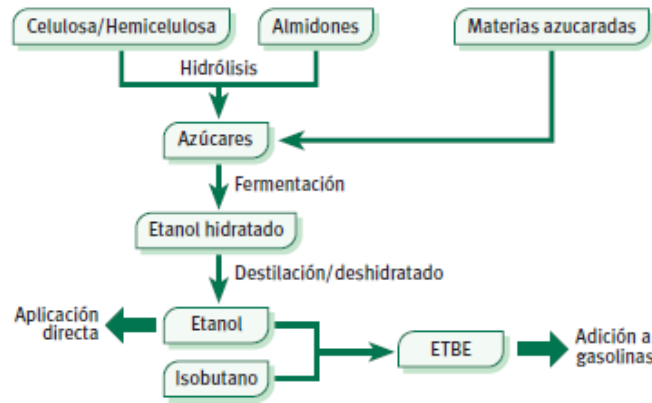


Figura 38: Esquema de la secuencia de procesos para la obtención de etanol a partir de los 3 materiales: celulósico, almidonado y azucarado [49]

En la figura 38, a partir de las tres opciones comentadas, se obtiene un mosto azucarado cuya fermentación en ambiente anaerobio transforma la glucosa en etanol hasta obtener un líquido con un grado alcohólico de entre el 10 y el 15 %, que se destila para conseguir alcohol hidratado, con entre un 4-5% de agua. El producto resultante ya es capaz de sustituir a la gasolina en motores de explosión convencionales, aunque es preciso realizar algunas modificaciones mecánicas.

Característica	Unidad	Gasolina	Etanol anhidro	Etanol hidratado	ETBE
Densidad	kg/l	0,75	0,79	0,81	0,74
Volatilidad	kg/cm <sup>2</sup>	0,75	1,52	1,18	0,34
Relación estequiométrica máxima	Aire/comb	15,2	—	8,3	—
Calor latente de vaporización	kcal/kg	90,2	216,7	273,8	—
Índice de octano	IOM	85	89	92	102
Índice de octano	IOR	95	106	110	118
Autoignición	°C	367	550	560	570
PCI	kcal/kg	10.296	6.432	5.976	8.640

Tabla 24: Algunas propiedades del etanol anhidro, hidratado y ETBE frente a la gasolina [54]

El etanol puede ser también obtenido por síntesis química, pero este proceso es muy minoritario.

### 11.7 Combustibles procedentes del gas de síntesis o sintegás

Además de los procesos comentados anteriormente para la extracción de combustibles, existen también procesos termoquímicos para obtenerlos a partir del gas de síntesis (el conocido antiguamente como gas ciudad). La principal ventaja de este sistema para obtención de diferentes combustibles, es que puede elaborarse a partir de una gran variedad de materias primas, lo que lo hace atractivo económicamente si se tiene en cuenta que no está tan expuesto a las fluctuaciones de mercado. Ofrece por tanto una gran flexibilidad, no sólo en los productos empleados para su sintetización, sino en los productos finales (metanol, metano, hidrógeno, gasolina y diesel pueden producirse a partir del sintegás como etapa intermedia). En general, por este proceso los combustibles son potencialmente más respetuosos con el medio ambiente.

### 11.8 Biometanol (CH<sub>3</sub>OH)

Puede mezclarse con combustibles convencionales sin modificar la tecnología, o bien como combustible puro. Puede emplearse en motores de combustión o en Pilas Directas de Metanol (DMFC) y también se usa como base para la fabricación de biodiésel a partir de aceite vegetales.



Recibe menos atención frente al bioetanol porque tiene ciertos inconvenientes frente a éste. Pero su producción es sencilla a partir del metano (componente principal de gas natural) o a partir de la pirólisis de muchas materias orgánicas. El principal inconveniente es que la pirólisis sólo es económicamente factible si se realiza a gran escala. Además se trata de un compuesto altamente tóxico, frente al etanol que no lo es. Es también muy inflamable, con los consecuentes posibles riesgos de explosiones e incendios, y muy volátil, con lo que emite más vapores que el etanol, y siendo además tóxico, la peligrosidad es alta.

La tecnología de producción del metanol a partir de biomasa ha evolucionado mucho en los últimos 20 años, alcanzando mayor eficiencia de conversión y menores costos. La tecnología comprende la gasificación de la biomasa; limpieza del gas de síntesis y reformulación para CO y H<sub>2</sub>, ajustando la razón molar CO/H<sub>2</sub> para 2. El gas resultante es comprimido y, por catálisis, produce el metanol y agua, que es separada por destilación. La síntesis del metanol es hecha por la hidrogenación de los óxidos de carbono en la presencia de catalizadores basados en óxido de cobre, óxido de zinc, u óxido de cromo, la presión de 60 – 70 bar y temperatura de 210 – 300°C. Esta reacción es altamente exotérmica, y, como subproducto del proceso es generado vapor a aproximadamente 40 bar. [49] [51] [54].

## 11.9 Biohidrógeno procedente de la biomasa (tercera generación)

El hidrógeno es considerado en muchos ámbitos una fuente de energía, pero en realidad se trata de un **vector energético** (como lo es la electricidad, pero con la ventaja de que el hidrógeno además puede ser almacenado), debido a que se encuentra principalmente en la naturaleza combinado con otros compuestos como el oxígeno, para formar agua, o con carbono para dar metano, pero para obtenerlo por separado requiere de procesos específicos. Para separarlo es necesario recurrir a otras fuentes de energía, con lo que el hidrógeno, podría decirse que es tan ecológico como las fuentes que lo producen.

El hidrógeno y las pilas de combustible pueden ser vitales en la integración de las diferentes fuentes renovables de energía y la gestión de la **demanda eléctrica**. Es un vector energético seguro en cuanto a abastecimiento, ya que se puede producir por múltiples recursos naturales y autóctonos. Su principal ventaja, dado que se trate de un vector energético, es su capacidad de transporte y de almacenamiento, por lo que puede servir para regular el sistema en momentos de menos producción y para almacenar en momentos de sobreproducción, además de ayudar a descentralizar la producción.

Actualmente, la producción de hidrógeno dista mucho de ser limpia, ya que aproximadamente el 96% se produce a partir de combustibles fósiles (sólo el 4% se produce por electrólisis, el resto a partir de carbón, petróleo y gas natural) y el 95% de la producción se consume in situ (por ejemplo para procesos industriales), por lo que sólo una pequeña parte va dirigida a la fabricación las pilas de hidrógeno. De hecho, de todo el hidrógeno consumido en el planeta, el 72% se invierte en la industria química y petroquímica, un 9% en electrónica, un 8% en metalúrgica, un 3% en industria aeroespacial y tan solo un 8% en el resto de aplicaciones, entre las que se encontraría la fabricación de pilas de hidrógeno.[28][41]

### 11.9.1 Pilas de hidrógeno (o células de hidrógeno)

Son una tecnología hoy en día desarrollada ampliamente en gran cantidad de sectores. Su desarrollo comercial no es mayor por el elevado coste de producción del combustible que emplean, el hidrógeno, pero se espera que llegue a competir con las baterías en un período no muy lejano.

Se trata de un sistema electroquímico de transformación de la energía de una reacción química en electricidad, en un proceso que es inverso al de la electrólisis. La ventaja frente a una pila eléctrica o una batería, es que no se acaba ni necesita ser recargada, sino que funciona mientras el combustible (hidrógeno) y el oxidante (aire u oxígeno) le sean suministrados desde fuera de la pila. Además no produce ningún tipo de contaminante, sino sólo agua, lo que hace de este proceso totalmente limpio.

Presentan también la ventaja de que su eficacia no depende de su tamaño, por lo que pueden para abastecer eclécticamente desde pequeñas demandas a otras de gran tamaño.

El hidrógeno puede fácilmente convertirse en **electricidad** con una gran eficiencia que puede llegar al 60-65% para pilas de combustible de tipo SOFC y MCFC (comparativamente, el hidrógeno en motores de combustión tiene un rendimiento mucho menor al 10% al transformar su energía química en motriz) [28] [55] [56]

### 11.9.2 Producción de hidrógeno a partir de biomasa

Son muy diversos los métodos de obtención de hidrógeno a partir de biomasa, pero no es el objetivo principal en ninguno de ellos. Dado que necesariamente se produce hidrógeno en la mayoría de tratamientos de biomasa, debe encontrarse los medios y tecnologías para hacer uso de él. Es decir, la producción de hidrógeno debe ser vista como un subproducto más de las diferentes formas de obtención energética aprovechable de la biomasa. En caso de competir la producción de H<sub>2</sub> con biomasa con la producción de biosiesel y bioetanol, hoy en día no tiene sentido, puesto que la introducción en el mercado de los biocombustibles es más sencilla que la del H<sub>2</sub>.

El siguiente esquema muestra las diferentes formas de obtención de hidrógeno a partir de los diferentes métodos de tratamiento de biomasa:

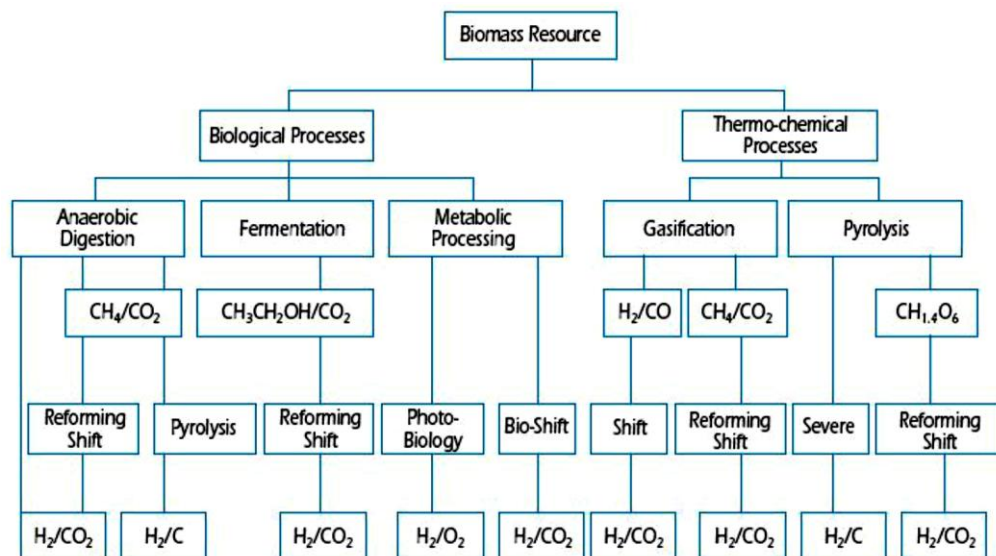


Figura 39: Diferentes métodos de obtención de hidrógeno a partir de la biomasa [2]

De todos los métodos de la figura 39, los que presentan un futuro más esperanzador para la producción de H<sub>2</sub> a partir de la biomasa son la gasificación y la fermentación bioquímica.

En la gasificación (proceso al que se ha dedicado un capítulo en este proyecto), uno de los compuestos obtenidos junto con el metano, el monóxido de carbono y el dióxido de carbono, es el hidrógeno (junto con otros compuestos en pequeñas cantidades). En un proceso posterior consecuencia de elevar la temperatura por encima de los 1.000°C, la proporción de H<sub>2</sub> y CO aumenta. El CO puede reaccionar de nuevo con agua vaporizada produciendo más H<sub>2</sub> (esto se conoce como “cambio de agua a gas” o “water-gas shift”).

La fermentación, consiste en oxidar el sustrato con enzimas (como la hidrogenasa) que poseen ciertos microorganismos en un ambiente anaeróbico, generando electrones. Estos electrones reducen los protones para conservar la neutralidad eléctrica y dan lugar al hidrógeno (destaca la biofotólisis del agua a partir de cianobacterias, conocidas como algas verdes y azules).

Existe también la producción de H<sub>2</sub> a partir del bioetanol y por electrólisis de caña de azúcar que presentan expectativas muy interesantes.

Es también posible obtener hidrógeno a partir del reformado con vapor de combustibles derivados de la biomasa, como por ejemplo, el bioetanol, el glicerol, el metanol o el dimetil-éter (DME, del que se habla en el siguiente punto).

Los principales métodos de obtención de hidrógeno a partir de dimetil-éter (DME) son la oxidación parcial, el reformado con vapor (es la técnica más eficiente en la producción de hidrógeno, está ya muy desarrollada y tiene gran penetración en el mercado) y el reformado autotérmico. La principal ventaja en la obtención de hidrógeno mediante oxidación parcial es que al tratarse de un proceso exotérmico, no es necesaria una fuente externa de energía, pero por contra es el proceso en el cual se produce menos cantidad de hidrógeno. El reformado con vapor permite obtener el mayor rendimiento de hidrógeno a pesar de ser un proceso endotérmico y consta de dos etapas: la hidratación del DME para generar metanol y su posterior reformado para producir H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>. En la reacción global por cada mol de DME se generan 6 moles de H<sub>2</sub>, la mitad de los cuales proviene del agua. El reformado autotérmico o reformado oxidativo con vapor de agua, es una buena alternativa en la producción de hidrógeno desde el punto de vista energético, aunque con un menor rendimiento en hidrógeno. En este último proceso se combinan la reacción de oxidación parcial, la cual es exotérmica, y la reacción de reformado con vapor, que es endotérmica. La energía que se libera por la reacción de oxidación parcial se aprovecha en el reformado con vapor, de forma que no sea necesario aplicar calor de una fuente externa. [52] [55] [56]

En cuanto al grado de penetración de las diferentes tecnologías en la producción de hidrógeno a partir de biomasa, el gráfico que sigue permite establecer en qué situación se encuentran en la actualidad:

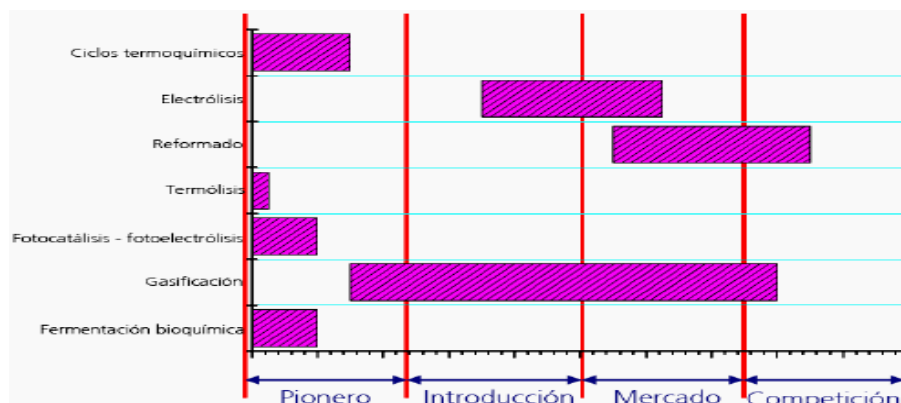


Figura 40: Grado de penetración de las diferentes tecnologías de obtención de hidrógeno a partir de la biomasa [52]

Una desventaja del hidrógeno, es que es inodoro y por tanto un escape no es detectado fácilmente sin los equipos adecuados. Además reacciona muy fácilmente con el oxígeno por combustión, lo que lo hace muy peligroso (recordar el desastre del zeppelin de Hindenburg en el año 1937). Su temperatura de ebullición a presión atmosférica es además muy baja (-253°C), lo que hace que su almacenamiento, transporte y distribución sean tremendamente complicados técnicamente. Este estado gaseoso hace que la densidad energética por unidad de volumen del hidrógeno sea muy baja, en contra de la densidad energética por unidad de masa que es muy alta.

Propiedad	H <sub>2</sub>	Metano.	Propano	Gasolina
Poder Calórico Inferior (MJ/kg)	120	50	46.3	44.5
Densidad (kg/Nm)	0.09	0.72	1.87	0.73 (kg/l)
Poder Calórico Inferior (MJ/m <sup>3</sup> )	10.79	35.9	86.58	31.67 (MJ/l)

Tabla 25: Características fundamentales del Hidrógeno frente a la gasolina, el propano y el metano.[2]



## 11.10 Otros biocombustibles

Existen otros biocombustibles con un presente evidente pero con poco desarrollo que se espera que vaya alcanzando mayor interés en la sustitución de combustibles fósiles para la producción energética en general y para la producción eléctrica en particular.

### 11.10.1DME ( dimetil-éter; $(CH_3)_2O$ )

Se trata de un gas sintetizado a partir de la biomasa (puede ser también a partir del gas natural, residuos pesados de refinería o del carbón). Es un compuesto biodegradable y no es tóxico. Es limpio, incoloro, fácil de licuar y tradicionalmente se ha empleado como propulsor en aerosoles en la industria cosmética.

Hoy en día presenta un gran potencial como combustible en los usos industriales y domésticos cuando se mezcla con GLP (gas licuado del petróleo), como sustitución de la nafta en la generación eléctrica y sobretodo como carburante para vehículos diesel. Como aditivo para el gasóleo es bueno por su alta volatilidad (mejora el arranque en frío) y al elevado índice de cetano. Se trata de un compuesto miscible con la mayoría de disolventes orgánicos y además presenta una alta solubilidad en agua

Peso molecular (g/mol)	46,1
Punto de ebullición a 1 bar (°C)	-24,8
Presión de vapor a 20°C (bar)	5,1
Densidad del líquido a 20°C (kg/m <sup>3</sup> )	666
Densidad relativa en gas (aire=1)	1,59
Viscosidad del líquido a 25°C (kg/m s)	0,12-0,15
Valor calorífico (MJ/kg)	29
Temperatura autoignición (°C)	235-350
Límites de flamabilidad en aire (% vol)	3-17

Tabla 26: Algunas propiedades de dimetil-éter [57]

Para sintetizar DME a partir de biomasa es necesario un proceso de gasificación de la misma para producir el llamado gas de síntesis cuyo proceso tradicional de síntesis de DME tiene lugar en dos etapas (llamada síntesis indirecta). La primera consiste en la síntesis de metanol a partir del gas de síntesis y la segunda en la deshidratación de éste para formar el DME.

Su futuro asociado a la producción eléctrica viene relacionado con la producción mediante turbinas de gas, maquinas diesel, sistemas diesel de co-generación y celdas combustibles.

### 11.10.22,5 dimetilfurano (DMF)

Se trata de un biocombustible que puede obtenerse de cultivos altos en fructuosa, es especial de frutas y algunas raíces, o material lignocelulósico (residuos que no sirven para la alimentación, como cáscaras o tallos) y amiláceo (excedentes que contengan almidón). De él se puede extraer un biocombustible con una densidad de energía que es 40% mayor a la del bioetanol, lo que lo hace comparable a la gasolina. No es soluble en agua (el etanol sí) y, por tanto, no puede ser contaminado por la absorción del agua atmosférica. Además, resulta estable en su almacenamiento, y en el estado de evaporación de su producción consume un tercio de la energía requerida para evaporar una solución de etanol producida por fermentación para aplicaciones de biocombustible.

Se espera que en más o menos 10 años, este biocombustible pueda ser producido en masa y sea uno de los principales sustitutos de los combustibles fósiles. Como en el resto de biocombustibles, su ámbito de aplicación a corto plazo parece estar encaminado a la automoción, pero tal y como se espera en otros casos, su desarrollo puede hacerlo también viable para la **producción eléctrica** en



cuanto los procesos vayan reduciendo costes por economía de escala en su producción y el aumento de precio de los combustibles fósiles tradicionales. [58]

## 12 RSU (residuos sólidos urbanos)

Se dedica un capítulo completo a la gestión de residuos por la importancia que estos tienen en la sociedad de consumo a la que pertenecemos. Es inevitable la generación de residuos por lo que debe ser una tarea primordial el valorizar estos residuos para reducir su impacto ambiental, por un lado, y evitar las emisiones de GEI por otro.

Son RSU todo aquel originado por la actividad doméstica y comercial en los núcleos poblacionales o en sus zonas de influencia. También son considerados RSU los que no son identificados como peligrosos y que por su naturaleza o composición puedan asimilarse a los anteriores.

En España cada ciudadano genera en torno a 1,5 kg de basura diariamente, sólo lo que se refiere a RSU, sin contabilizar lo asociado a los residuos industriales propios de la actividad industrial. [60]

### 12.1 La composición general de los RSU

Se divide en cuatro grandes grupos[60]:

- Materia orgánica: la procedente de la limpieza, preparación y material sobrante de los alimentos.
- Papel y cartón: procedentes de periódicos, revistas, publicidad, cajas y embalajes, etc.
- Plásticos: botellas, bolsas, embalajes, platos, vasos y cubiertos desechables, etc.
- Vidrio: botellas, frascos, vajilla rota, etc.
- Metales: latas de conserva, refrescos, botes, etc.



## 12.2 Los RSU en España y en Europa

La siguiente tabla muestra la cantidad de RSU por países de la UE, el valor promedio, y el tratamiento que se hace de ellos (compostaje es digestión anaerobia):

PAÍS	RSU GENERADOS (kg/persona)	RSU tratados (%)			
		vertedero	incineración	reciclado	compostaje
<b>UE-27</b>	<b>524</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>17</b>
Bélgica	493	5	36	35	25
Bulgaria	467	100	0	0	0
República	306	83	13	2	2
Dinamarca	802	4	54	24	18
Alemania	581	1	35	48	17
Estonia	515	75	0	18	8
Irlanda	733	62	3	32	3
Grecia	453	77	0	21	2
<b>España</b>	<b>575</b>	<b>57</b>	<b>9</b>	<b>14</b>	<b>20</b>
Francia	543	36	32	18	15
Italia	561	44	11	11	34
Chipre	770	87	0	13	0
Letonia	331	93	0	6	1
Lituania	407	96	0	3	1
Luxemburgo	701	19	36	25	20
Hungría	453	74	9	15	2
Malta	696	97	0	3	0
Holanda	622	1	39	32	27
Austria	601	3	27	29	40
Polonia	320	87	1	9	4
Portugal	477	65	19	9	8
Rumanía	382	99	0	1	0
Eslovenia	459	66	1	31	2
Eslovaquia	328	83	10	3	5
Finlandia	522	50	17	25	8
Suecia	515	3	49	35	13
Reino Unido	565	55	10	23	12

Tabla 27: Generación de residuos sólidos urbanos en la UE de los 27, % tratado y tratamiento empleado en 2008 [10]

Puede verse en la tabla 25 cómo la cantidad de residuo vertido es muy elevada en comparación con al media de la UE de los 27, y podría serlo más si consideramos la parte de residuo final tras los tratamientos correspondientes, que se desecha también. El compostaje y la recogida selectiva han aumentado en los últimos años, pero la valorización energética sigue en niveles muy por debajo de la media europea.

La composición de los RSU en España es:

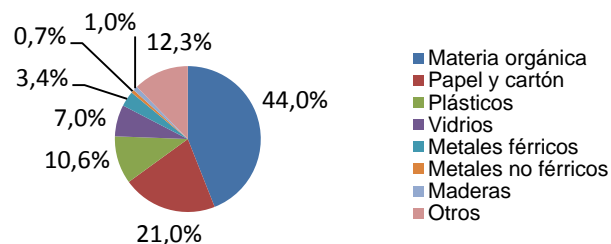


Figura 41: Composición de los RSU en España. Elaboración propia a partir de [62]



### 12.3 La alternativa tradicional en España: eliminación en vertedero y contaminación

El primer método adoptado por el ser humano para eliminar los residuos fueron los vertederos, lugares donde se acumulan residuos sin ningún tipo de control y que resultaban sencillos y baratos. Es la alternativa más perjudicial, pero sigue siendo la predominante en Europa, con una especial importancia en España (más de la mitad de los residuos acaban en ellos). Las consecuencias de los vertederos son múltiples y nocivas, desde ocasionar problemas al medio ambiente (contaminación de suelo, agua y aire, contaminación paisajística, malos olores, etc.) hasta problemas de salud como las enfermedades transmitidas por roedores e insectos.

- Contaminación de la atmósfera: Cuando estos residuos en los vertederos no son tratados de forma adecuada, se genera fermentación de la materia orgánica y consecuentemente metano (CH<sub>4</sub>), cuyo efecto invernadero es veinte veces más potente que el del CO<sub>2</sub>. El metano constituye aproximadamente la mitad de las emisiones gaseosas en los vertederos y es el principal responsable de los incendios y explosiones que se dan en ellos. Estos incendios además ocasionan que ciertos compuestos clorados ardan emitiendo a la atmósfera compuestos químicos tremendamente contaminantes como las dioxinas y el ácido clorhídrico. Otros de los gases extremadamente contaminantes y perjudiciales para la atmósfera y que se derivan de los RSU son el benceno, que además resulta para el ser humano potencialmente cancerígeno, el cloruro de metilo y el cloruro de vinilo.
- Contaminación edáfica: es la relacionada con el cambio de propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo donde se depositan residuos no biodegradables. Como consecuencia puede desaparecer la flora y fauna de la región, alterar los ciclos biogeoquímicos del lugar, pérdida de nutrientes fundamentales para la existencia de vida animal o vegetal. [59] [61] [62]

### 12.4 Valorización energética

La “valorización” es definida en la Directiva 2008/98/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 19 de noviembre de 2008 sobre los residuos como *“cualquier operación cuyo resultado principal sea que el residuo sirva a una finalidad útil al sustituir a otros materiales que de otro modo se habrían utilizado para cumplir una función particular, o que el residuo sea preparado para cumplir esa función, en la instalación o en la economía en general”*

La gestión de residuos en Europa sigue la directiva antes mencionada estableciendo una jerarquía en los residuos y sirve para ordenar las prioridades a la hora de legislar y fomentar políticas sobre prevención y gestión de residuos. El orden de prioridad es:[62] [63]

- prevención
- preparación para la reutilización
- reciclado
- **otro tipo de valorización; por ejemplo, la valorización energética en forma eléctrica**
- eliminación

Como puede verse en el listado anterior, la mejor alternativa es la prevención, es decir, la industria debe en la medida de lo posible minimizar la cantidad de residuos que genera en sus procesos y en la última cadena de vida del producto, el consumidor debe ser responsable de la cantidad de residuo que genera (como ejemplo de esto, sólo mencionar que según la FAO[39] 1.300 millones de toneladas de comida se tiran a la basura en el mundo cada año). Tras la prevención, los residuos deben ser preparados para su reutilización o reciclarse (vidrios, plásticos, tetra briks, papel, cartón), sólo después vendría la valorización energética del residuo sobrante, y sólo en un último término el resultado debe ser la eliminación en un vertedero y que tendrá como objetivo la minimización en cualquier sistema que gestione RSU.



La valorización energética es el punto que interesa en este proyecto y más concretamente la **producción eléctrica**. Pero es importante seguir el orden establecido anteriormente, pues el objetivo primordial es la reducción del impacto ambiental de los residuos, y el mejor residuo para ello, es precisamente el que no se produce.

#### 12.4.1 Fracciones de residuos

Los RSU pueden ser residuos voluminosos, madera tratada, cartón y textil, residuos de construcción y demolición (madera), neumáticos fuera de uso, lodos secos de EDAR, residuos industriales y residuos de invernadero y subproductos animales no destinados al consumo humano. Su valoración energética consiste en evaluar el potencial de recuperación energética de los residuos una vez generados como tales, descartando aquellos que potencialmente puedan ser reciclados, opción que es prioritaria frente al aprovechamiento energético.

Por esta variabilidad de contenidos de los RSU, se pueden clasificar las fracciones de cada tipo de residuo en función de su contenido, teniendo en cuenta que el conjunto será una mezcla de ellos en función del tipo de recogida, selección y procesado final de residuos previos a su recepción para el tratamiento posterior. Por lo tanto se puede distinguir entre:[60]

- Fracción resto: Fracción de los residuos resultado de la extracción de la bolsa de la basura. Son todos o parte de los materiales reciclables (fracción orgánica, papel y cartón, vidrio y envases ligeros) mediante recogida separada (contenedores marrón, azul, amarillo y verde). El PNIR (Plan Nacional Integrado de Residuos) lo define como “aquella cuya composición es variable y dependiente de cómo y qué se haya separado previamente vidrio, papel, cartón, envases ligeros, fracción orgánica”.
- Fracción rechazo: Fracción de los residuos no valorizable materialmente que resulta del tratamiento de los residuos en plantas específicas.
- Fracción biodegradable: Aquella fracción de residuos que, en condiciones de vertido, pueden descomponerse de forma aerobia o anaerobia, tales como residuos de alimentos y de jardín, el papel y el cartón (conviene hacer notar en este punto que hay materiales reciclables que no son biodegradables)
- Fracción combustible: Cualquier residuo o mezcla de residuos capaz de liberar energía al combustionar.

#### 12.4.2 Tratamientos previos para la posterior valorización energética del residuo

Los residuos preparados para CDR (combustibles derivados de residuos) y CSR (combustibles sólidos recuperados) deben previamente someterse a un proceso de separación con las siguientes etapas:[63]

- Separación en origen.
- Clasificación o separación mecánica.
- Reducción de tamaño (trituration, molienda, etc.).
- Separación y cribado.
- Mezcla o blending.
- Secado térmico y pelletizado.
- Biosecado o secado biológico aerobio y afino mecánico.
- Embalaje.
- Almacenamiento.

El tratamiento se lleva a cabo generalmente empleando un proceso mecánico y/o biológico (Tratamientos Mecánico-Biológicos o TMB), que producen una fracción de rechazo (la no valorizable materialmente) con un elevado poder calorífico. [60]



Los métodos principales para la obtención de CSR y CDR a partir de RSU o de la fracción resto son el tratamiento mecánico-físico en plantas TMB o el biosecado seguido de una clasificación en plantas TMB. Con ellos se separa la fracción seca y húmeda de los residuos entrantes (fracción resto).

En la primera etapa se realiza la trituración, separación, clasificación, separando los materiales recuperables. La fracción seca es tratada mediante corrientes magnéticas e inductivas con el fin de separar los materiales férricos de los no férricos. La fracción húmeda se trata biológicamente por digestión anaerobia produciendo biogás. Los materiales restantes son sometidos a un nuevo separado, trituración, secado térmico, etc. Finalmente se obtiene el combustible tras el cribado y afino y el acondicionamiento final como la granulación, briquetización o pelletización, pudiendo emplearse como combustible alternativo en aplicaciones industriales como en **centrales térmicas de producción eléctrica**, cementeras u hornos industriales. [60] [63]

### 12.4.3 Tratamientos térmicos del RSU

El uso de la gasificación, la pirólisis o el arco de plasma a partir de RSU, tanto la normativa de la Unión Europea como de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) se establece que son procesos asimilables a la incineración y por tanto obligadas a cumplir la normativa. Son muchos los diferentes diseños de plantas de gasificación, pirólisis y plasma, pero la mayoría de estos procesos implica los siguientes pasos:

- Preparación del residuo: es necesaria una primera etapa de separación de materiales, eliminando aquellos que pueden influir en el funcionamiento del proceso., como vidrios, metales y restos de escombros. En el caso de RSU, precisan de secado previo para reducir la humedad y luego, a través de un tratamiento mecánico, se forman pellets o fardos. El resultado es a obtención del Combustible Sólido Recuperado (CSR) o Combustibles derivados de Residuos (CDR), que posteriormente es cargado en las cámaras de gasificación o pirólisis.
- Generación de gas de síntesis: Los residuos son sometidos a calor en una atmósfera con reducida presencia de oxígeno (gasificación) o sin oxígeno (pirólisis) y se produce el gas de síntesis o syngas, líquidos residuales y cenizas.
- Depuración del gas de síntesis: El gas obtenido debe ser depurado para eliminar los contaminantes sólidos y gaseosos (material particulado, hidrocarburos, etc.). El gas purificado o depurado es combustionado para obtener **electricidad**.

Tanto los residuos sólidos urbanos como los residuos industriales son susceptibles de procesarse para obtener combustibles derivados de residuos (CDR) y combustibles sólidos recuperados (CSR). El CDR es un combustible que se ha obtenido a partir de cualquier tipo de residuo (peligroso o no peligroso, líquido o sólido) y que normalmente sólo cumple las especificaciones establecidas entre el proveedor del combustible y el usuario. El CSR es un combustible sólido preparado a partir de residuos no peligrosos para ser utilizado para recuperación energética en plantas de incineración (o co-incineración) y que cumplen los requisitos de clasificación y especificaciones establecidos en la Norma CEN 15359. [60][62][63]

#### 12.4.3.1 La incineración (combustión)

La incineración (combustión del material biomásico) y la co-incineración (mezcla de biomasa con otro tipo de combustible por ejemplo carbón) en hornos industriales son opciones prioritarias para la gestión de residuos frente a la opción de vertedero (que simplemente es una operación de eliminación). Este tipo de gestión permite diversificar las fuentes de energía reduciendo la dependencia energética del exterior. Actualmente es la principal vía en Europa para la valorización energética de los residuos sólidos urbanos, y este tipo de plantas están obligadas a cumplir la directiva 2000/76/CE que establece los valores límite de emisiones, que son muy exigentes y de alta periodicidad en la medición. Estos límites pueden ser alcanzados gracias a las tecnologías presentes



tanto en la combustión como en la depuración de gases, como la adición de carbono activo, lechada de cal, SNCR(Selective non-catalytic reduction), SCR (Selective catalytic reduction), filtros de mangas, precipitadores electrostáticos, etc. [60]

Ya se ha explicado en el capítulo correspondiente en qué consiste este proceso, que en resumen consiste en transformar la energía química contenida en el combustible en energía térmica con un rendimiento de hasta el 80% [60]generando vapor de agua que posteriormente permite obtener energía mecánica que se transforma en **eléctrica** mediante un ciclo de Rankine. Esta incineración se realiza principalmente en tres tipos de hornos: horno rotativo, lecho fluido y horno de parrilla:[60]

- Horno rotativo: En ellos se puede tratar cualquier tipo de material sólido, lo que supone una gran ventaja, pero la tendencia de empleo de este tipo de hornos suele ser la de incineración de residuos peligrosos, como por ejemplo los de hospital, y no RSU. Exigen costes de materiales y de mantenimiento elevados.
- Horno en lecho fluidizado: Este tipo de horno se emplea normalmente para residuos con ausencia o bajo contenido en metales y materiales inertes, para lodos de depuradora o CDR y CSR y su uso es limitado para la gestión directa de RSU. El inconveniente es que el material precisa de tratamientos previos de selección, disminución de tamaño y especificaciones concretas de propiedades, lo que supone un coste adicional y restringe su funcionamiento a gran escala.
- Horno de parrilla: Este tipo es el más extendido, pues resulta muy flexible pudiendo tratar RSU, industriales, residuos hospitalarios o lodos de depuradoras. De hecho el 90% de instalaciones en Europa de gestión de RSU emplea este tipo de hornos llegando a capacidades de 30 toneladas por hora. Presenta además la ventaja de no precisar de tratamiento previo del material a combustionar, tan sólo en ocasiones trituración.

Las plantas de incineración presentes en Europa en el año 2007 eran:

País	Nº de plantas
Austria	8
Bélgica	16
Rep. Checa	3
Dinamarca	29
Finlandia	1
Francia	130
Alemania	67
Gran Bretaña	20
Hungría	1
Italia	51
Holanda	11
Noruega	20
Portugal	3
<b>España</b>	<b>10</b>
Suecia	30
Suiza	29
Luxemburgo	1
Polonia	1
Eslovaquia	2
Total	433

Tabla 28: Plantas de incineración en Europa en 2007. [64]

La cantidad de residuos sólidos urbanos tratados en incineradoras por número de habitante de los países de la UE en 2007:

Países	Residuos tratados 2007 (toneladas)	Población 2007 (promedio) hab.****	Residuos tratados por habitante (t/hab)
Austria	1.030.603	8.315.400	0,12
Bélgica	1.036.705	10.625.700	0,10
Rep. Checa	420.580	10.334.150	0,04
Dinamarca (2006)	1.006.161	5.447.100	0,18
Finlandia	*	5.263.750	0,00
Francia	11.081.692	63.572.600	0,17
Alemania	17.800.000	82.268.350	0,22
Gran Bretaña	150.000	61.001.350	0,002
Hungría	389.457	10.055.600	0,04
Italia	2.989.713	59.374.700	0,05
Holanda	5.543.469	16.381.150	0,34
Noruega	922.000	4.709.150	0,20
Portugal	1.019.484	10.608.350	0,10
<b>España</b>	<b>1.792.737</b>	<b>44.878.950</b>	<b>0,04</b>
Suecia	4.470.690	9.148.100	0,49
Suiza	3.580.000	7.550.050	0,47
Luxemburgo	100.000**	480.000	0,2
Polonia	50.000**	38.120.550	0,001
Eslovaquia	200.000***	5.397.300	0,04
<b>Total</b>	<b>53.583.291</b>	<b>453.532.300</b>	<b>0,12</b>

\* Entrada en funcionamiento de la planta Ekokem, de 150.000 t/año a principios de 2008.

\*\* Aproximación.

\*\*\* Incluye co-incineración en hornos de cemento.

\*\*\*\*Población promedio 2007, en base a Eurostat.

Tabla 29: Residuos incinerados por número de habitante en la Unión Europea. [64]

Las plantas incineradoras presentes en España en el 2010 (son las mismas 10 que funcionaban en 2007), las cantidades de RSU que tratan, las potencias instaladas y las tecnologías empleadas:

Instalación	Cantidad tratada (t/año)	Potencia Instalada (MW)	Tipo de horno
Meruelo (Cantabria)	64.018	9,9	Parrilla de rodillos
Girona (Cataluña)	699.170	2,0	Parrilla Martin
San Adriá de Besós	-	24,0	Parrilla deslizante
Mataró (Cataluña)	-	11,25	Parrilla móvil
Tarragona	-	7,4	Parrilla de rodillos
Mallorca	323.866	34,11	Parrilla de rodillos
Madrid	241.000	29,8	Lecho fluido burbujeante
A Coruña	533.452	50	Lecho fluido circulante
Melilla	36.000	2,8	Parrilla de dientes
Bilbao	240.000	99,5	Parrilla deslizante
<b>TOTAL</b>	<b>2.137.506</b>	<b>271</b>	

Tabla 30: Plantas incineradoras en España en 2010, cantidad tratada, potencia instalada y tipo de horno [62]



#### 12.4.3.2 La pirólisis

Ya se ha explicado en otro capítulo en qué consiste la pirólisis. Se puede resumir en la degradación térmica (entre los 300-800°C) en ambiente sin exceso de oxígeno, por lo que el material se descompone por acción del calor sin llegar a combustionar. La termólisis es un proceso análogo pero con total carencia de oxígeno.

Resultado del proceso, se obtienen: Gas de síntesis (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, compuestos volátiles del craqueo y de los residuos), residuo líquido (hidrocarburos como aceites, fenoles, alquitranes) y residuo sólido (procedentes de aquellos materiales no combustibles, metales pesados y otros compuestos inertes). Debido a la no oxidación de los compuestos más volátiles, el gas de síntesis tiene un elevado PCI, que puede oscilar entre los 10 y 20 MJ/Nm<sup>3</sup>. [60]

En cuanto a los residuos sólidos procedentes del proceso, pueden contener carbono en una proporción superior al 40%. Por ello, la recuperación energética se puede llevar a cabo de varias formas: [63]

- Haciendo combustionar los gases y aceites en un ciclo de vapor para la producción de **energía eléctrica**.
- Empleando la pirólisis como etapa previa a un proceso de gasificación.
- Empleando el residuo sólido como combustible en instalaciones industriales.

Normalmente la pirólisis se emplea como una etapa previa a la combustión para mejorar su rendimiento energético. Es necesario además que los residuos recibidos se seleccionen previamente separando aquellos con contenido energético más alto y aplicándoles en ocasiones un pretratamiento para su adecuación a las características del proceso.

El tipo de residuo más conveniente para este tratamiento depende mucho de las condiciones del reactor donde se va producir el proceso, pero de forma general es el mismo que el que lo es para la gasificación. Se precisa de clasificación previa de los residuos, no son apropiados los voluminosos, metales, materiales de construcción, residuos peligrosos, vidrio y algunos plásticos. Además los residuos deben ser previamente triturados, secados y homogeneizados. [60]

El gas de síntesis obtenido puede emplearse para la **generación de electricidad** con motor de gas o turbina de gas. Como ventaja está la reducción del volumen de los gases de combustión y por tanto del coste de su tratamiento (este último sólo si posteriormente se gasifica o combustiona).

#### 12.4.3.3 La gasificación autotérmica

El proceso ya se ha explicado en el capítulo correspondiente, pero como resumen, se puede decir que consiste en la oxidación parcial en presencia de oxígeno en cantidades inferiores a la estequiométrica. La temperatura suele estar por encima de los 750°C. La pirólisis es en realidad el paso previo a la gasificación, por lo que la pirólisis en realidad es un proceso dentro de la gasificación.

Como resultado del proceso se obtiene: gas de síntesis (CO, H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> (si se emplea aire como gasificante) y CH<sub>4</sub> en menor medida), productos secundarios como alquitranes, compuestos halogenados y partículas y residuo sólido de materiales no combustibles

El poder calorífico depende del tipo de residuos, de la temperatura empleada y del agente oxidante. Como ejemplo, el PCI del gas de síntesis obtenido empleando oxígeno como oxidante, está entre 13-15 MJ/Nm<sup>3</sup>. Si se emplea aire, el PCI estará entre 4-10 MJ/Nm<sup>3</sup>. Este gas de síntesis puede emplearse como combustible en **producción de electricidad** mediante motores de combustión o turbinas de gas (también como combustible en calderas tradicionales u hornos, como materia prima para la producción de metanol, amoníaco o para la transformación en H<sub>2</sub> mediante reformado, todas ellas son susceptibles de emplearse posteriormente para producción eléctrica)



El tipo de residuo apropiado para la gasificación es el mismo que para la pirólisis. [60] [63]

#### *12.4.3.4 La gasificación por plasma*

El plasma se conoce como el cuarto estado de la materia. Se forma a partir del someter a elevadas temperaturas un gas ionizando la práctica totalidad de átomos de la materia. El resultado es un fluido neutro en conjunto, con capacidad de transporte eléctrico compuesto por iones, electrones y partículas neutras con. Mediante este proceso se gasifica la materia disociando completamente las moléculas y convirtiéndolas en gas de síntesis. La tecnología empleada se conoce como SPGV (Solena Plasma Gasification and Vitrification) y su el proceso que lleva asociado, IPGCC (Integrated Plasma Gasification and Combined Cycle).

El desencadenante del proceso es un arco eléctrico creado al situar un gas inerte entre dos electronos (antorchas) en un reactor parcialmente carente de oxígeno. Entre los electrodos se crea un campo eléctrico que induce una corriente eléctrica formada por los electrones libres, determinando una resistividad y por tano una transformación en calor, tanto mayor cuanto mayor sea la corriente. Típicamente se alcanzan entre los 5.000 y 15.000 °C, límite establecido por la resistencia mecánica y térmica de los electrodos.

La ventaja fundamental de este tipo de gasificación, es que gracias a las altas temperaturas que se alcanzan, como productos sólo se obtiene un gas, compuesto fundamentalmente de H<sub>2</sub> y CO, y por otro un residuo sólido. No generan alquitranes y con ello las pérdidas energéticas en términos de PCI son menores. Las cantidades de N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> son menores, por lo que se evita o facilita el proceso posterior de depuración y compresión.

El residuo sólido vitrificado, conocido como slag (basalto inerte) que se obtiene como escoria sólida, está compuesto por residuos inorgánicos capturados físicamente, convirtiéndolos en un sólido inerte, inocuo y reduciendo considerablemente la posibilidad de lixiviación de sus compuestos. Por este motivo se hace una tecnología especialmente interesante para tratar gases y sólidos problemáticos como gases peligrosos, dioxinas, furanos, pesticidas, etc, puesto que el proceso destruye la estructura interna de estos compuestos. Es una solución total y definitiva a los problemas causados por la generación de residuos y a la vez produce energía limpia y renovable, y el sólido vitrificado puede ser empleado en construcción, como aislantes o de relleno de las bases de las carreteras. La parte no sólida extraída, el gas de síntesis, puede emplearse en ciclos combinados **para producción eléctrica** con un rendimiento de hasta el 50%, y en motores de gas para producción eléctrica con rendimiento de hasta el 35%

Como ya se ha comentado, la principal ventaja de este sistema, es que puede tratar todo tipo de materiales como biomasa, residuos industriales, RSU, residuos sanitarios, partes de desguaces de vehículos, neumáticos, CDR/CSR, plásticos, y en general es posible emplear residuos con alto contenido en inorgánicos inertes, humedad, material con PCI bajo. Requiere de un gran aporte energético externo lo que puede hacer discutible su rentabilidad económica. Por lo tanto, es preferible que la materia se someta primeramente a los procesos típicos previos para la gasificación autotérmica y la pirólisis, como la reducción del tamaño de la materia, el secado, eliminación de ciertos componentes inertes, etc.

No está suficientemente desarrollada y su penetración en el mercado es escasa, por lo que resulta complicado hacer una valoración objetiva de su rentabilidad en términos energéticos y económicos, pero parece tener un gran futuro, pues permite tratar todo tipo de residuos con reducción de la cantidad de carbono de las escorias finales y la generación de alquitranes, por lo que el PCI sufre menos pérdidas que el método autotérmico de gasificación. Además el proceso permite un mayor rendimiento y menor necesidad de tratamiento posterior del gas obtenido. Con todo el proceso, se recupera más del 99% del material inicial, bien como energía, bien como productos vendibles. [61] [60] [59]



#### 12.4.4 Tratamiento biológico de los RSU: la digestión anaerobia

La alternativa a los tratamientos térmicos para el aprovechamiento de los residuos, es la digestión anaerobia, que se ha explicado en el capítulo correspondiente. La valorización energética por este método permite tratar tanto residuos agrícolas, industriales, ganaderos, urbanos, como lodos de depuradora de aguas residuales urbanas.

En resumen, la digestión anaerobia, consiste en la metanización de la materia orgánica en ausencia de oxígeno (ambiente anaerobio), c. Se trata de una tecnología muy desarrollada y de gran experiencia, que permite tratar los residuos biodegradables como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) o los lodos de depuradora urbanos o industriales. Es capaz también de gestionar la fracción RESTO con un rendimiento digestivo menor debido al elevado contenido de impuros y la heterogeneidad de la mezcla de residuos a tratar.

La tecnología precisa de unos tratamientos previos como la separación mecánica y su adecuación al tamaño necesario y es posible realizar una co-digestión de la mezcla de diferentes residuos como purines, lodos u otros mezclados con los FORSU para mejorar el rendimiento del proceso.

El biogás obtenido en el proceso puede ser aprovechado para **generación de electricidad** tal y como se explica en el capítulo correspondiente.[60] [63]

#### 12.5 Conclusiones sobre el tratamiento de RSU

“El mejor residuo es aquel que no se produce”. Ésta es una afirmación muy cierta sobre la que debe versar todo la ideología referente a la gestión de residuos (junto con la reutilización y reciclaje). Pero la composición heterogénea de los RSU hace imposible emplear un proceso determinado para el máximo aprovechamiento. La mejor manera es la aplicación específica de los diferentes procesos a fracciones concretas, de forma que, en conjunto, se logre la mejor reutilización de materiales, la mejor recuperación de energía, la mayor reducción en peso y volumen a enviar a vertedero y la minimización de los impactos negativos de los R.S.U. tanto sobre el medio ambiente como sobre la salud de las personas.

Pese a la existencia de todas las opciones anteriores de valorización energética, la única que tiene verdadera acogida y lleva años funcionando y se conoce con mayor certeza su rentabilidad de inversión, costes operativos, y en general la viabilidad para llevarse a cabo, es la incineración convencional (parrilla, lecho fluidizado y tambor rotativo). La siguiente que está empezando a tener acogida como tratamiento de RSU es la gasificación, pero debido a los tratamientos previos y las especiales condiciones que debe tener el residuo entrante, resulta muy complicado analizar la viabilidad económica (aunque sí está presente para la gestión de residuos peligrosos la gasificación por plasma).

	NOx t/año	SOx t/año	CO t/año	Partículas t/año	Cloruro de Hidrógeno t/año	Compuestos Orgánicos Volátiles t/año	Dioxinas y furanos
1_Según directiva europea 2000/76/CE	200 mg/Nm3 2.316 t/año	50 mg/Nm3 579 t/año	50 mg/Nm3 579 t/año	10 mg/Nm3 115,8 t/año	10 mg/Nm3 115,8 t/año	10 mg/Nm3 115,8 t/año	0,1 mg/Nm3 1,158 t/año
2_Emissiones reales incineradoras	130 mg/Nm3 1.505 t/año	5 mg/Nm3 57,9 t/año	15 mg/Nm3 173,7 t/año	4 mg/Nm3 46,3 t/año	5 mg/Nm3 57,9 t/año	1,9 mg/Nm3 22 t/año	0,05 ng/Nm3 ITQ 0,579 g/año ITQ
3_Según valores reales en España año 2006 MAYMRM	1.537.215 t/año	1.173.972 t/año	3.053.298 t/año	248.805 t/año	No hay datos	2.195.807 t/año	158 g/año ITQ

Tabla 31: Comparativa entre valores límite de emisiones y los reales producidos durante la incineración [60]



A partir de la tabla 29, puede verse como los límites normativos de emisiones establecidos están por encima de los valores que realmente se producen. Éstos son más restrictivos y exigentes que otros procesos térmicos de la industria como cementeras, plantas térmicas, hornos industriales, etc., con el fin de reducir la “mala reputación” de las incineradoras y su fuerte rechazo social. Pero las plantas incineradoras modernas de RSU han demostrado cumplir con creces las limitaciones de emisiones de partículas gracias a las técnicas de combustión y limpieza de gases de que disponen, como se puede observar en la siguiente tabla:

Por tanto, la combustión del residuo y la posterior limpieza de los residuos, garantizan una reducción del residuo en peso de entre el 75-80% y del 90-95% en volumen. En este sentido, la reducción de vertedero es significativamente importante, que es el problema principal de gestión de residuos. Además la fracción orgánica convierte todo su carbono en CO<sub>2</sub>, evitando por tanto la formación de metano, que es hasta 25 veces más activo respecto al efecto invernadero. La parte biodegradable oscila entre el 55-65% del peso y el CO<sub>2</sub> que se genera por su combustión es neutro respecto a generación de efecto invernadero. Sólo una parte de fracción combustible de materiales fósiles, como los plásticos, genera un CO<sub>2</sub> considerable, pero el proceso en conjunto reduce la emisión real de CO<sub>2</sub> respecto a tratamientos como vertedero, tratamientos mecánicos biológicos, etc. La reducción es más significativa si se tiene en cuenta además el ahorro en combustibles fósiles para la producción eléctrica.[60] [63]

## 13 Biomasa forestal, una oportunidad para el desarrollo sostenible

Existe la creencia generalizada de que la generación eléctrica mediante combustibles fósiles resulta más barata que mediante las energías limpias, como la biomasa. Esta creencia no está justificada, ya que el coste de electricidad mediante combustibles fósiles no incorpora las externalidades negativas que se producen, como los procesos de extracción, transporte, utilización,..., sobre el entorno socio-económico y el medio ambiente. La correcta cuantificación e internalización de costes y beneficios ambientales constituye el aspecto fundamental para integrar las consideraciones socio-ambientales de la actividad energética en un escenario de desarrollo sostenible.

Por tanto, es necesario realizar una valorización económica como instrumento necesario para incorporar las externalidades, sean positivas o negativas, al precio de la energía. Esta internalización de las externalidades permitiría considerar el coste real de la energía, incorporando los beneficios y perjuicios externos (ambientales, sociales y económicos).

Este capítulo analiza estos aspectos por la gran oportunidad para el desarrollo de nuestro país que podría suponer una buena gestión forestal mediante valorización energética, analizando estos aspectos y argumentando la concesión de primas a este tipo de instalaciones.

### 13.1 La internalización de las externalidades de la biomasa forestal

Los **costes sociales** de la generación eléctrica se pueden dividir en **costes privados** y **costes externos**. Los costes privados se derivan del proceso de obtención de electricidad y abarcan desde la inversión inicial de capital hasta la obtención de la energía, pasando por la compra de energía primaria, transporte, infraestructuras, etc. Son por tanto costes que tienen un precio de mercado. Los costes externos están formados por los **costes medioambientales** y **no medioambientales** que no tienen un precio de mercado. Los costes externos medioambientales incluyen efectos como la contaminación atmosférica, cambio climático, deterioro del paisaje, etc. Los costes externos no medioambientales son efectos de naturaleza socio-económica, como la inseguridad en los precios y en los suministros, la dependencia energética, etc.

Cuando se sustituye una fuente de origen convencional para la generación eléctrica, por una fuente de origen renovable, parte de los costes externos pasan a ser **costes externos evitados**, es decir, parte de las externalidades negativas, pasarían a ser externalidades evitadas, como podrían ser la reducción de



emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases, reducción de la dependencia energética, mejora de la balanza de pagos, etc. Además la producción conllevaría la generación de beneficios externos, por un lado ambientales (disminución de riesgo de incendios por ejemplo en la gestión de la biomasa forestal, mejora del estado fitosanitario de los bosques, etc.) y por otro beneficios externos no medioambientales (como por ejemplo creación de empleo, etc.) Por tanto los costes sociales totales, son una suma de estos cuatro elementos: costes privados, costes externos, costes externos evitados y beneficios externos. Todos estos factores deben tenerse en consideración a la hora de comparar los costes de la producción energética a través de combustibles tradicionales y alternativas limpias, como la biomasa. De otra forma, la comparativa entre ellas estaría distorsionada.[36]

Existen numerosos modelos de cuantificación de los costes externos medioambientales, pero la mayoría sólo contemplan las externalidades positivas. Es decir, los modelos empleados para estimar estos costes, suelen ser funciones de daño que cada tecnología produce, pero no suelen contemplar los costes positivos como podrían ser la seguridad de suministro, el agotamiento de combustibles fósiles y otros aspectos sociales o no ambientales. Como ejemplo mencionar una estimación comparativa de costes externos de fuentes de energía convencionales frente a la biomasa forestal llevada a cabo por la Comisión Europea en 2003, establece que el coste externo para el petróleo es de 4 c€/kWh, para el carbón de 5,06 c€/kWh, mientras que para la biomasa forestal estaría en torno a 1,08 c€/kWh (ahorro en costes externos por daños evitados de 2,92y 3,98 c€/kWh respectivamente), pese a que no se contemplan ciertos impactos ambientales y sociales difíciles de evaluar muy positivos e importantes. Sólo debido a **costes externos**, la sustitución de **1 GWh** de producción eléctrica con petróleo o carbón mediante biomasa forestal, teniendo en cuenta los datos anteriores, supondría un ahorro de **40,56 millones de euros** para el carbono de **29,76 millones de euros** para el petróleo.[36] [12] [22]

El problema para el desarrollo de esta valorización forestal está en que los costes de obtención de los residuos forestales son superiores al beneficio energético que se puede obtener con ellos, lo que hace necesario internalizar las externalidades positivas generadas y los costes externos evitados, con el fin de justificar la necesaria intervención pública a través de primas que puedan hacer competitiva esta alternativa. Para ello se presenta a continuación el siguiente listado que enumera las externalidades de la producción eléctrica con biomasa forestal. Por un lado los efectos medioambientales positivos y negativos, y por otro los efectos no medioambientales relacionados con la economía y la sociedad:

- ❖ Efectos medioambientales positivos:
  - Disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes de la atmósfera
  - Evita o minora problemas de contaminación ambiental (erosión, desertificación, mareas negras, etc.)
  - Contribuye a la limpieza del monte, a la regeneración natural y al crecimiento y calidad de las masas forestales
  - Disminuye los riesgos de incendios y facilita su extinción
  - Conservación de los montes pues facilita la realización de planes de silvicultura sobre montes arbolados y matorral al evitar la vegetación de competencia, favoreciendo la regeneración natural de las masas forestales, su calidad y crecimiento, y disminuyendo a su vez el riesgo de incendios y de plagas.
  - Mejora el estado fitosanitario de los montes y reduce el riesgo de plagas y de contaminación ambiental.
  - Evita problemas derivados de vertidos incontrolados de residuos y subproductos. Los residuos derivados del proceso de producción son prácticamente nulos y, además, las cenizas producidas en el proceso de combustión sirven como fertilizantes.



- ❖ Efectos medioambientales negativos:
  - Problemas derivados de la extracción “no ecológica”: pérdida de nutrientes, erosión, alcalinización de tierras, cambios en el paisaje, en ecosistemas y pérdida de biodiversidad.
  - Efectos derivados de la introducción de maquinaria pesada en el monte: compactación del suelo, cambios en el paisaje, contaminación acústica, emisiones contaminantes, etc.
- ❖ Efectos no medioambientales económicos:
  - Necesario garantizar el suministro respetando el medio ambiente.
  - Diversificación de las fuentes de energía.
  - Seguridad de precios.
  - Carácter autóctono que disminuye las tasas de dependencia energética y mejora la balanza de pagos.
  - Menores pérdidas potenciales en el transporte de la electricidad por la localización descentralizada de plantas de generación.
- ❖ Efectos no medioambientales sociales.
  - En el empleo supone una nueva fuente de renta pues se explota un bien que no es previamente comercializado en el mercado.
  - Impacto favorable en el tejido industrial.
  - Desarrollo sostenible al no favorecer el agotamiento de fuentes no renovables.
  - Desarrollo rural y disminución de desigualdades interregionales, generando un impacto favorable en el tejido industrial, sobre el volumen de mano de obra en el entorno rural, ayudando a mitigar el abandono del mundo rural y disminuyendo los desequilibrios interterritoriales.[22] [71] [73] [74] [76]

### 13.2 La barrera de los costes privados en la gestión de biomasa forestal

Los costes privados, suponen el principal escollo para el desarrollo de la biomasa forestal con fines energéticos. Los costes privados en este caso, son muy superiores al del resto del tecnologías, sean renovables o no. El motivo es el alto coste de aprovisionamiento que deben asumir los productores, que precisa una mayor inversión en primas por parte del estado para hacerla rentable, por lo que los productores prefieren dedicar sus esfuerzos a otras alternativas más fiables y lucrativas. En líneas generales, los costes privados medios en España de las tecnologías de régimen especial (cogeneración y renovables), son en torno a un 67% superiores a los de las tecnologías tradicionales. La horquilla de los **costes privados** para la biomasa forestal es amplia, desde los 18 c€/kWh en caso de emplear residuos directamente extraídos del monte (matorral y residuos de cortas), coste elevado fundamentalmente por el consumo de combustible, en torno al 78% del total por el 22% de coste de personal, de operación y mantenimiento. Hasta los 7,4 c€/kWh, si el combustible está formado por industrias madereras. En cualquier caso, estos costes son muy superiores al resto de tecnologías.

Por lo tanto, la viabilidad económica de la gestión forestal de la biomasa y su valoración energética, tiene como punto clave el aprovisionamiento y coste del combustible, a diferencia de otras tecnologías, lo que hace que su penetración sea especialmente costosa.[36] [72] [76]

### 13.3 La errónea correspondencia de las subvenciones para producción eléctrica mediante biomasa forestal

Como se ha explicado anteriormente, es necesario incluir en el análisis de beneficios de una fuente energética todas las externalidades comentadas anteriormente, ya que se tiene la idea de que las fuentes energéticas renovables viven exclusivamente de las subvenciones, pero conviene destacar que las fuentes convencionales también reciben grandes subvenciones, incluso superiores a las de origen renovable y a las medidas de ahorro y eficiencia, ya que el hecho de no internalizar los costes



sociales, actúa como una subvención, dado que son costes no compensados que la sociedad en conjunto debe asumir.

De esta forma, la producción de energía en la UE consta de dos tipos de subvenciones, las explícitas en forma de subsidios, y las implícitas en forma de no internalización de costes externos. En ambos casos, se favorecen las fuentes energéticas más perjudiciales para el medio ambiente. Como ejemplo pueden citarse los datos proporcionados por la Agencia Europea del Medioambiente, que dedicó en 2004 21,7 miles de millones de euros a las fuentes convencionales en forma de subsidios, mientras que sólo dedicó 5,3 miles de millones a las de origen renovable. Además los costes externos supusieron para las de origen convencional 59,3 miles de millones de euros, mientras que las renovables sólo 2 mil millones de euros. El total para las fuentes de origen convencional ascendió a 59,3 miles de millones de euros, por los 7,3 miles de millones de las de origen renovable. Esta tendencia ha ido disminuyendo en los últimos años, pero todavía no son equiparables, cuando la situación debería ser la opuesta.

Las primas que se dedican a favorecer las energías limpias para producción eléctrica, pese a hacer en algunos casos viable la producción con ellas, no se han calculado en base a las externalidades derivadas de la sustitución de fuentes energética de origen convencional por fuentes de origen renovable. Se basan exclusivamente en un criterio de viabilidad económica de las diferentes tecnologías renovables, en contra de lo que defiende la Comisión Europea. En concreto, la biomasa forestal es un caso excepcional dentro de las fuentes de energía renovables, ya que el coste de combustible tiene una incidencia singularmente importante en el coste privado total, como se ha comentado anteriormente.

Por lo tanto la biomasa forestal con fines de producción eléctrica debería gozar de un tratamiento especial, pues los costes de combustible y la logística de suministro suponen una barrera de entrada en el mercado de la electricidad muy importante. Se deberían remunerar los beneficios externos y los daños evitados por la sustitución de las fuentes convencionales, de forma que se compensasen los mayores costes de explotación respecto a otras tecnologías, para hacer viable la recogida de biomasa forestal y evitar así las catástrofes de incendios. Para ello sería conveniente diseñar ayudas indirectas y complementarias a las primas a la producción eléctrica, como ayudas al suministro de combustible, la opción más interesante en este caso.

Por todo lo comentado anteriormente, progresivamente las primas a la biomasa forestal se han ido modificando a lo largo de los años, pero nunca con un modelo apropiado de internalización de costes y beneficios. La prima se hace necesaria para incentivar el empleo de esta alternativa incluso más que en otras, ya que, como se ha comentado anteriormente, los costes privados son comparativamente muy elevados. Pero los beneficios son también muy numerosos, abarcan muchos ámbitos sociales y suponen un ahorro económico muy importante para las arcas públicas, además de muchos beneficios en la calidad de vida y en la salud de la gente, lo que resulta muy complicado de valorar económicamente.

La prima que se le concede a este sector por parte de las administraciones públicas, con el fin de hacer rentable la inversión privada, se ve ampliamente compensada a medio-largo plazo y los esfuerzos deben ir encaminados a realizar una valoración realista y lo más precisa posible de qué prima es la adecuada para que todas las partes implicadas en el proyecto se vean beneficiadas (productor, administración y consumidor).[22] [71] [73] [74] [75] [76] [65]

### **13.4 El escenario actual y balance económico de la gestión de biomasa forestal**

Debido a la situación de crisis en el que vivimos, las primas a este sector han sufrido un desgraciado estancamiento con el Real decreto de Enero de 2012. Además se espera una subida de las tasas par las instalaciones que emplean esta tecnología, lo que hace que, habiéndose movido ya en años anteriores en márgenes tremendamente ajustados para su rentabilidad, ahora se encuentren en una

situación insostenible. Esto supone un riesgo importante en muchos aspectos, con consecuencias económicas, sociales y medioambientales. Desde la imposibilidad de gestionar los montes por la falta de gestores privados, hasta la mayor contaminación por empleo de combustibles tradicionales, con el consecuente pago por emisiones, pasando por la pérdida de empleos, pérdida de valor del tejido productivo y un sinnúmero de aspectos negativos.

El siguiente cuadro muestra el potencial biomásico de origen no industrial (únicamente agrícola y forestal) en España frente a la biomasa necesaria para alcanzar los objetivos establecido en el PER 2011-2020:

PROCEDENCIA		BIOMASA POTENCIAL (t/año)	OBJETIVO PER 2020 (t/año)
Masas forestales existentes	Restos de aprovechamientos madereros	2.984.243	9.639.176
	Aprovechamiento del árbol completo	15.731.116	
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	5.908.116
	Leñosos	16.118.220	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno agrícola		17.737.868	2.518.563
Masas leñosas susceptibles de implantación en terreno agrícola		6.598.861	
Masas herbáceas susceptibles de implantación en terreno forestal		15.072.320	
<b>TOTAL BIOMASA POTENCIAL EN ESPAÑA</b> Datos en toneladas en verde (45% Humedad)		<b>88.677.193</b>	<b>18.065.855</b>

Tabla 32: Potencial biomásico agrícola y forestal y objetivos del PER 2011-2012 para las mismas materias primas [73]

Como puede verse en la tabla 30, el potencial supera ampliamente el objetivo establecido en el documento. Se incluyen de manera conjunta las biomásas agrícola y forestal ya que las instalaciones que emplean este tipo de combustibles lo hacen diversificadamente aprovechando diferentes fuentes con el fin de no tener problemas de disponibilidad.

Un estudio de la consultora Analistas Financieros Internacionales (AFI) realizado para APPA Biomasa en Julio del 2011, realiza un balance económico de las plantas de biomasa agrícola y forestal entre las primas concedidas por producción eléctrica y los beneficios económicos generados para las instalaciones en funcionamiento de los socios de APPA. El balance es:

Prima efectiva	138,5 millones de €		
Plantas de biomasa en funcionamiento	184,4 millones de €	Contribución fiscal	93,6 millones de €
		Ahorro por incendios evitados	52,7 millones de €
		Ahorro en prestaciones	23,9 millones de €
		Ahorro por emisiones de CO2 evitadas	14,1 millones de €
<b>Balance económico TOTAL</b>	<b>45,9 millones de €</b>		

Tabla 33: Balance económico entre primas plantas que emplean biomasa agrícola y forestal para producción eléctrica y beneficios generados por las mismas (sólo plantas en funcionamiento asociadas a APPA) [12]

Como puede verse en la tabla 31, la biomasa para producción eléctrica devuelve con creces la inversión prestada. Además en el mismo estudio de AFI, se estima el balance económico para aquellas instalaciones que estaban por entonces en tramitación de socios de APPA, si se introdujeran mejoras en los marcos regulatorio y retributivo:



Prima efectiva	695,7 millones de €		
Plantas de biomasa en funcionamiento	767,8 millones de €	Contribución fiscal	402,6 millones de €
		Ahorro por incendios evitados	245 millones de €
		Ahorro en prestaciones	79,6 millones de €
		Ahorro por emisiones de CO2 evitadas	43,41 millones de €
Balance económico TOTAL	<b>72,1 millones de €</b>		

Tabla 34: Balance económico entre primas plantas que emplean biomasa agrícola y forestal para producción eléctrica y beneficios generados por las mismas (plantas en funcionamiento y en tramitación en el momento del estudio asociadas a APPA) [12]

Con las estimaciones de las tablas 31 y 32 anteriores, queda demostrado que una subida de las primas al sector estaría justificada si con ello las instalaciones se llevan a cabo y la inversión privada encuentra su oportunidad.

### 13.5 Ventajas complementarias del uso de biomasa forestal para producción eléctrica

Algunas de las ventajas complementarias a la que supone la reducción de gases de efecto invernadero son:

- Reducción de riesgos de incendios forestales y de plagas de insectos, mejora del estado fitosanitario.
- Fuente de riqueza y empleo: la valorización energética de la biomasa genera tejido industrial y con él empleo (unos diez empleos directos por MW instalado) y riqueza (este aspecto se analiza detalladamente en el capítulo correspondiente)
- Mejora socioeconómica de las áreas rurales: la riqueza que se genera, lo hace en el medio rural, por lo que puede evitar el abandono de las nuevas generaciones hacia las ciudades en busca de un futuro.
- Fomento de equilibrio territorial, en especial en las zonas rurales: por el mismo motivo que el punto anterior, se fomenta el empleo y con él la población en el medio rural.
- Aprovechamiento de residuos agrícolas, cuyas emisiones de gases de efecto invernadero son las mismas que serían al emplearse en una central de generación eléctrica, pero con un balance positivo de emisiones al evitarse los combustibles tradicionales.
- Posibilidad de utilización de tierras de barbecho con cultivos energéticos: al estar limpias de maleza, el propietario puede ver una oportunidad de beneficio empleándolas para sembrar cultivos energéticos en lugar de dejarla descansar.
- Sustituye combustibles fósiles y reduce la dependencia de las importaciones de energía: la balanza de costes por importaciones de combustibles tradicionales iría progresivamente en favor de nuestra economía, sobre todo con las perspectivas de aumento de costes de los combustibles tradicionales. Además el dinero se movería siempre en el ámbito nacional, evitando la salida de dinero al extranjero. Los siguientes gráficos muestran la tendencia esperada en los precios del petróleo y el gas natural, cuya influencia negativa en nuestra economía también sería creciente.

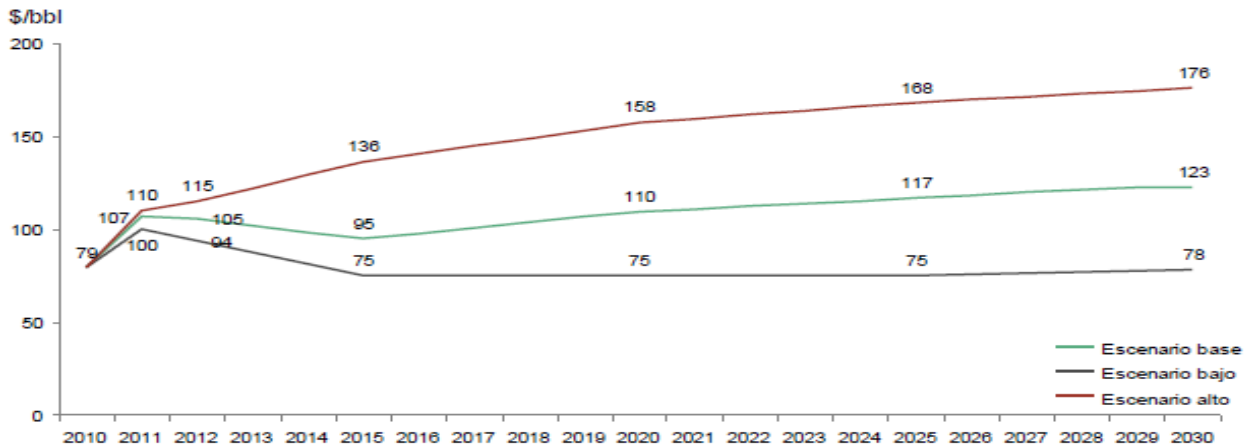


Figura 42: Escenarios de precio del barril de crudo de petróleo Brent importado en España (en € constantes de 2010) [77]

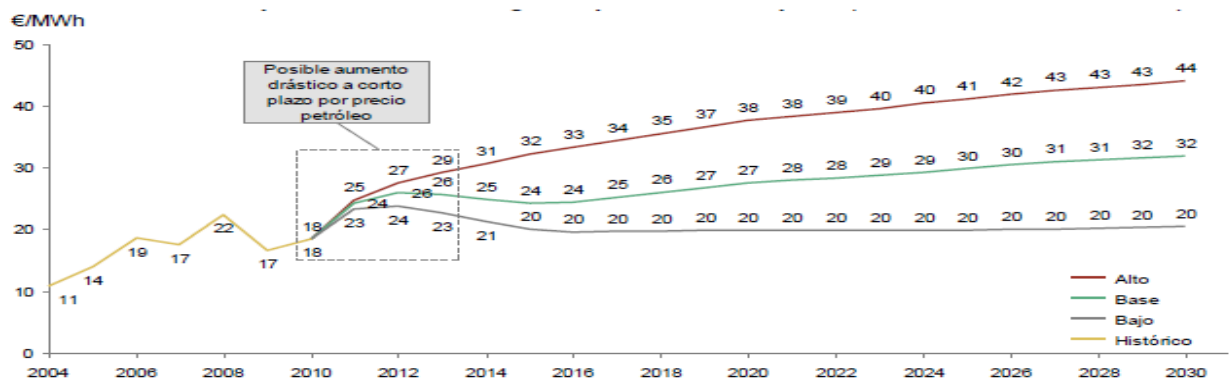


Figura 43: Escenarios de precio del gas natural importado en España (en € constantes de 2010) [77]

## 14 La gestión de la biomasa forestal para la prevención de incendios

En el capítulo anterior se han desarrollado cuáles son las externalizaciones que la gestión de biomasa forestal deberían internalizarse en los costes del empleo de la misma para la producción eléctrica para obtener el precio real y evitar las distorsiones de no contemplar muchas de las ventajas de su uso. Este capítulo se centra en una de las externalizaciones anteriores, la prevención de incendios, que tiene gran importancia debido a la situación climática de España en la actualidad y las perspectivas de los próximos años.

### 14.1 Introducción

Los incendios forestales son una de las principales amenazas de la masa forestal europea, especialmente en el sur. El impacto en el bienestar social y medio ambiente es muy grande, y el riesgo está aumentando exponencialmente debido al cambio climático que está sufriendo nuestro planeta, que está aumentando a grandes pasos la severidad de los incendios y los períodos de riesgo. A esto se suma además el abandono del área rural, con lo que se incrementa la disponibilidad de combustible forestal y con ello la probabilidad de ignición.

Los incendios forestales, dentro de las diferentes catástrofes naturales como huracanes o terremotos, son uno de los fenómenos más predecibles. En este sentido, en las últimas décadas los incendios se han convertido en una de las mayores preocupaciones medioambientales en la zona mediterránea, cuyo característico clima se está desplazando del sur de Europa hacia el norte, aumentando la amenaza por incendios, y haciendo cada vez más prioritario una política común en Europa para la



gestión de los montes, que fundamentalmente precisan de grandes inversiones tecnológicas, políticas a largo plazo que se focalicen en la prevención a largo plazo, eliminando las causas de los incendios, en detrimento de la prevención a corto plazo y la extinción.

Aunque las estadísticas europeas acerca de las medidas adoptadas en relación a la prevención y eliminación han sido eficientes, las condiciones actuales están dando lugar a incendios catastróficos, lo que hace que haya que adoptar nuevas medidas para afrontar esta situación. La gestión de los riesgos a través de actuaciones de prevención y eliminación, no puede llevarse a cabo con las mismas estrategias que se han empleado hasta ahora, ya que los recursos son limitados y las zonas de riesgo van en aumento. Se hace necesario un nuevo enfoque con otro planteamiento estratégico que integren compromisos sociales, medioambientales y económicos.

## 14.2 Cifras y tendencias de los incendios forestales en la UE y España

En España, cada año se queman una media de 130.000 hectáreas, equivalentes al tamaño de la isla de Gran Canaria. Además España es el segundo país de la UE por superficie forestal tras Suecia, el primero en la región mediterránea (la más castigada por los incendios en Europa) y el tercero en superficie arbolada tras Suecia y Finlandia. Por esta razón, por la particularidad de nuestro clima, por la tendencia alcista de la temperatura, de las épocas secas, etc., nuestro territorio requiere una gestión más eficaz.[78]

### 14.2.1 Los datos de la EFFIS (European Forest Fire Information System): zona mediterránea

Existe un sistema en Europa encargado de ofrecer datos de fuentes nacionales e internacionales acerca de los incendios forestales, creado en el año 2.000 con el nombre de EFFIS (European Forest Fire Information System). Este sistema contiene datos desde hace casi 25 años, y proporciona información muy relevante de la situación actual y la tendencia en los últimos años. Dicho sistema proporciona los gráficos de la información de la situación pasada y actual de los incendios en la zona mediterránea (que engloba a España, Portugal, Francia, Italia y Grecia):

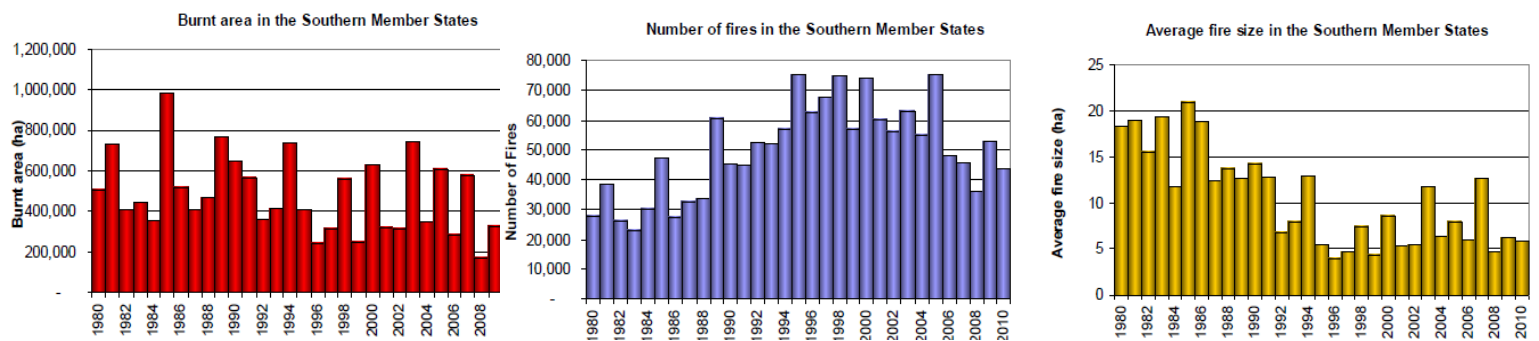


Figura 44: Evolución de superficie ardiada, número de incendios y tamaño de los incendios de 1980 a 2010 para la zona mediterránea de Europa [70]

En el primer gráfico de la figura 44, se puede observar la tendencia de la superficie quemada en los últimos treinta años. Puede observarse una tendencia decreciente desde los años 90, cuando se adoptaron medidas importantes frente a la prevención. Los picos representan años especialmente calurosos, y la superficie quemada esos años está a niveles de los de antes de los 90.

El segundo gráfico de la figura 44 muestra el número de incendios anual en la misma zona mediterránea para el mismo período de tiempo. Se observa una tendencia creciente desde de 1980 al 2000, debido a la situación climatológica más propicia para la generación de incendios, y un descenso desde el 2000 hasta la actualidad, gracias a las medidas adoptadas en la última década.

En el tercer gráfico de la figura 44 se muestra la media de tamaño de los incendios para la misma zona y el mismo período de tiempo. La superficie quemada ha ido disminuyendo (gráfico 1) pese al

aumento del número de incendios (gráfico 2). El tamaño medio de los incendios ha ido disminuyendo gracias a las medidas de extinción que se llevan a cabo en la actualidad, que evitan que los incendios se propaguen y alcancen mayores proporciones.

En el siguiente gráfico, se muestra la densidad de incendios en la UE por provincias (número de incendios por año y por cada 10 km cuadrados de superficie forestal), que da una idea de cuáles son las zonas de mayor incidencia de fuegos:

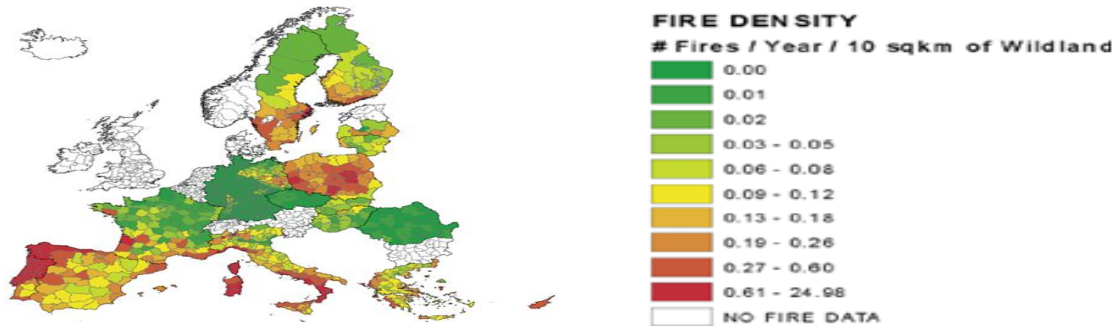


Figura 45: Densidad de incendios e la Unión europea (número de incendios por año y por cada 10 km cuadrados de superficie forestal) [70]

Como puede verse en la figura 45, la zona mediterránea es la más problemática, y dentro de ésta, la vertiente cantábrica y atlántica de la península una de las zonas más extensas con mayor densidad de incendios de la UE. Galicia concentra la mayor parte de masa forestal de España, y a su vez la mayor concentración de incendios. Esta distribución sugiere que el perfil de incendios no se relaciona únicamente con las condiciones climáticas, sino también con las condiciones socioeconómicas y otros factores.

Cada año en la zona mediterránea se queman medio millón de hectáreas de superficie forestal. El 75% de la superficie quemada se debe a grandes incendios conocidos como GIF (Grandes Incendios Forestales, aquellos que superan las 500 hectáreas), pero estos grandes incendios suponen menos del 3% del total. Es decir, más del 97% de incendios, no sobrepasan las 50 hectáreas y en conjunto suponen el 25% de la superficie forestal quemada. Resulta curioso además, que el número de GIF se ha mantenido constante en las últimas tres décadas, pese a aumentar en este tiempo el número de incendios y disminuir la superficie forestal incendiada.

### 14.2.2 Los datos de la EFFIS (European Forest Fire Information System): España

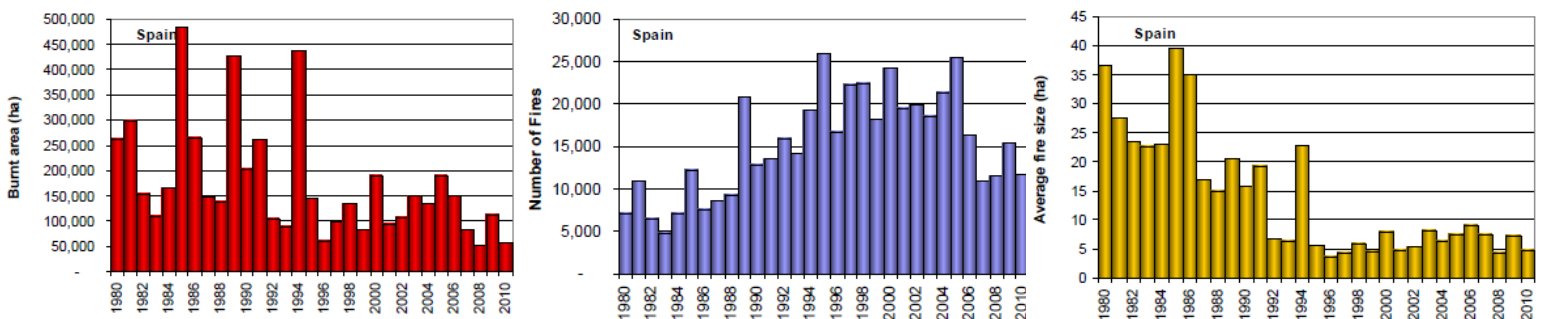


Figura 46: Evolución de superficie ardiada, número de incendios y tamaño de los incendios de 1980 a 2010 en España [70]

Los gráficos de la figura 46, representan los mismos que los gráficos del punto anterior, pero centrados en España. Como puede verse, la tendencia en España es análoga a la de la zona mediterránea en conjunto.

Los mecanismos de extinción en España, se han consolidado como punto fuerte en la lucha contra los incendios. Pero la eficacia de este método ha llegado ya a su cima, ya que el 70% de los casos de incendios son controlados en fase de conato (antes de que el tamaño alcance una hectárea) y en el 99,8% de incendios que crecen por encima de la hectárea, se logran controlar antes de que se convierta en un gran incendio forestal (GIF; tamaño superior a las 500 hectáreas). Estos GIF, aunque sólo suponen el 0,2% de incendios, suponen la parte que verdaderamente marca la huella de los incendios con casi un 40% del total de superficie quemada. Precisamente éstos se producen por escapar al control de la extinción lo que hacen necesarias nuevas medidas orientadas a la prevención dado que las condiciones climáticas se hacen cada año más propicias para la generación de focos, aumentando por tanto la probabilidad de que el incendio se vuelva incontrolable. Los GIF son la convergencia de la deficiente ordenación de los usos del territorio, la vulnerabilidad de las masas forestales y el abandono del medio rural.[70][78]

### 14.3 Los datos del 2011 y 2012 en España

El fuego arrasó 84.490 hectáreas en 2011, un 35,17% más que en 2010, que fue el segundo mejor año del decenio después de 2008, un 25,78% menos que la media de la década (113.847 hectáreas).

En total durante el 2011 en España, se han producido un total de 16.028 fuegos, de ellos 10.655 fueron conatos (incendios de menos de 1 hectárea) y 5.373 incendios (más de una hectárea). De éstos, se registraron 18 GIF (grandes incendios forestales, aquellos con más de 500 hectáreas), un número que supera a los 11 de 2010, los 6 de 2008 o los 16 de 2001 y 2007. Sin embargo, el número de grandes incendios del pasado año pasado registró 9 menos que la media de la década pero 7 más que en 2010.

La superficie forestal quemada en 2011 ha crecido mucho en comparación con el 2010, uno de los años mejores en este sentido. El crecimiento en este 2012 está siendo elevadísimo, pues a fecha de 5 de agosto, la superficie ardiada es más del doble de lo que era en 2011. En el siguiente cuadro se puede apreciar este incremento, en comparación con todos los años de la última década:

Año	2002 (01-01 a 05-08)	2003 (01-01 a 05-08)	2004 (01-01 a 05-08)	2005 (01-01 a 05-08)	2006 (01-01 a 05-08)	2007 (01-01 a 05-08)	2008 (01-01 a 05-08)	2009 (01-01 a 05-08)	2010 (01-01 a 05-08)	2011* (01-01 a 05-08)	MEDIA (01-01 a 05-08)	2012** (01-01 a 05-08)
Nº CONATOS (<1 ha)	6.843	6.386	9.523	11.138	7.138	3.599	4.898	6.166	4.200	5.914	6.581	6.964
Nº INCENDIOS (≥1 ha)	5.604	3.974	5.500	6.512	3.719	1.813	3.353	4.365	2.615	3.096	4.055	3.802
TOTAL SINIESTROS	12.447	10.360	15.023	17.650	10.857	5.412	8.251	10.531	6.815	9.010	10.636	10.766
VEGETACION LENOSA												
Sup. Arbolada (ha)	15.308,79	32.108,76	42.587,04	38.696,56	22.158,75	26.184,79	6.181,77	34.102,90	3.567,09	7.368,93	22.826,54	47.648,74
Sup. Matorral y Monte Abierto (ha)	46.091,80	42.638,60	41.077,18	54.063,88	31.722,56	24.098,26	26.448,21	49.613,45	18.393,34	26.257,04	36.040,43	79.159,79
VEGETACION HERBACEA												
Sup. Pastos y Dehesas (ha)	14.221,04	17.593,56	18.171,97	9.541,66	6.709,09	9.083,95	6.161,52	8.838,90	3.931,98	5.947,76	10.020,14	5.491,36
SUP. FORESTAL (ha)	75.621,63	92.340,92	101.836,19	102.302,10	60.590,40	59.367,00	38.791,50	92.555,25	25.892,41	39.573,73	68.887,11	132.299,89
% SUP. AFECTADA / S.F. NACIONAL	0,273	0,334	0,368	0,370	0,219	0,215	0,140	0,335	0,094	0,143	0,249	0,478
Nº GRANDES INCENDIOS (>500 ha)	10	26	14	20	11	8	4	30	3	5	13	22

Tabla 35: Evolución de superficie incendiada por conatos, incendios, grandes incendios y tipos de terreno afectado de 2002 a 2012 (hasta 5 de agosto).[67]

Como puede apreciarse en el cuadro anterior, la media de la última década de superficie forestal quemada a fecha 5 de agosto, es de 68.887 ha, con un 2011 muy bueno con 39.573 ha, casi la mitad de la media. Pero en el 2012 a esa fecha han ardido 132.299 ha, en torno al doble de la media de la década y más de tres veces más que en el 2011. Los datos ponen de manifiesto la necesidad de un cambio de modelo en la prevención de incendios.



## 14.4 Factores sociales y económicos causantes de los incendios

El 90% de los incendios tienen como causa directa al actividad humana, como actividades agrícolas y de silvicultura, líneas de alta tensión, accidentes, delincuencia, inconsciencia, fumar..., frente a los fenómenos naturales como los rayos que suponen una ínfima minoría. De forma indirecta, existen otras causas relacionadas con factores climáticos que favorecen el inicio y la propagación del fuego, como son las altas temperaturas, los largos períodos de sequía, vientos fuertes que propagan rápidamente el fuego, etc. [78]

Pero además existe un factor de suma importancia para el inicio y propagación de incendios. Éste tiene que ver con las características de la vegetación (posible combustible) y su distribución espacial, además de su exposición a los incendios. Este factor está muy estrechamente regido por fuerzas económicas y sociales. En el caso de la región mediterránea de la UE en la que se sitúa España, estos factores son:[67] [73] [75] [78] [66] [68]

- Abandono de las áreas rurales hacia las zonas urbanas: el abandono de la tierra como resultado del cese de actividades rurales de forma espontánea o bien como consecuencia de políticas de la UE. Al quedar los terrenos abandonados de cultivo, se produce invasión del territorio por parte de especies forestales, proporcionando continuidad horizontal y vertical del combustible forestal y por tanto favoreciendo la ignición y propagación del fuego.
- Envejecimiento de la población en zonas rurales. Las consecuencias son las mismas que en el punto anterior. El envejecimiento de la gente en las zonas rurales, tiene como consecuencia la falta de gestión de las tierras y su abandono.
- Decreciente empleo de zonas forestales como productoras de materias primas.
- Creciente abandono de usos tradicionales del fuego y pastoreo: políticas legislativas de la UE prohíben el empleo del fuego al aire libre, lo que tradicionalmente se hacía para mantener las zonas de pasto y eliminar la vegetación leñosa, además de servir para la preparación del suelo para la siembra. Esto hace que la masa forestal crezca incontroladamente.
- Creciente empleo de las zonas forestales para usos recreativos: cada vez más gente emplea el medio forestal para prácticas recreativas y con ello aumenta la probabilidad de ocasionar un fuego, por ejemplo por cocinar o fumar
- Crecimiento continuo de la interfaz urbano/forestal: la expansión de las zonas urbanas de forma progresiva, llega a desplazar las zonas urbanas a las forestales. Algunos estudios demuestran que unas tres cuartas partes de los puntos de ignición se encuentran en las interfaces de zonas forestales y urbanas. Además, cuando se produce un fuego, los responsables de la extinción priorizan sus esfuerzos en salvar a las personas y sus casas, dejando que se quemé la masa forestal.
- Políticas inconsistentes de gestión de la tierra: los gobiernos tienden a incrementar las partidas presupuestarias destinadas a la extinción, ocasionando una situación paradójica, ya que la extinción protege la masa forestal y en consecuencia ésta se acumula aumentando la peligrosidad de la generación de incendios.
- Declaración de zonas protegidas para la conservación de la naturaleza: Cuando una región se declara parque nacional, natural, etc., surgen como consecuencia restricciones respecto a la conservación o recuperación de recursos naturales, lo que choca con los usos y costumbres, generando conflicto y el incendio forestal como señal del mismo.
- Quema de basura y residuos: en poblaciones de pequeño o mediano tamaño, la eliminación de los residuos se realiza por quema en muchos casos, con el consecuente riesgo de incendios.
- Otros motivos como los delitos por venganza, la piromanía, líneas de alta tensión con mal mantenimiento, etc.

## 14.5 El impacto de los incendios

Los incendios forestales, tienen un impacto temporal que va desde el momento del incendio a varias décadas después del mismo. Afectan a los ecosistemas de la zona forestal incendiada, pero también a sistemas adyacentes de agricultura, zonas urbanas, transporte, redes de comunicación y de alta tensión, etc. Afecta tanto a residentes como a no residentes, en diferentes aspectos de sus vidas como la salud, bienestar, empleo, actividades económicas y sociales.

A corto plazo, los incendios forestales dan lugar a caudales mayores en las crecidas de agua y erosión del terreno, ocasionando problemas graves. Las precipitaciones severas, lo que se da con mucha frecuencia en el área mediterránea (gota fría), después de un incendio provocan modificaciones importantes del ciclo del agua y activa los procesos de erosión del suelo dando lugar a importantes pérdidas de terreno. A corto-medio plazo esto puede ocasionar problemas importantes como inundaciones, caudales de lodo que invaden el hábitat humano como carreteras, poblaciones, zonas agrícolas, recursos hídricos, además de un cambio importante en las propiedades físico-químicas del terreno, cuya recuperación es muy lenta.

El impacto se puede clasificar en tres tipos: económico, social o medioambiental. Los diferentes daños que se pueden dar se resumen en la siguiente tabla:

	Impacto		
	Económico	Social	Medioambiental
Daños a viviendas y estructuras	x	x	
Contaminación atmosférica y Salud pública	x	x	x
Evacuación de las comunidades en zonas colindantes	x	x	
Destrucción de yacimientos arqueológicos y culturales	x	x	
Impacto en las redes y flujos de transporte	x	x	
Daños en el terreno, suministro de agua y cuencas	x	x	x
Daños a sistemas agrícolas colindantes	x	x	
Coste de la extinción del incendio	x		
Daños a recursos relacionados con la madera y otros productos forestales y pérdidas futuras de producción	x	x	
Costes de seguros e impuestos	x		
Daños a las instalaciones recreativas	x	x	
Alteración de la biodiversidad y hábitat de la vida silvestre	x		x
Emisiones de carbono	x		x
Costes de rehabilitación y recuperación	x		

Tabla 36: Clasificación de los impactos de los incendios [36]

### 14.5.1 Un ejemplo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en períodos de incendio

Los efectos medioambientales de la emisión de gases de efecto invernadero durante los incendios, tiene una gran relevancia que no debe pasar inadvertida. Para hacerse una idea del orden de magnitud de los gases en comparación con las emisiones provenientes de los sectores industriales, el siguiente gráfico permite establecer una comparativa muy interesante. Los datos son de Portugal, uno de los países de esta zona mediterránea con mayor densidad de incendios, en el año 2003:

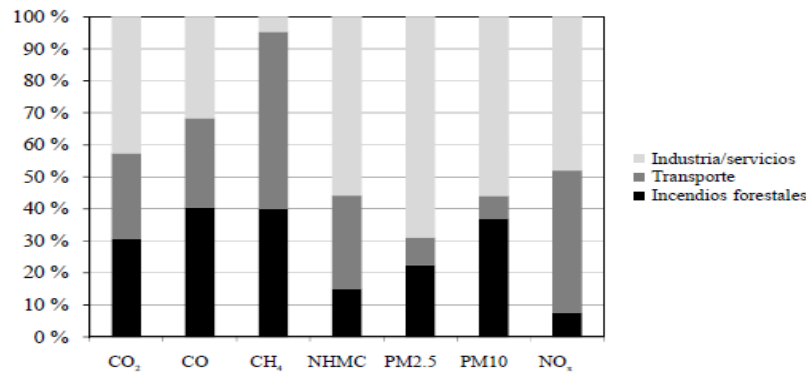


Figura 47: Comparativa entre principales emisiones debido a Industria, transporte e incendios forestales en Portugal en el año 2003 [79]

Las emisiones que aparecen en el eje de abscisas de la figura 47 son CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, NHMC (hidrocarburos que no son metano), PM 2.5 y PM10 (materias particuladas de partículas menores a 2.5 y 10 micrometros respectivamente) y NO<sub>x</sub> (óxidos de nitrógeno). Desde luego las cifras anteriores no son ni mucho menos irrelevantes. Por ejemplo, las emisiones de dióxido de carbono durante ese año debido a los incendios, superaron incluso las emisiones debido al transporte. Las de CO superan tanto al sector industrial como al del transporte y otros gases nocivos tuvieron niveles equiparables o superiores a los de los sectores industrial y de transporte.

Todos estos inconvenientes provocados por los incendios suponen costes a muchos niveles, pero también en lo económico a corto, medio y largo plazo, por lo que deben tenerse muy en cuenta para justificar una mayor ayuda a la gestión forestal y para ello es necesario valorizar este potencial energético e internalizar, entre otras, esta externalización que la prevención de incendios supondría.

## 14.6 Perspectivas climáticas futuras en la zona mediterránea europea

El cambio climático se prevé que tenga una influencia mayor en el área mediterránea europea que en la media global, especialmente en el período veraniego. El aumento de la temperatura será generalizado, pero con mayor influencia en las temperaturas máximas. El índice de precipitaciones también disminuirá, al igual que el número de días de lluvia, especialmente también en el período de verano (pueden llegar a reducirse un 25% en este período). Además se producirá un descenso paulatino de la humedad relativa del aire, de la cantidad de nubes, también especialmente significativa en los meses de verano.[80]

En esta situación, las olas de calor, las temperaturas más extremas, las temporadas de sequía más amplias, provocarán en la zona mediterránea un aumento de incendios tanto en número como en tamaño. Además el riesgo de incendio se verá favorecido por el creciente abandono del medio rural, lo que supondrá que la vegetación se expanda. El estrés hídrico de las plantas será también mayor y por tanto aumentará la mortalidad y con ello aumentará también el potencial de peligrosidad del combustible.

Este escenario, puede verse en los siguientes gráficos:

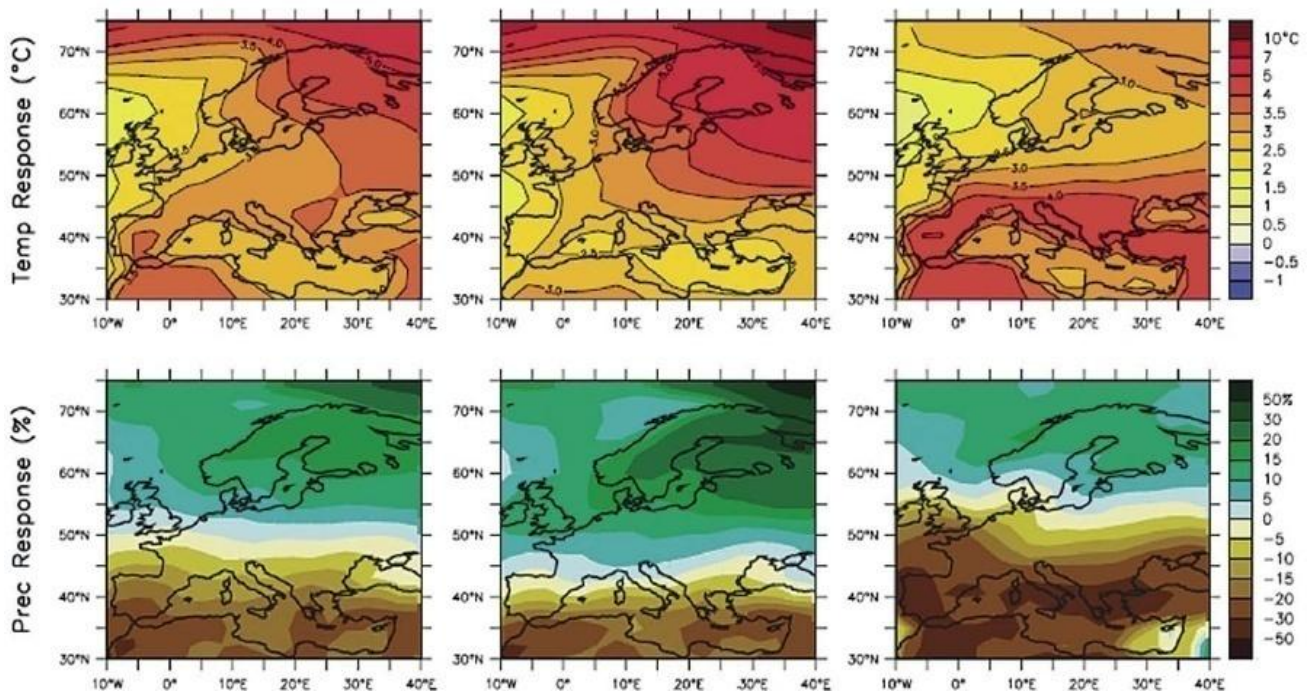


Figura 48: Previsiones de variación de temperatura y de precipitaciones en 100 años. [80]

En la primera fila de la figura 48, se realiza una comparativa entre la temperatura media entre los años 1980-1999 y la prevista para 100 años más tarde, para la media anual (primer gráfico), para media de invierno (segundo gráfico) y la media de verano (tercer gráfico). La segunda fila es análoga, pero la comparativa es de precipitaciones. Como puede verse, la zona mediterránea de Europa tiene previsto un considerable aumento de temperaturas y descenso de precipitaciones especialmente importantes en el período de verano (en España por ejemplo se espera un aumento de más de 5°C y un descenso de precipitaciones de entre el 30 y el 50% en verano, un escenario fatídico para evitar incendios).

Sin duda la alternativa reactiva a los incendios, actuando después de que se haya producido el desastre, debe ir progresivamente sustituyéndose por un modelo de anticipación a la vista de las previsiones anteriores.

## 14.7 Un nuevo modelo es necesario

***“La valorización de la biomasa forestal y la constitución de un mercado para este recurso energético es posible a partir del momento en que se creen los instrumentos de apoyo políticos y económicos necesarios”*** (FIRESMART)[78]

Para la prevención, es necesario implantar un modelo de gestión forestal. La Ley de Montes 43/2003, establece la obligación de que los montes tengan un plan de ordenación, pero la realidad es que apenas el 13% de la superficie forestal española cuenta con una figura de planificación. Los planes de gestión forestal son escasos, existe además una descoordinación entre políticas forestales estatales y autonómicas y una deficiente inversión y gestión en montes privados. [73]

Por tanto, los esfuerzos económicos y sociales, deben ir encaminados hacia la reducción de los GIF. El abanico de medidas que se deben tomar para ello, de manera general, es la siguiente: [65] [68] [69] [73] [76]

- Prevención de incendios: la presión judicial y policial, la investigación de causas y la sensibilización social, deben favorecerse reduciendo el número de puntos de ignición (El número



de detenidos por delito de incendio hasta mayo del 2012 asciende a 243, el 80 % de todos los detenidos en todo el año 2011, según datos del fiscal coordinador de Medio Ambiente y Urbanismo)

- Extinción: no se justifica el incremento de tecnología, infraestructura y medios, pues como se comenta más adelante, esta tarea ya ha alcanzado su óptimo. Sin embargo, debe prestarse mucha atención a la línea de financiación para evitar que la crisis económica ocasione una reducción de efectivos (situación que se está dando en muchos municipios).
- Prevención de los GIF: estimulando nuevos modelos de gestión forestal, como por ejemplo a través de cooperativismo o colaboración entre propietarios, empresas y administraciones, de forma que se aumente la superficie forestal gestionada de forma planificada. En este punto cobra especial importancia la valorización energética de la biomasa forestal como opción con beneficio económico, lo que puede impulsar la inversión privada.
- Política de estado: desde la administración central, se deben transferir los fondos a las autonomías en base a criterios e indicadores de convergencia que se sumen a unos objetivos comunes en materia forestal. Además las políticas deben ir orientadas a la reducción de gases de efecto invernadero.
- Restauración preventiva de nuevos incendios: impulsar la aplicación sistemática de procedimientos en los planes y proyectos de restauración forestal, reduciendo así la vulnerabilidad de las masas restauradas ante nuevos incendios. Se deben incorporar estrategias de adaptación al cambio climático, de priorización de zonas, métodos de actuación, fomentando la participación e implicación de la población local además de la incorporación de conocimiento científico en la materia.
- Reubicación del medio forestal en la economía española: se hace necesario acercar el modelo económico español a las oportunidades que ofrece el uso sostenible del medio rural, y la transformación tecnológica moderna y eficiente de sus recursos, como por ejemplo la energía de la biomasa. Los productores forestales, su industria de transformación y sus estrategias de comercialización deben estar en el primer plano del modelo de consumo público y privado.

## 14.8 Gestión del riesgo de incendios forestales

La tendencia actual de los incendios, es la de cada vez mayor envergadura y más daño como consecuencia de un desequilibrio evidente entre las políticas para su extinción pero que no son apropiadas para la gestión del combustible forestal. Esta situación va en aumento en muchos países de la UE, donde las políticas de contra incendios se centran en la extinción concediendo un papel menor a la gestión del combustible forestal. Dichas políticas de extinción, han arrojado resultados positivos pero sólo a corto plazo.

La prevención de incendios está sujeta a fluctuaciones de presupuesto y prioridades con el modelo tradicional y la falta de presupuesto estable y continuado disminuye la eficacia de la prevención. No han sido pocos los casos en los que la propia protección civil y brigadistas encargados de las extinciones de los incendios, han sido los causantes de los mismos como forma de protesta en los recortes de los ayuntamientos. Otros muchos están también asociados a los recortes que los ayuntamientos están llevando a cabo, como Ecologistas en Acción afirma: *“no sólo se suprimen puestos de agentes medioambientales y personal y medios para la protección más directa de los espacios naturales, sino que también se ha reducido mucho en técnicos, personal y presupuesto necesario para la adecuada tramitación de expedientes y denuncias, la revisión y aprobación de proyectos que pueden afectar al medio ambiente y la elaboración de estudios, de planes de gestión”*. Añade esta asociación además que: *“lo poco que se ha hecho en materia de incendios ha ido destinado principalmente a las labores de extinción, que son muy necesarias, pero si no se*





*acompañan de mejora de la prevención y gestión, puede suponer un auténtico desastre ambiental y socioeconómico”*

Más de 80 expertos en gestión forestal y en prevención de incendios consultados en el marco de SELVIRED y el proyecto FIRESMART [78] acordaron que la solución puede venir del aprovechamiento sostenible de la biomasa forestal. Ésta es una manera inteligente de hacer prevención de incendios pues se asegura un retorno económico al monte y al medio rural. Como se afirma en el proyecto FIRESMART: *“La biomasa permite una gestión más rentable, eficaz, sostenible y compatible con el resto de usos del territorio y que por tanto supone una oportunidad clara para generar riqueza y empleo en España, y un impulso para el desarrollo rural.”*

La gestión de la biomasa se puede hacer fundamentalmente de tres maneras: creación de cortafuegos, modificación del combustible de la zona y conversión de los modelos de combustible.

La creación de cortafuegos es la técnica más empleada en Europa y consiste en la delimitación de las zonas de peligro de incendio, favoreciendo la seguridad y efectividad de las actividades de extinción.

La modificación de los combustibles consiste en la reducción de la cantidad de vegetación o bien de su disposición, evitando la continuidad y la compacidad de la biomasa forestal, y por tanto evitando el riesgo de ignición y propagación. Esta alternativa es especialmente interesante desde el punto de vista del **aprovechamiento energético de la biomasa** (y dentro de éste, para la producción **eléctrica**), ya que a la biomasa gestionada y desechada puede sacársele una rentabilidad económica, lo que puede hacer más factible su implantación gracias al aporte de capital privado. El desarrollo de la bioenergía se muestra como una alternativa prometedora de conseguir una gestión de combustibles con una buena relación coste/efectividad.

Por último, la conversión de los modelos de combustible, consiste en la sustitución de la vegetación peligrosa por otro tipo de vegetación menos inflamable.

## 14.9 Aspectos económicos de los incendios forestales.

*"El monte rentable no arde, además implica a toda la población en ese aprovechamiento"* (Carlos del Álamo, decano del Colegio de Ingenieros de Montes)

El factor económico es una parte clave de la gestión proactiva de los incendios. La gestión proactiva de incendios actúa en el ámbito de la prevención y no tanto en la extinción. De esta forma, las medidas se toman para incendios futuros. Los recursos que se dedican a ello son limitados y por tanto deben ser lo más eficientes posible, buscando adoptar siempre la decisión que mayor beneficio supone por euro invertido. La dificultad reside en la valoración económica de la inversión, que en primer lugar debe considerar los valores de los bienes y servicios que podrían verse dañados si estalla el incendio, pero el enfoque actual debe dar respuesta también a los valores que se están protegiendo y no exclusivamente a los valores perdidos por el incendio. Además se hace difícil valorar económicamente algunos de los potenciales riesgos de pérdida por incendio, como la pérdida de captación de CO<sub>2</sub>, purificación de agua, biodiversidad y belleza paisajística. No son bienes de mercado, pero sin duda aportan beneficios a la sociedad y por tanto deben contemplarse a la hora de hacer una valoración económica de una inversión preventiva.

El impacto de un incendio para su análisis económico, no sólo va desde el inicio del incendio a la recuperación de las zonas quemadas, sino que pueden conllevar impacto económico y social que van más allá en el tiempo. La evaluación del daño debe hacerse con una metodología común, de forma que los factores a tener en cuenta sean comunes a cualquier incendio y se le pueda dar una mayor o menor importancia relativa a cada uno de los aspectos que se contemplen a la hora de hacer una inversión preventiva. Las políticas nacionales para la gestión de zonas forestales y las acciones relacionadas con la prevención de incendios, debe implicar a todos los diferentes actores y políticas

públicas, desde propietarios de zonas forestales hasta protección civil, ordenación territorial, desarrollo rural y servicios forestales.

Un ejemplo de lo que los incendios en el 2011 han supuesto para las arcas públicas, tanto para su prevención como para su extinción:

CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)
Medios aéreos	48.635.469,32
Medios humanos	20.881.167,42
Medios materiales y terrestres	294.195,00
Campaña sensibilización, formación y tecnología	874.787,47
Fondo compensación	402.779,29
Subvención prevención incendios	300.000,00
Importe emergencia (2ª quincena octubre)	480.473,70
<b>TOTAL Prevención y Extinción Incendios Forestales</b>	<b>71.868.872,20</b>

Tabla 37: Partida presupuestaria asignada a la prevención y extinción de incendios<sup>9</sup>[67]

Cabe recordar que el 2011 fue un año muy bueno en cuanto a incendios. La gestión efectiva de los montes, habría supuesto un ahorro del 50% de esta cantidad, es decir de 36 millones de euros, según estimaciones del Colegio Oficial de Ingenieros de Montes (en Agosto del 2012 la inversión superaba en el doble a la de todo el año 2011). Además las cifras anteriores son dinero de caja, a corto plazo, no contempla todos los costes asociados a los incendios que se prolongan años o incluso décadas, y la inversión final no se corresponde con la partida presupuestada.

#### 14.10 Recortes en presupuestos en prevención y extinción de incendios o falta de cumplimiento de los planes previstos

En este apartado, se pretenden poner ejemplos de los efectos que pueden tener los recortes<sup>10</sup> en materia de prevención y extinción, cuyas consecuencias se están haciendo patentes en los últimos meses con los datos que se han presentado de superficie ardida en puntos anteriores. Los recortes están siendo importantes en todos los sectores, pero las consecuencias de aplicarlos en este ámbito, están siendo catastróficas, con la paradójica situación además de que las consecuencias económicas superan con creces los ahorros. Eso sí, las administraciones ven saneadas sus cuentas a corto plazo, mientras que las pérdidas se reparten más a lo largo del tiempo. Como alternativa a estos recortes, debería dedicarse la inversión a medidas preventivas, lo que sí supondría un ahorro a medio-largo plazo, de manera sostenible y eficiente.

En Cataluña, la capacidad extintora de los bomberos de la Generalitat se ha visto reducida de 540.000 horas anuales en el 2010 a 162.000 en 2012, asociados a 24 millones de euros en 2010 que se han reducido en 6 millones de euros en 2012.

En Murcia, se mantienen pendientes de aprobación documentos esenciales para la correcta gestión forestal y la prevención de incendios, como son la Ley de Montes Regional, el Plan Forestal y la Estrategia Forestal de la Región de Murcia. Y todo ello cuando se han producido importantes incendios en los últimos años.

<sup>9</sup>No se dispone de datos de inversiones reales al final de año. Las competencias están delegadas en los municipios y ayuntamientos y éstos engloban este tipo de gastos junto con otros aspectos que proporcionan una valoración inexacta y distorsionada. Según información aportada directamente de varios grupos ecologistas, el coste real puede situarse más cerca de 10 veces el valor presupuestado, sin contar con los costes económicos como consecuencia de los incendios.

<sup>10</sup>Toda la información expuesta sobre recortes, ha sido obtenida de medios informativos generalistas como El País, Radio Televisión Española o Europapress. Las diferentes comunidades autónomas no facilitan esta información o la engloban en otras partidas presupuestarias y tampoco facilitan los costes que los incendios han supuesto para las arcas públicas.



El caso de Castilla la Mancha, los recortes desde el cambio de gobierno en la comunidad han sido constantes en el sector, entre ellos 450 interinos, en su mayoría bomberos forestales, 40 trabajadores del SEPEI (que en campaña formaban parte del GEACAM) y despido de 125 técnicos del GEACAM, a los que con total seguridad habrá que añadir los 680 despidos del ERE (620 pertenecen al operativo de extinción de incendios y otros 20 al personal técnico adscrito al servicio de extinción de incendios), es decir, más de la mitad de la plantilla se habrá quedado en la calle en una de las temporadas más delicadas en cuanto a incendios forestales. Se han producido en esta comunidad también grandes recortes en medios técnicos, como la supresión de 47 torretas de vigilancia, 6 helicópteros, 5 buldózer, 100 vehículos y la eliminación también de más de 70 patrullas móviles. Con todas estas medidas, el presupuesto ha pasado en un año de 120 millones de euros a 67.

#### 14.11 Obstáculos para la generalización del aprovechamiento biomásico forestal para la producción eléctrica.

- Sociales y de comunicación: la complicada gestión de la cadena logística y lo difícil que es hacer llegar las bondades de esta tecnología, hace que la percepción de la misma por parte de la sociedad sea de difícil aceptación, pues no se ve en ella una repercusión directa y tan sencilla como en otro tipo de tecnologías también limpias.
- Económicos. La estructura de costes es compleja y elevada. El retorno económico tiene un ciclo más amplio que en otras tecnologías, y muchos de sus beneficios son de difícil valoración económica.
- Falta de conocimiento I+D+I: es una tecnología poco desarrollada para nuestro entorno. El conocimiento en I+D+I proviene fundamentalmente de otros países con mayor penetración de este tipo de tecnología, pero cuyas condiciones de terreno y vegetación diferentes de nuestro país, por lo que la tecnología no es la idónea.
- Legales e institucionales: muchas leyes e instituciones se asientan sobre unas bases que chocan con las necesidades que esta tecnología precisa para su penetración en el mercado.
- Falta de sintonía entre legislaciones medioambiente, desarrollo rural y energía: este tipo de tecnología, al implicar a tantos actores, requiere un consenso difícil de llevar a cabo si no se tiene un interés particularmente significativo.
- Faltan instrumentos políticos y económicos: las ayudas a su desarrollo están en desventaja frente a otras tecnologías, por lo que el interés que despierta en el sector privado no es el que debería.
- La mayoría de la superficie forestal de España se encuentra en manos privadas (más del 70% de la superficie forestal es privada, además, en muchos casos, esa propiedad es de pequeño tamaño): esto dificulta enormemente la gestión, pues a mayor número de propietarios, mayor dificultad para coordinar labores e intereses. La coordinación conjunta es necesaria para obtener una estructura de costes de suministro sostenibles.

Propiedad	Superficie (ha)	Porcentaje sobre el total
Estado y Comunidades autónomas	1.385858	5%
Entidades locales	6.107.953	22%
Privado	<b>19.306.381</b>	70%
Monte vecinal en mano común	617.417	2%

Tabla 38: Distribución de la propiedad forestal en España [78]

#### 14.12 La problemática en el aprovechamiento y transporte de la biomasa

Ya se ha comentado que el mayor hándicap para una mayor penetración de esta tecnología en el mercado energético, es el coste de suministro. Además nuestro país presenta dificultades añadidas, ya que la superficie forestal en España tiene una orografía compleja con más de un 36% del terreno forestal con pendientes superiores al 35%, y cerca de un 39% con pendientes entre 12,5 y 35%. Esto



implica que haya una gran proporción de superficie con importantes dificultades para el aprovechamiento biomásico. El tamaño medio además de la propiedad privada en España es muy pequeño, lo que hace que la superficie se encuentre dividida en numerosas parcelas, dificultando la coordinación. [73]

Los costes para la extracción y transporte de masa forestal con fines energéticos, como se ha comentado, son elevados. Los motivos se pueden resumir en los siguientes puntos:[36] [65] [68] [73] [76]

- Reducido valor añadido: la competencia por el recurso con otras industrias del sector forestal, como la fabricación de tableros y de papel. Existen suficientes recursos en los montes para abastecer a ambas industrias, pero la disponibilidad en el mercado hace que existan reticencias al aumento de la demanda de biomasa forestal para la producción de energía.
- Falta de conocimiento por parte de los gestores y de las empresas de aprovechamiento de cómo se debe realizar la extracción y el transporte: es complicado realizar buenos estudios de disponibilidad de biomasa. Tampoco ayuda el desfase que existe entre el inicio del proyecto y el comienzo de consumo de biomasa ya que las tramitaciones de cualquier proyecto de este tipo son muy largas y la rentabilidad es muy ajustada. La financiación externa es difícil de conseguir por la inseguridad que existe en el suministro a largo plazo.
- Las restricciones a las cortas y su estacionalidad es otro de los problemas. Las figuras de protección son muchas, y suponen o pueden suponer limitaciones importantes a la extracción de productos.
- Inadecuación de la maquinaria empleada y coste de transporte muy elevado: es necesario desarrollar maquinaria adecuada nuestro entorno. La maquinaria procedente del norte de Europa está pensada para grandes superficies forestales y pendientes reducidas, que son condiciones que no se dan aquí. Sería útil poder emplear máquinas más pequeñas y específicas, tanto en el interior del monte como en su transporte por carretera donde la exigencia de camiones-góndola complica la movilidad. La tecnología además es cara y no es apta para varios tipos de biomasa. En cualquier caso, es necesario un análisis detallado de los costes para poder sacar conclusiones sobre cada situación particular.
- La densidad de vías tiene gran importancia ya que en la extracción la distancia de desembosque debe ser pequeña ante el poco valor añadido del producto. La densidad de vías media en España es de 10 m/ha, con una notable diferencia entre el norte y en centro y sur de la península.
- Existen también importantes limitaciones para la construcción de pistas e infraestructuras apropiadas con sus correspondientes zonas de carga y descarga.

### **14.13 Recomendaciones para impulsar el uso de la biomasa como bioenergía**

- Debe asegurarse el suministro de combustible y los contratos a largo plazo, la rentabilidad en todos los eslabones de la cadena, incentivos fiscales y económicos. Si esto no se hace al plantear el proyecto, la probabilidad de que tenga éxito es remota.
- Debe fomentarse la agrupación forestal: la elaboración de planes de ordenación, la certificación forestal y la trazabilidad, así como las inversiones en I+D+i. Una propiedad tan dispersa, sin una colaboración con intereses comunes, tiene poca probabilidad de poder ser gestionada con éxito. La rentabilidad sólo se va a producir a través del fomento de la agrupación de montes de propiedad privada en unidades de gestión más efectivas. Es además importante la participación activa de los propietarios y gestores forestales en la gestión del recurso, ofreciendo un empleo estable y proporcionando a los propietarios y gestores un contacto muy directo de principio a fin en el proceso de siembra, cuidado y recolección



- Deber realizarse una planificación forestal: como instrumento básico para el aprovechamiento sostenible de la biomasa, debe integrar la prevención de incendios, que es asunto que concierne fundamentalmente al capítulo de este proyecto, mediante su valorización energética.
- Ciencia: profundizar en métodos para la evaluación de pérdidas potenciales debidas a la falta de gestión, despejar incertidumbres sobre posibles repercusiones ecológicas.
- Deben simplificarse la legislación y administración, de forma que este tipo de proyectos no se encuentren con las barreras habituales, y que impiden que se lleve a cabo un gran número de ideas.
- Debe mejorarse la coordinación y fomentar programas consistentes y sinérgicos de política forestal, energética y de desarrollo rural. Dado que las decisiones de un sector afecta al otro, es necesario adoptar medidas y políticas conjuntamente y con un objetivo común, de otra forma la confrontación impedirá el desarrollo del sector
- Aumento del límite de transporte de la carga en carretera, dotando a este tipo de material transportado de un estatus especial, de forma que se puedan reducir el coste del transporte.
- Es necesario dedicar mayor inversión en I+D+i con el fin de obtener maquinaria adecuada a las características de nuestros montes y para la tecnología que se ajuste a nuestras necesidades, con posibilidad de exportar este conocimiento a otros países. Además de investigación de métodos y logística idónea todo ello con el fin de que el proceso sea lo más eficiente y económico.[65] [68] [72] [73] [74] [76]

#### 14.14 La biomasa forestal desde el punto de vista de una empresa de gestión forestal

##### El ejemplo de aprovechamiento forestal en Sierra Morena, Andalucía[81]

Ingecor Agroforestales una empresa que contiene a su vez una unidad de negocio de gestión de biomasa que más de 15 años dedicados a la gestión de fincas en el sur de la península y 5 aprovechando la biomasa forestal para producción de energía. Gestionan en torno a 30.000 has de monte de propiedad privada en Andalucía.

El inicio de esta actividad coincidió en el tiempo con el inicio de la búsqueda de nuevos combustibles por parte de las plantas de producción de **energía eléctrica** en Andalucía a partir de la producción de aceite de oliva. Surgía la posibilidad de incluir a los orujillos y huesos de aceituna una determinada proporción de astilla forestal que mejoraba el comportamiento de la caldera. A partir de ese momento se planteaba la posible integración de la actividad forestal con esta actividad industrial, que además gozaba de independencia de los ciclos de mercado.

En este modelo de gestión forestal, las plantas de producción de energía proporciona a las empresas gestoras de patrimonio forestal la posibilidad de establecer una programación de trabajos a plazos no menores de diez años que son los recogidos dentro del Proyecto de Ordenación de los montes. Funciona todos los días del año y que necesita combustible todos los días del año, gracias a lo cual desaparece la componente fundamental de incertidumbre de suministro del producto y los contratos que se firman entre productor y consumidor son a largo plazo, dan tranquilidad y no están expuestos a fluctuaciones del mercado. Esto hace planteable invertir en maquinaria y tecnología y programar a largo plazo los trabajos de forma totalmente sostenible para el monte.

#### 14.15 “Biomass Trade Centres”, un modelo de éxito en Estiria (Austria) importable a España

El primer centro regional de biomasa tuvo lugar en Waldstein, en el año 2005, y estaba formado por 60 productores forestales. Los Centros Logísticos de Biomasa regionales actúan como estaciones de servicio de combustibles de biomasa sólida de alta calidad, dirigidos por grupos de agricultores



locales. De esta forma la economía es local e implica a gestores forestales como parte fundamental en el fomento de un mayor uso de la producción energética con biomasa.

Gracias a este tipo de centros, los precios de la leña, las astillas de madera y los pellets se comportan de manera relativamente estable y permanecen al margen de las fluctuaciones de precios en los mercados mundiales de combustibles fósiles. Generan nuevas áreas de actividad tanto para el sector agrícola y forestal como para la industria de transformación de la madera. Se trata de una “vuelta a la naturaleza” en la que se reta a los productores locales a ofrecer combustibles de alta calidad en cantidades suficientes durante todo el año.

Esta comercialización de los combustibles a través de los centros de biomasa genera un valor añadido tanto para los agricultores participantes como para los clientes, quienes se benefician de la amplia oferta de combustibles de biomasa de alta calidad. Además del centro físico como lugar de intercambio compra-venta de material, estos centros pueden proporcionar una amplia oferta de servicios integrales, como el suministro de biocombustible en destino o asesoramiento por parte de especialistas en todas las cuestiones relacionadas con el uso de este tipo de combustible. La red de centros de biomasa permite a los clientes asegurar un precio estable y bajo en comparación con los combustibles tradicionales, sin olvidar las ventajas medioambientales obvias.

En este ejemplo, la biomasa gestionada se destina casi en su totalidad a fines térmicos, por las condiciones climáticas de la zona. Pero el modelo hace posible, de forma genérica, la agrupación de pequeñas propiedades con un fin común y con colaboración conjunta, de forma que puede ser un modelo apropiado también para la biomasa para la producción eléctrica. Puede entenderse como el paso previo hacia un modelo rentable y sostenible que se espera tenga un gran desarrollo en los próximos años en otros países europeos con el apoyo del proyecto “Biomass Trade Centre II” que comenzó en 2011 dentro del programa Intelligent Energy Europe (IEE). AVEBIOM (Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa) y el Centre Tecnologic Forestal de Catalunya forman parte de este proyecto en representación de España.[81]

#### **14.15.1 Construcción de la Diputación Provincial de Ourense de una red de centros de tratamiento de la biomasa**

Esta diputación ha convertido un problema de acumulación de residuos y riesgo de incendios en montes y carreteras en una oportunidad para mejorar la calidad de vida de los ciudadanos aprovechando el potencial energético de la biomasa distribuida estratégicamente en 3 Centros de Transformación de la Biomasa (CTB) distribuidos de manera estratégica en la provincia. Esto supuso una oportunidad de generar riqueza y empleo para la provincia de Ourense.

Ventajas que supuso (y supone) esta tecnología:

- Sanear y limpiar los montes ourensanos, como medida preventiva para evitar la aparición y expansión de incendios forestales.
- Conservar en correcto estado los márgenes de la red provincial de carreteras.
- Establecer una estructura operativa a través de los CTB que asegure unos niveles de aprovechamiento económico del bosque adecuados para el mantenimiento de los rendimientos de las poblaciones rurales.
- Favorecer el desarrollo de la silvicultura y la explotación racional del bosque.
- Potenciar actividades que promuevan el desarrollo sostenible con el objeto de rentabilizar un recurso natural como es la biomasa forestal primaria, permitiendo complementar los ingresos en la población rural.
- Fomentar el empleo directo e indirecto.

Desde la Comisión Europea se le adjudica apoyo financiero a la Diputación Provincial de Ourense para la realización del proyecto de ejecución y explotación. La financiación del proyecto consta de una aportación pública de 1.896.000 € con un 70% a través de fondos FEDER (Fondo Europeo de

Desarrollo Regional) y 30% por aporte de la Diputación. Por otro lado 1.357.810 € provenientes de capital privado perteneciente a la empresa adjudicataria de la obra y la explotación, para una inversión total de 3.253.810 €.

Estos CTB son centros de recogida y almacenaje de biomasa forestal previa a su tratamiento para su conversión en astilla con las cualidades necesarias para su posterior uso en **instalaciones de generación térmica y/o eléctrica**. [82]

## 15 Empleo y biomasa, un binomio de optimismo

En 2010, el sector de las renovables supuso 111.455 empleos (repartidos aproximadamente en 50% en inducido y directos):

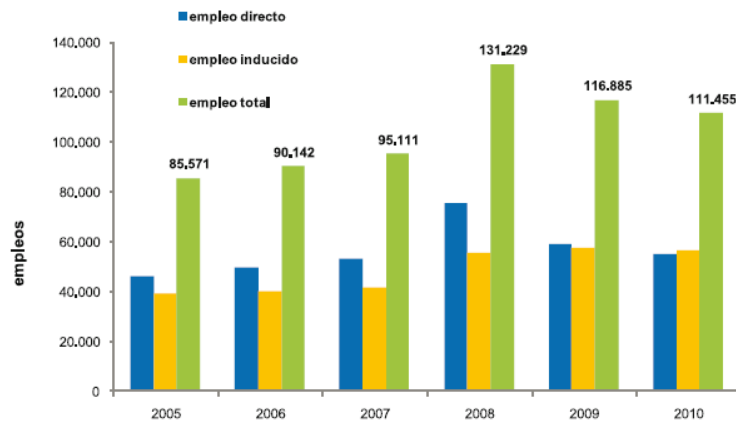


Figura 49: Evolución en España de los empleos directos, inducidos y totales APPA 2011[11]

Como puede verse en la figura 49, desde el inicio de la crisis económica, el número de empleos ha ido decreciendo paulatinamente, concretamente en los empleos directos.

Si nos centramos en los empleos del sector renovable separando entre las diferentes tecnologías

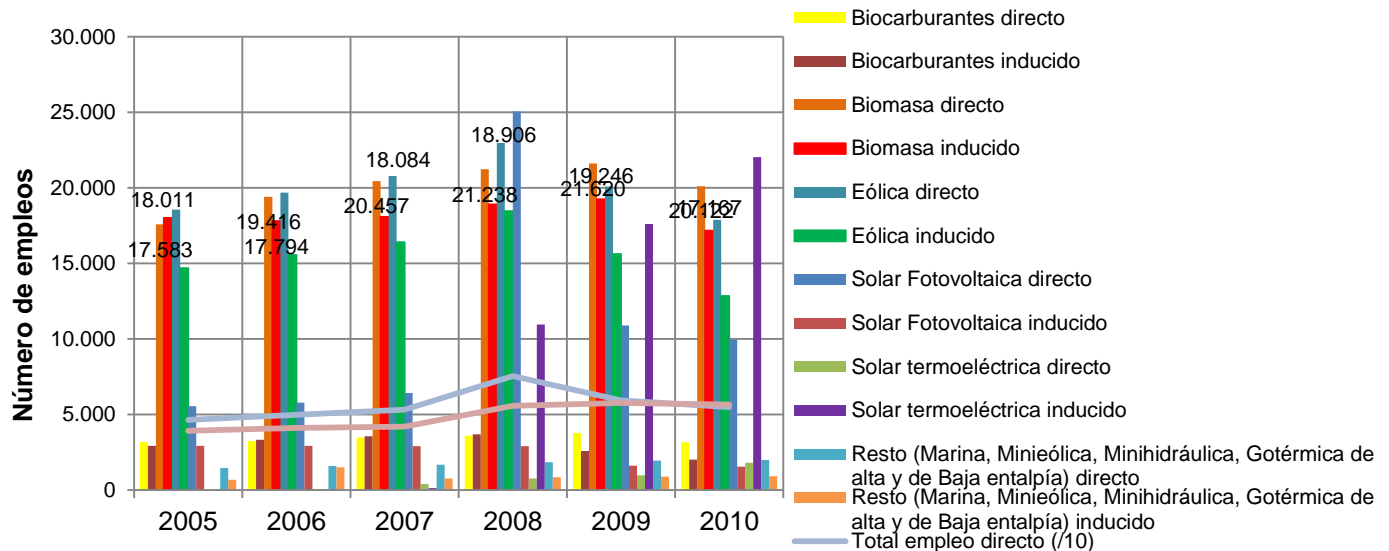


Figura 50: Evolución de los empleos directos e indirectos generados en España por las diferentes tecnologías de producción renovable<sup>11</sup>. Elaboración propia a partir de datos de [11] [21]

<sup>11</sup> En el documento de APPA [65], no se hace distinción entre biomasa para producción eléctrica o térmica.



Como puede verse en la figura 50, en el que aparecen los empleos directos e inducidos de cada una de las tecnologías de régimen especial, la biomasa tiene un papel fundamental si se tiene en cuenta el poco volumen de este tipo de tecnología frente a la fotovoltaica y la eólica. Puede apreciarse un pico en el año 2008 consecuencia del aumento de tecnología fotovoltaica, pero lo más llamativo es la constancia en el nivel de empleo de la tecnología biomásica, y además unos niveles de empleo directo e inducido muy próximos entre sí, lo que hace de esta tecnología un motor muy adecuado y continuado de creación de empleo, frente a otras tecnologías que debido a las primas desproporcionadas concedidas resultaron más rentables para los inversores privados, pero que cuyos beneficios tienen menos repercusión sobre la sociedad, ya que no reparten la riqueza sino que la concentran.

En los 5 años representados en el gráfico, se han generado con la biomasa 229.644 empleos entre directos e inducidos de los 631.167 empleos directos e inducidos totales del mismo período generados por todas las tecnologías renovables, lo que supone el 36,4% del total.

Haciendo una comparativa entre empleos generados por unidad de energía de cada tipo de tecnología, la Biomasa es con mucho la tecnología que más empleo crea, pues por cada MW generado supone. [65] [74]

- **Biomasa→10 empleos directos** (1 de ámbito industrial y 9 en el ámbito agríco-forestal)
- Solar termoeléctrica→2 empleos directos
- Solar Fotovoltaica→0,4 empleos directos
- Eólica→0,2 empleos directos

Adicionalmente la Biomasa genera **1 empleo indirecto y 9 inducidos**. [65] [74], mientras que la diferencia con el resto de tecnologías es aún mayor que en la existente entre empleos directos. La distinción entre los tipos el tipo de empleos es:

- *Empleo directo*: es el que engloba todo aquel generado por la puesta en marcha de las infraestructuras y gestión de las mismas.
- *Empleo indirecto*: es el asociado a la demanda generada y a las actividades como por los trabajadores relacionados con el funcionamiento de la industria de forma directa.
- *Empleo inducido*: es un efecto que no se produce de forma inmediata, sino que se genera en el medio y largo gracias al aumento de productividad y de las infraestructuras.

Los objetivos que se plantean en el PER (2011-2020) en creación de empleo son:

- **Objetivo biomasa eléctrica: 49.435 empleos.**
- Objetivo biomasa térmica: 42.017empleos.
- Objetivo para todas las EERR: 154.472 empleos.

Conviene además remarcar de nuevo, que el empleo se desarrolla fundamentalmente en el medio agrario, por lo que fijaría la población evitando la migración a las ciudades y el abandono del los entornos rurales que se ha venido produciendo en las últimas décadas.

Sería un error comparar sólo en términos de coste final por kWh, mercados energéticos altamente desarrollados con otros nuevos aún en desarrollo (logística, mercado, normativa, tecnología, percepción usuarios/consumidores, etc). Aun así, ya existen proyectos en los que la sustitución de combustibles fósiles por biomasa ya es una realidad rentable. Esto da una idea del potencial que tenemos entre manos. Se debe apoyar decididamente el desarrollo del modelo energético de generación eléctrica distribuida basado en biomasa, para poder alcanzar una implantación masiva que incremente gradualmente su competitividad.





Por lo tanto, por todos los motivos anteriormente expuestos, no puede hacerse una afirmación tan rotunda como “el modelo de biomasa es caro”. Además de los argumentos anteriores (generación de empleo, sobretodo en medio rural, ahorro en desempleo, ahorro en compra de hidrocarburos, ahorro en factura de CO<sub>2</sub>, intangibles medioambientales, prevención de incendios...), se debe tener muy en consideración lo que el desarrollo industrial de esta alternativa supone, ya que si desarrollamos nuestra propia tecnología, todos los esfuerzos económicos quedarán reinvertidos.

## 16 Análisis técnico

En este apartado se aportan datos de las instalaciones presentes en España para producción eléctrica con biomasa. Se comienza poniendo en contexto el marco regulatorio en los últimos años y la situación actual. Posteriormente se cuantifica la potencia instalada y la potencia inscrita en el Registro de Preasignación de Retribución.

### 16.1 Marco regulatorio

Son muchas las normativas precursoras que preceden a la normativa vigente, tanto a nivel estatal como europeo. En este apartado se comentan tres normativas que condicionan la situación actual del régimen especial en España. No se va a analizar la normativa europea en profundidad, tan sólo se va a realizar algún comentario que ponga en situación de cuál es el camino que se está siguiendo en la Unión Europea.

#### 16.1.1 Real Decreto 661/2007

En este RD se recogen las primas concedidas a cada tipo de tecnología de Régimen Especial para producción eléctrica, en el cual se engloban instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, hidráulica, y biomasa), residuos y cogeneración. En este decreto además se distingue también la prima no sólo en función del tipo de biomasa, sino en función de la potencia instalada y los años de funcionamiento, además de un término complementario en función del factor de potencia. Puede consultarse la prima que corresponde en cada caso en el que se emplea alguna forma de biomasa (los grupos correspondientes se enumeran en el siguiente punto) en el anexo correspondiente.

##### 16.1.1.1 Grupos y subgrupos para generación eléctrica con biomasa según RD 661/2007

**Subgrupo a.1.3.** Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

**Grupo b.6.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

**Subgrupo b.6.1.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.

**Subgrupo b.6.2.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.

**Subgrupo b.6.3.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

**Grupo b.7.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de *estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos* agrícolas y ganaderos,



de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

**Subgrupo b.7.1.** Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos.

**Subgrupo b.7.2.** Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos, residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

**Subgrupo b.7.3.** Instalaciones que empleen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.

**Grupo b.8.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

**Subgrupo b.8.1.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.

**Subgrupo b.8.2.** Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.

**Subgrupo b.8.3.** Centrales que utilicen como combustible principal licores negros de la industria papelera.

### 16.1.2 Real Decreto-ley 9/2009

En 2009 se publicó el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, donde se establece un registro de pre-asignación de retribución para las instalaciones del régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. La inscripción en el Registro de pre-asignación de retribución será condición necesaria para el otorgamiento del derecho al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Cuando la potencia asociada a los proyectos inscritos sea superior al objetivo previsto, el régimen económico establecido en Real Decreto 661/2007, será de aplicación y se agotará con dichas instalaciones inscritas. En este caso, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se podrá establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas y la priorización de las mismas.

El objetivo de este RD fue el de poner límites a la producción en régimen especial, dado que se estaban superando en poco tiempo algunos de los objetivos propuestos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, no en el sector de la biomasa, pero se incluye todo el régimen especial en él.

Puede consultarse en el anexo correspondiente el listado de instalaciones que emplean biomasa para producción eléctrica, cuya última actualización se corresponde con el 15 de marzo del 2012, como consecuencia del Real Decreto-ley de 2012 que se analiza en el punto siguiente.

### 16.1.3 Real Decreto-ley 1/2012

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

El objetivo de este RD, como se aclara en el mismo, es el de evitar el sobre coste consecuencia de “un desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas” y así “acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las



redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir”. Este razonamiento es como mínimo discutible, en primer lugar porque se culpabiliza a todo el sector del régimen especial, cuando el desequilibrio fundamentalmente se ha dado en las tecnologías solares. Además se achaca el déficit de tarifa al sector del régimen especial, cuando la realidad demuestra que este déficit es anterior al régimen especial. Además en 2012, pese a esta medida, no sólo no se redujo el déficit tarifario sino que aumentó más de lo que lo había hecho en 2011. Concretamente, según informaciones publicadas por APPA y por la CNE, el aumento de enero a noviembre del 2012 fue de más de 4.000 millones de euros, mientras que las primas al régimen especial sólo supusieron 974 millones de euros, por lo que queda constancia de que no es este sector ni el único responsable, ni el más importante. Todas estas ideas están debidamente argumentadas en los capítulos correspondientes.

Este RD ha creado un clima tremendamente negativo en el sector, generando desconfianza e inseguridad en la inversión dado que este tipo de proyectos requieren de grandes inversiones a largo plazo y de trámites burocráticos que hacen que muchas instalaciones en proceso de funcionamiento hayan perdido la inversión realizada al no poder entrar en funcionamiento. En el RD se especifica que es posible la devolución del aval correspondiente a la inscripción en el registro de preasignación de RD-ley 6/2009, pero ésta es sólo una parte de la inversión ya realizada

#### 16.1.4 Contexto europeo y normativa comunitaria

Son muchas las normativas y propuestas a nivel europeo en referencia al empleo de energías renovables para el abastecimiento energético. El antecedente más importante y ya desarrollado en el capítulo correspondiente, es el Protocolo de Kyoto.

Es significativo también el Libro Verde de noviembre de 2000 de la Comisión Europea en el que se enfoca “Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético”, plantea las debilidades estructurales a las que se enfrenta Europa en los próximos años, apostando por objetivos de seguridad en el suministro, objetivos medioambientales, económicos y sociales. Propone el fomento de las energías renovables y de la cogeneración como energías necesarias para lograr el doble objetivo de reducir la dependencia energética y de limitar la emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, se estima que el uso de la cogeneración en el año 2010 podría triplicarse

El 9 de marzo de 2007 el Consejo Europeo de Primavera, con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados Miembros, acordó establecer un **objetivo vinculante** para que el 20% de su consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada **Estado Miembro**. También adoptó el compromiso de reducir al menos un 20% sus emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990, lograr un ahorro energético en ese año del 20% y que los biocombustibles alcancen el 10% en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE.

El 23 de enero de 2008, la Comisión Europea (CE) dio a conocer su propuesta "Paquete de Energía Renovable y Cambio Climático", un conjunto de medidas orientadas a colaborar en la lucha contra el cambio climático, así como a la reducción de la dependencia energética de la Unión Europea (UE). El plan propuesto por la Comisión es parte de la "Política Energética para Europa", acordada en marzo de 2007 por los jefes de Estado europeos. Dicho plan comprende las siguientes medidas: 1.- Objetivo vinculante de alcanzar que el 20% del consumo de energía final europeo, sea producido en 2020 con energías renovables, 2.- Objetivo vinculante para cada Estado Miembro de alcanzar que el consumo de biocombustibles represente un 10% el consumo de gasolina y diesel en el transporte. 3.- Reducción de emisiones de efecto invernadero al menos en un 20% con respecto a 1990. Se incluye unas propuestas de Directivas en las que se establecen los objetivos que se derivan de estas medidas para cada Estado Miembro. En concreto en el caso de España, se propone un porcentaje de renovables del 20% y una reducción de emisiones de los sectores no incluidos en el Sistema de Comercio de Emisiones, de un 10% con respecto a 2005.

## 16.2 Instalaciones en funcionamiento en España para producción eléctrica con biomasa

En este apartado, se presentan las diferentes evoluciones de potencia instalada, energía vendida y número de instalaciones desde el año 2004 hasta la actualidad.

### 16.2.1 Evolución según el origen biomásico

En una primera clasificación, se analizan las evoluciones de la producción eléctrica con biomasa a partir de los diferentes orígenes biomásicos. El objetivo de esta clasificación reside en que no se tiene en cuenta el grupo y RD al que se acoge económicamente. Es decir, con esta clasificación puede analizarse la evolución sea cual sea la época, pues no atiende a la normativa vigente o pasada, sino al material biomásico empleado.

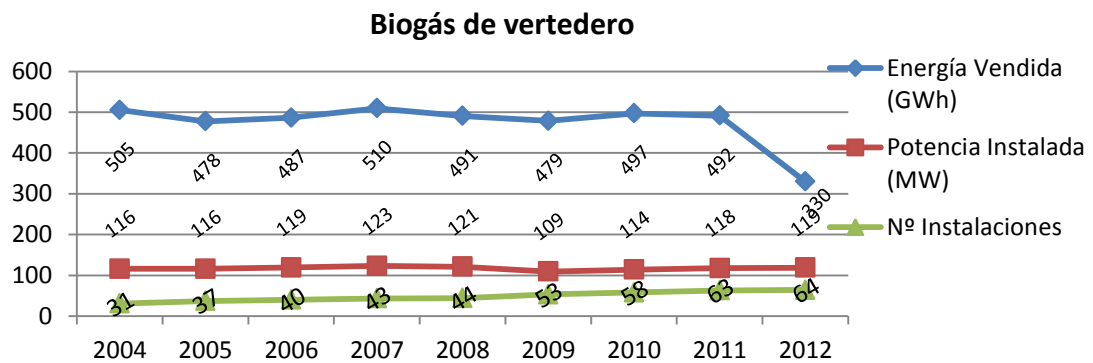


Figura 51: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de vertedero. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Como puede verse en la figura 51, en número de instalaciones ha ido incrementándose muy poco a poco, al igual que la potencia instalada. Se ve un descenso en la energía vendida en 2012, pero se debe a que los datos van hasta principios del último trimestre del año.

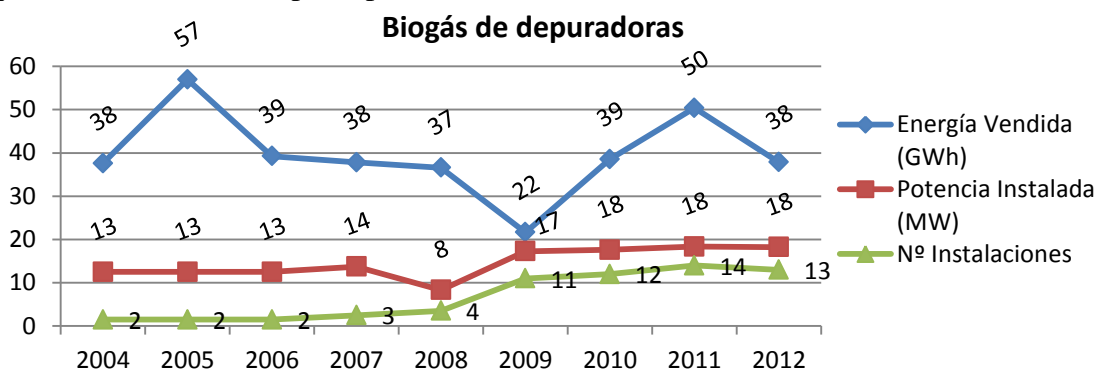


Figura 52: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de depuradoras. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Puede verse en la figura 52 cómo en el 2009, pese a aumentar el número de instalaciones y la potencia instalada, la energía vendida sufrió un descenso considerable. Parece evidente que en ese año, las plantas sufrieron paradas importantes. En los años posteriores el biogás de depuradoras ha ido aumentando su presencia hasta el año actual, en el que una planta ha cerrado.

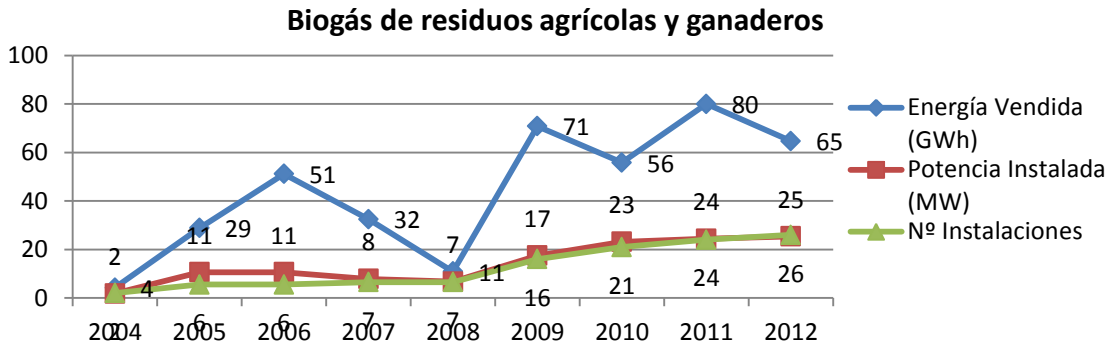


Figura 53: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos agrícolas y ganaderos. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Puede apreciarse en la figura 53 cómo este tipo de biogás para producción eléctrica está en auge pues desde el 2008 el número de instalaciones se ha multiplicado por cuatro y la potencia instalada por más de dos. Sin duda esta alternativa se ha convertido en un medio importante de obtención de ingresos para las explotaciones agrícolas y ganaderas.

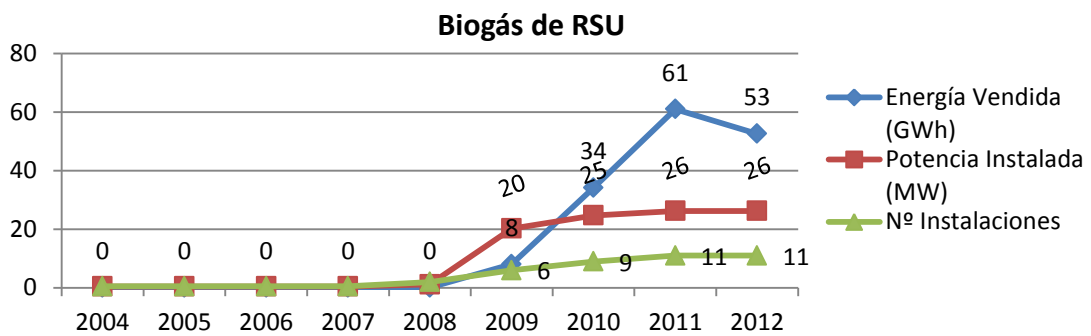


Figura 54: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos sólidos urbanos. Elaboración propia a partir de datos de [23]

A partir de la figura 55, puede apreciarse que no existían instalaciones que empleasen biogás para producción eléctrica antes del 2009. A partir de ese año, este tipo de instalaciones ha ido creciendo habiéndose estabilizado en los últimos dos años. La diferencia con el biogás de vertedero, es que en estas instalaciones se emplean digestores, recipientes con unas condiciones determinadas, mientras que en el residuo de vertedero del primer gráfico, simplemente se recoge el biogás producto del deterioro natural de los residuos sólidos urbanos.

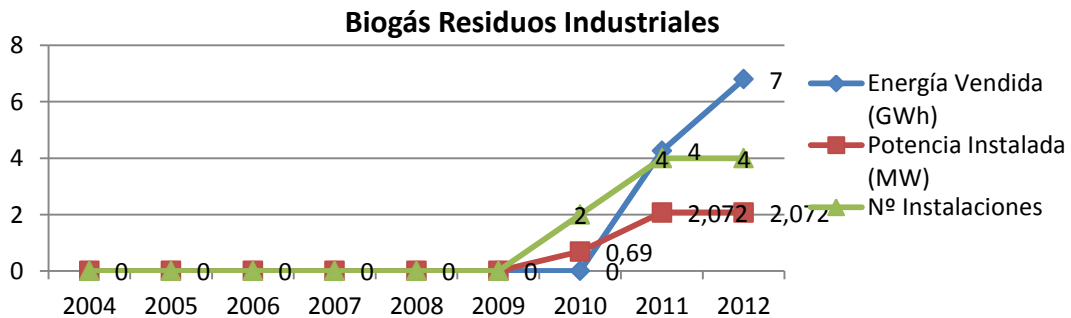


Figura 55: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biogás de residuos industriales. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 55, puede apreciarse cómo no existen instalaciones de este tipo hasta el 2010. Este sector de producción eléctrica es muy pequeño frente a otros y se ha mantenido constante en los últimos dos años en cuanto a número de instalaciones y potencia instalada, mientras la energía vendida ha crecido, seguramente debido a un aumento en las horas de funcionamiento gracias a emplear más residuos, bien de la propia industria o bien de otras industrias con las que se alcanzan acuerdos, pues conviene que la planta funcione el mayor número de horas posible.

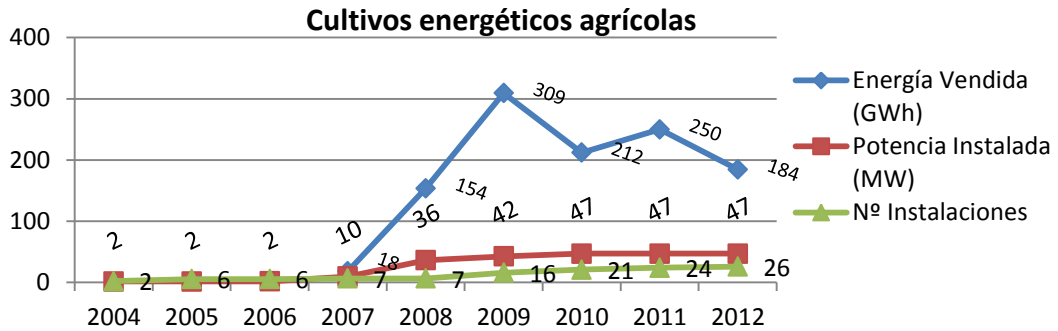


Figura 56: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos agrícolas. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Puede apreciarse en el gráfico 56, cómo es a partir del año 2007, con el RD 661/2007, cuando los cultivo energéticos para producción eléctrica comenzaron a tener peso en el mix eléctrico. En los últimos años el número de instalaciones ha crecido, pero la potencia instalada curiosamente se ha mantenido constante. Este sector debe seguir creciendo en los próximos años, su estabilización se deba seguramente a la situación económica actual.

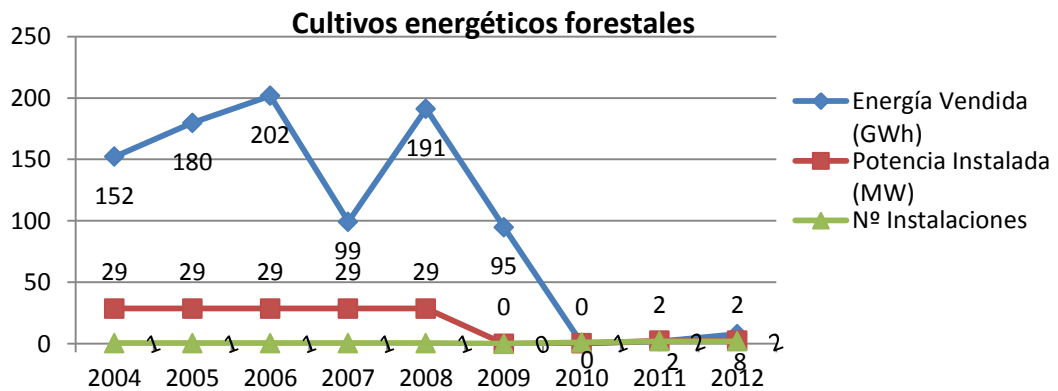


Figura 57: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos forestales. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 56, puede apreciarse cómo el comportamiento evolutivo de producción eléctrica con cultivos forestales, ha tenido un comportamiento contrario al de la mayoría de los vistos anteriormente. Existía una única planta con una producción considerable antes del 2008, pero a partir de ese año dejó de funcionar, posiblemente como consecuencia del nuevo carácter retributivo. En los últimos años ha habido un repunte inapreciable con dos plantas de 2 MW cada una y una producción muy poco significativa.

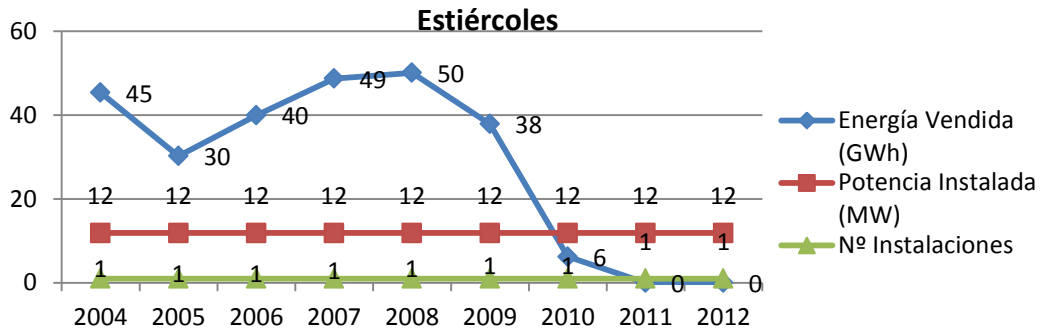


Figura 58: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con cultivos energéticos agrícolas. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Con el empleo de estiércol mediante combustión directa para producción eléctrica, como puede verse en la figura 56, ocurre también que había una planta funcionando, cuya producción ha ido descendiendo desde el 2008 para pararse definitivamente en el 2011. En los datos sigue constando una potencia instalada de 12 MW, pero debe tratarse de una errata puesto que no constan instalaciones en funcionamiento ni existe registro de producción. La explotaciones ganaderas se inclinan por la producción de biogás a partir de los excrementos en lugar de la combustión directa.

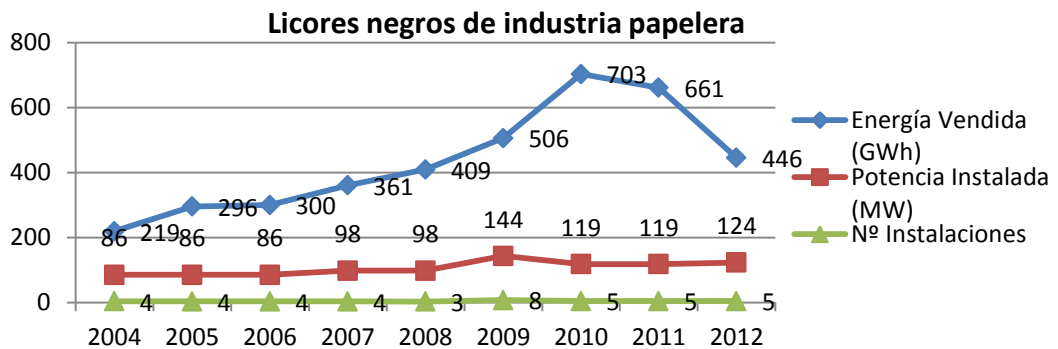


Figura 59: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con licores negros procedentes de la industria papelera. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En el caso del empleo de licores negros procedentes de la industria papelera para producción eléctrica, como puede apreciarse en la figura 58, se ha mantenido estable en los últimos ocho años, con un aumento paulatino en la venta energética que desde el 2010 ha ido descendiendo debido a la situación de recesión económica. En 2009 se dio un pico en número de instalaciones y potencia instalada para en los últimos años estabilizarse en cinco instalaciones.

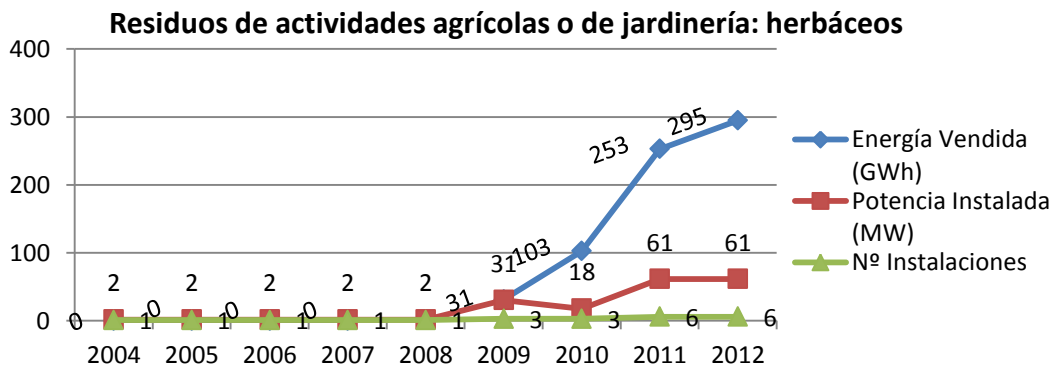


Figura 60: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos

herbáceos procedentes de actividades agrícolas o de jardinería. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En cuanto a los residuos herbáceos, como puede verse en la figura 59, es desde el año 2009 cuando empieza a tener relevancia, con un aumento en número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida. Antes del 2009 consta una sola instalación, pero sin verter energía, por lo que puede tratarse de un consumo propio o para abastecer alguna industria o servicio. La producción eléctrica con este material está creciendo en los últimos años considerablemente, puesto que el dato final del gráfico, cabe destacar que no incluye la producción del último trimestre del 2012. Sin duda, dado que la potencia instalada no ha aumentado, el incremento se deba a un mayor uso de la planta gracias a una mayor cantidad de disponibilidad de residuo biomásico.

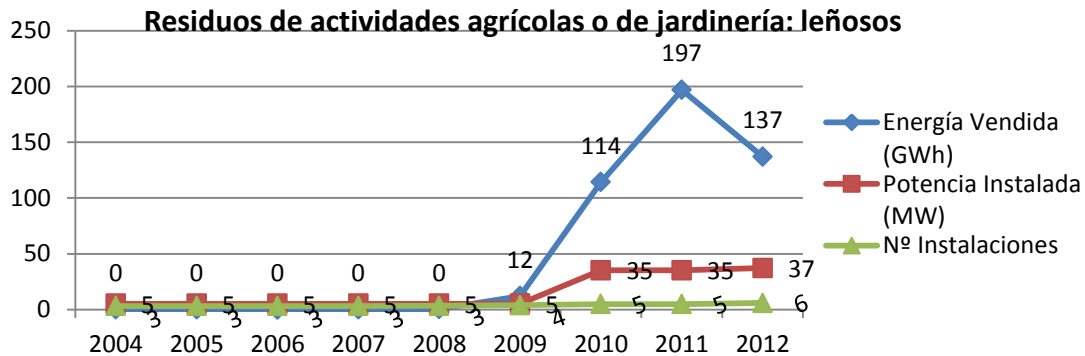


Figura 61: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos leñosos procedentes de actividades agrícolas o de jardinería. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En el caso de residuos leñosos, puede apreciarse en la figura 60, que la evolución es análoga al caso visto en el punto anterior. Este tipo de producción eléctrica ha ido creciendo progresivamente desde el 2009. Antes del 2009, de nuevo aparecen 3 instalaciones con potencia de MW instalados que no han vendido la electricidad, seguramente haya sido energía para consumos propios o para servicios asociados.

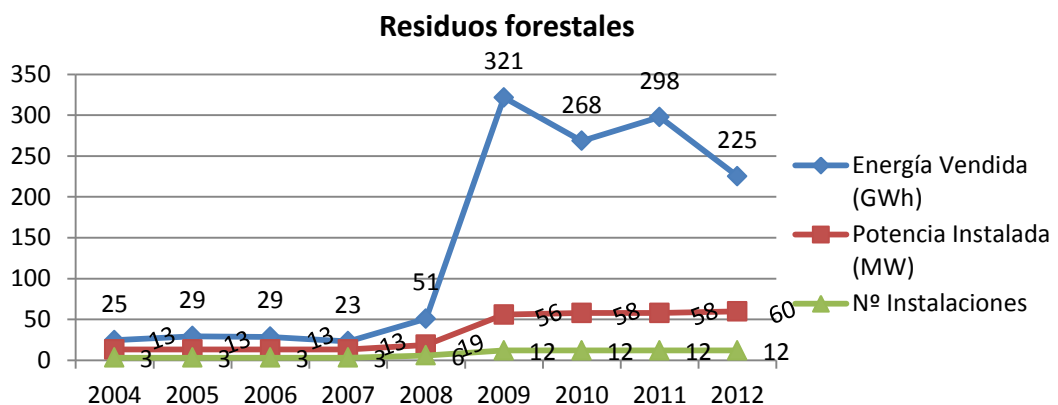


Figura 62: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos forestales. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 61 puede verse cómo es a partir del año 2008 cuando los residuos forestales comienzan a emplearse más para producción eléctrica. Desde ese año la potencia instalada y el número de instalaciones se ha estabilizado.



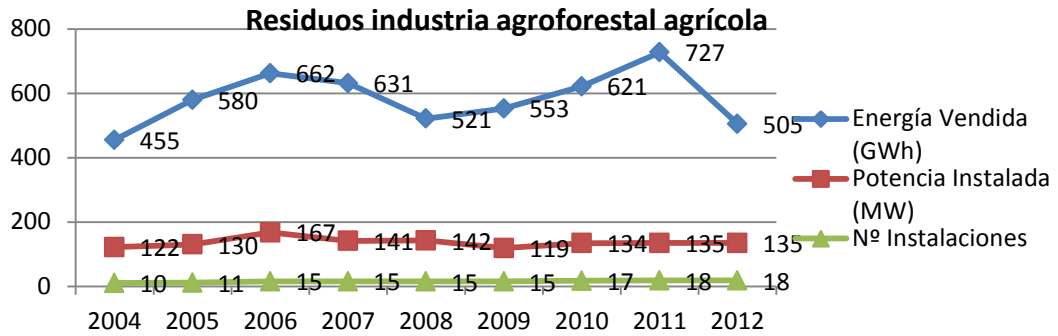


Figura 63: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos de la industria agroforestal agrícola. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En el caso de residuos de la industria agroforestal agrícola, puede apreciarse en el gráfico 62 cómo la potencia instalada y energía vendida, se ha mantenido más o menos constante en los últimos 8 años, aunque el número de instalaciones ha pasado de 10 a 18 desde el 2004 al 2012.

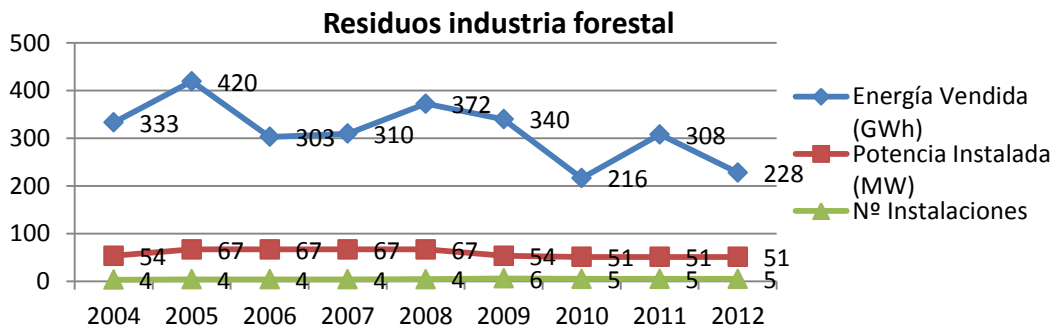


Figura 64: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con residuos de la industria forestal. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Según se ve en la gráfica 62, la producción eléctrica a partir de residuos forestales se ha mantenido bastante constante en el período considerado. Desde el 2008 este sector está sufriendo un ligerísimo descenso y la energía vendida tiene una clara tendencia descendente. El motivo puede estar en la dificultad de encontrar residuos aprovechables debido al elevado coste logístico que supone.

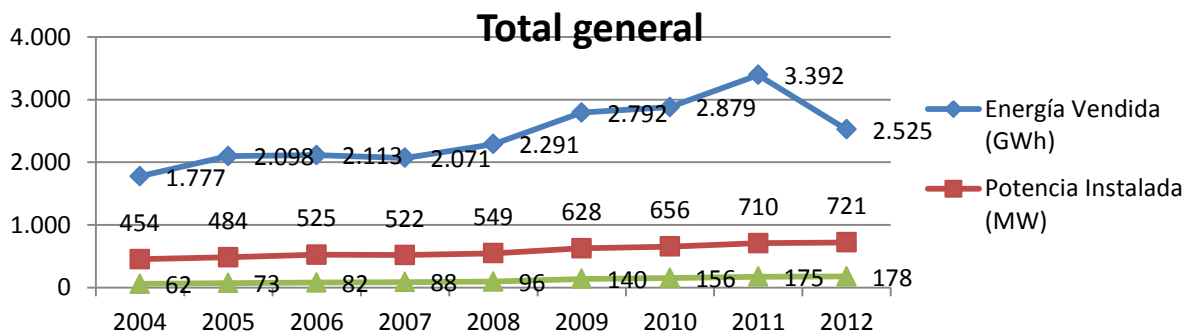


Figura 65: Evolución desde el 2004 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones de generación eléctrica con biomasa. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En el gráfico 64 se engloban todas las formas de aprovechamiento biomásico. Puede apreciarse como la tendencia es claramente ascendente tanto en instalaciones, en potencia instalada y en energía vendida. Desde el 2004 casi se han triplicado el número de instalaciones, la potencia instalada ha aumentado de 454 MW a 721 MW en la actualidad. En cuanto a la energía vendida, si se mantiene la progresión al final del 2012 de octubre (último dato del gráfico), la energía vendida se situará en torno a los 3.400 GWh, por lo que se puede afirmar que desde el 2004 la energía vendida se ha duplicado. Esto demuestra que hay un claro interés en el uso de la biomasa para producción eléctrica, pese a las dificultades que existen. Si bien en conjunto sí se observa un aumento progresivo, no todas las tecnologías, como se han visto anteriormente, están teniendo acogida. Las tecnologías que están teniendo un peso más importante para el crecimiento del sector en el mix energético, son las que tienen que ver con la industria agroforestal, los residuos forestales, los herbáceos y leñosos procedentes de las actividades agrícolas y el empleo de licores negros, que curiosamente, son también consecuencia de actividades forestales. La contribución negativa por otro lado, se da en el uso de estiércoles y los cultivos forestales, el primero por la preferencia en la generación de biogás en lugar del empleo de la combustión directa de estiércol, el segundo probablemente por la competencia de las tierras con cultivos alimenticios.

### 16.2.2 Evolución según el grupo biomásico recogido en el RD 661/2007

En este apartado se recoge la evolución desde el 2007 hasta la actualidad, con datos hasta octubre del 2012, de los diferentes grupos presentes en el Real Decreto 661 del 2007. Puede consultarse el listado de instalaciones inscritas en el registro del ministerio en la actualidad que se presenta en el anexo correspondiente. Se ajuntan en otro anexo además las instalaciones inscritas en el registro de preasignación.

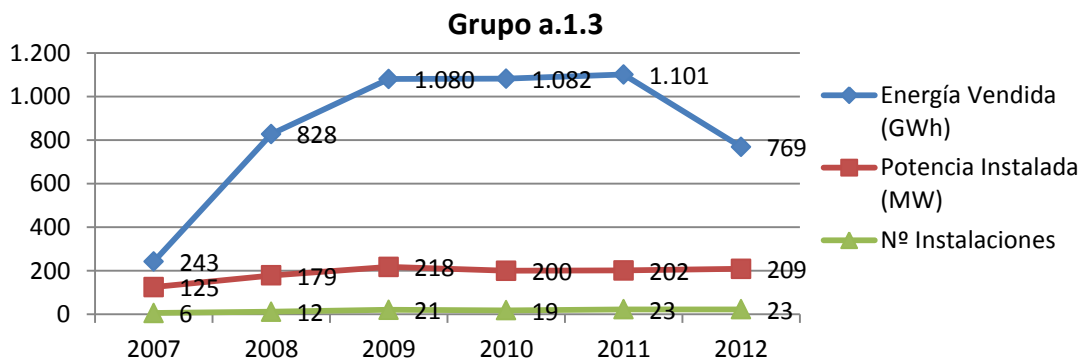


Figura 66: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo a.1.3 del RD 661/2007.

Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 65, que hace referencia a la cogeneración con biomasa sin profundizar en el origen de la misma (no se ha querido complicar el análisis incluyendo el subgrupo que le corresponde a cada instalación tal y como aparece en el RD 661/2007 según el tipo de biomasa empleado), puede verse cómo el crecimiento en número de instalaciones, potencia instalada y energía vendida fue muy elevado hasta el 2009, año a partir del cual se produjo un descenso ligero para estabilizarse en los últimos dos años. Desde el 2007 hasta el 2012, el número de instalaciones se ha multiplicado por cuatro, la potencia instalada casi se ha duplicado y la energía vendida, si la progresión en 2012 se mantiene al final del año, se habrá multiplicado por cuatro. Debe tenerse en cuenta que la crisis económica en este caso demuestra que no ha permitido crecer más al sector y lo ha estabilizado.

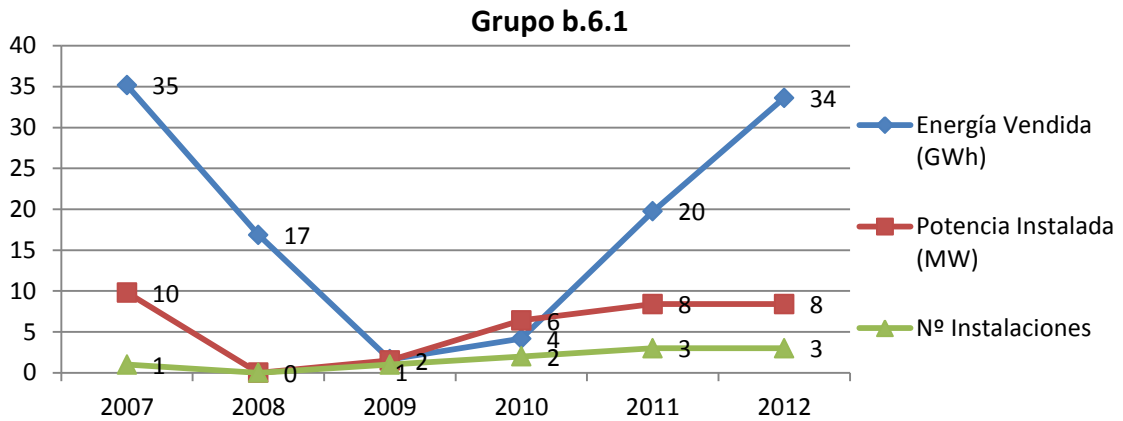


Figura 67: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.1 del RD 661/2007.  
Elaboración propia a partir de datos de [23]

La figura 66 presenta un comportamiento curioso y hace referencia a instalaciones que emplean cultivos energéticos. El peso de este grupo sobre el total no es significativo, y asumiendo que los datos en 2007 y 2012 sean correctos, puede afirmarse que la situación es análoga, pues la potencia instalada en ambos años es la prácticamente la misma así como la energía vendida. En los años comprendidos entre estos dos, se sufrió en primer lugar un descenso que se ha venido rectificando en los últimos años.

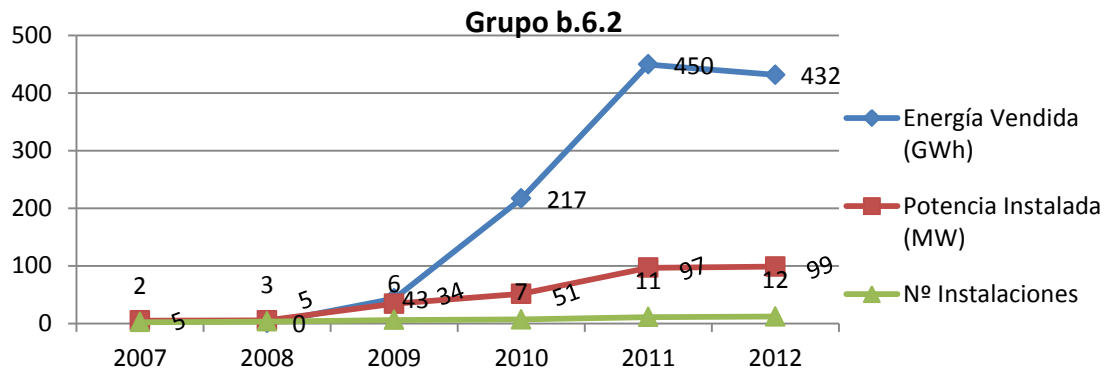


Figura 68: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.2 del RD 661/2007.  
Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 67, que hace referencia al empleo de residuos de actividades agrícolas o de jardinería, puede verse cómo la evolución desde el año 2008 ha sido muy acelerada llegando en la actualidad a 12 instalaciones con 99 MW de potencia instalada y una progresión al final del 2012, si se mantiene la tendencia del último dato de octubre del 2012, de unos 580 GWh vendidos.

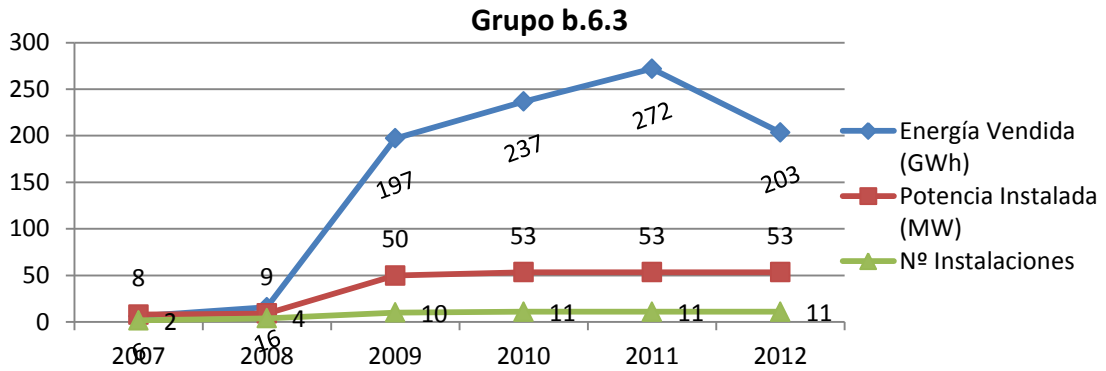


Figura 69: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.6.3 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 68 puede verse cómo la evolución de las instalaciones de este grupo, que emplean residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas, se ha estancado prácticamente desde el 2009 tanto en número de instalaciones como en potencia instalada y energía vendida. La razón puede estar en que no resultan atractivas nuevas instalaciones de este tipo por los elevados costes de aprovisionamiento.

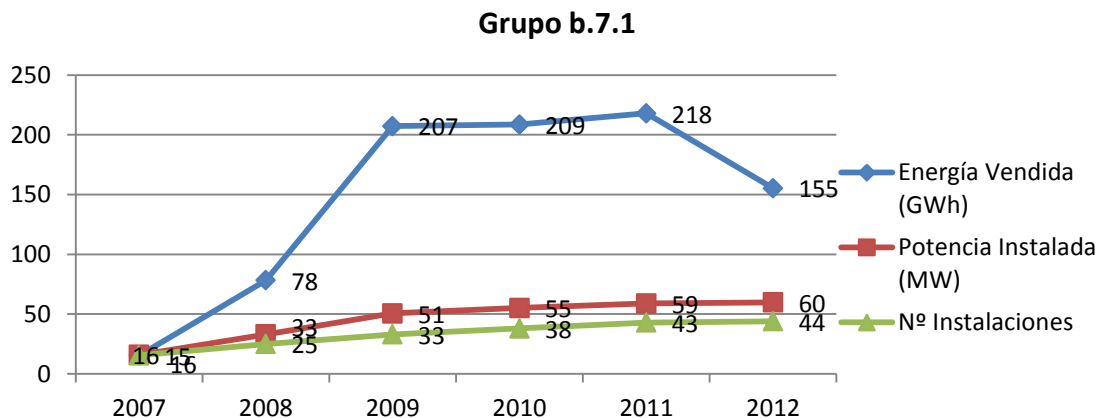


Figura 70: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.7.1 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]

Puede observarse en la figura 69 cómo desde el año de inicio del RD 661 hasta el 2009, el número de instalaciones que aprovechan el biogás de vertedero creció de 16 instalaciones con una potencia instalada de 16 MW y una energía vendida de 16 GWh a 33 instalaciones, 51 MW instalados y 207 GWh vendidos, lo que supone un aumento de energía vendida respecto al 2007 de 13 veces el valor en 2007. En los años posteriores hasta la actualidad el crecimiento ha sido muy sostenido y la energía vendida se ha estabilizado.

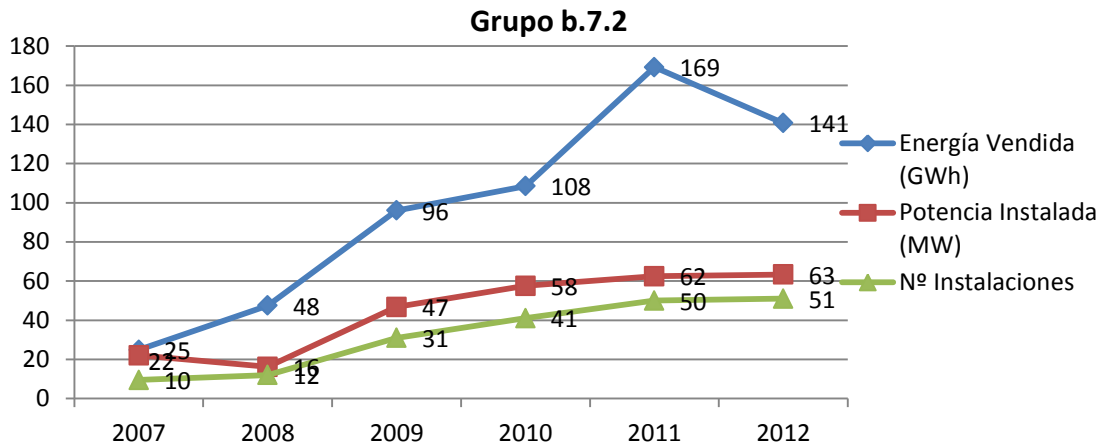


Figura 71: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.7.2 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 70 puede verse la evolución de instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores. Desde el inicio del RD 661 hasta la actualidad, este tipo de instalaciones ha crecido 5 veces en número de instalaciones, por 3 en potencia instalada y en casi 8 veces la energía vendida, teniendo en cuenta que la progresión al final del 2012 sea de unos 190 GWh generados.

**Grupo b.7.3:** Se trata de instalaciones que emplean como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos y en España no hay ninguna. Para los ganaderos resulta más rentable emplear digestores a partir de los residuos generados.

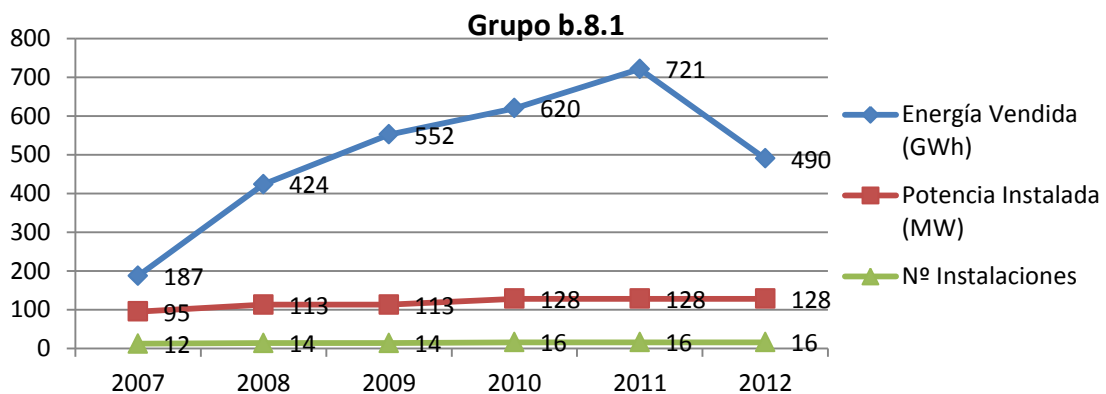


Figura 72: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.8.1 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 71 puede verse cómo la evolución en cuanto a número de instalaciones y potencia instalada en este tipo de instalaciones que emplean como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola, ha crecido muy poco desde el comienzo del RD 661, pero lo que sí ha crecido de forma más significativa, es la energía vendida, pues ha pasado de 187 GWh a unos 700 GWh si la progresión en 2012 se mantiene a final de año. El motivo está en el aumento en horas de funcionamiento de este tipo de plantas gracias a conseguir más acuerdos de aprovisionamiento con el sector agrícola.

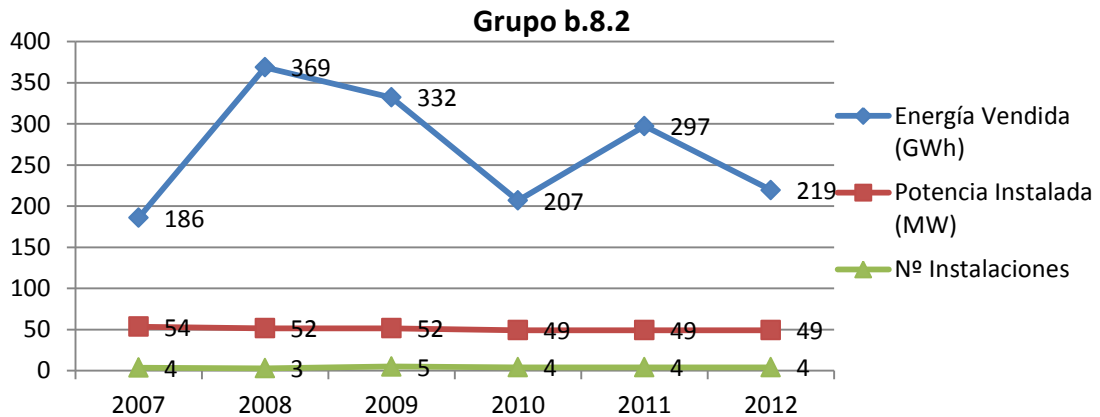


Figura 73: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del grupo b.8.2 del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]

En la figura 72 puede verse la evolución de plantas que emplean biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal, la cual es un tanto particular comparada con el resto de grupos. El número de instalaciones en 2007 es el mismo que en 2012, pero la potencia instalada ha descendido de 54 MW a 49 MW. La energía vendida ha resultado muy variable año a año pese a que la potencia instalada se ha mantenido constante, lo cual hace pensar que la variabilidad en la producción es consecuencia de la disponibilidad de combustible que tiene una repercusión directa en el número de horas de funcionamiento de las plantas.

**Grupo b.8.3:** Se trata de instalaciones de la industria papelera que emplean licor negro para producción eléctrica, pero no constan datos específicos del sector, puesto que se han englobado en el grupo a.1.3 de cogeneración. Esta casuística pone en duda los datos de otros grupos vistos anteriormente que pueden presentar la misma situación con otro tipo de combustibles procedentes de la biomasa, como pudiese ser por ejemplo el empleo del orujo o del orujillo para cogeneración en explotaciones olivares. En este caso, no se puede discernir entre si la planta aparece en el grupo a.1.3 en los datos de la CNE o bien en el que corresponde con la biomasa empleada, en este caso el grupo b.8.1. Es por esta situación que el análisis requiere analizar conjuntamente no sólo el grupo asignado al RD 661/2007, sino también los gráficos según el tipo de biomasa empleada.

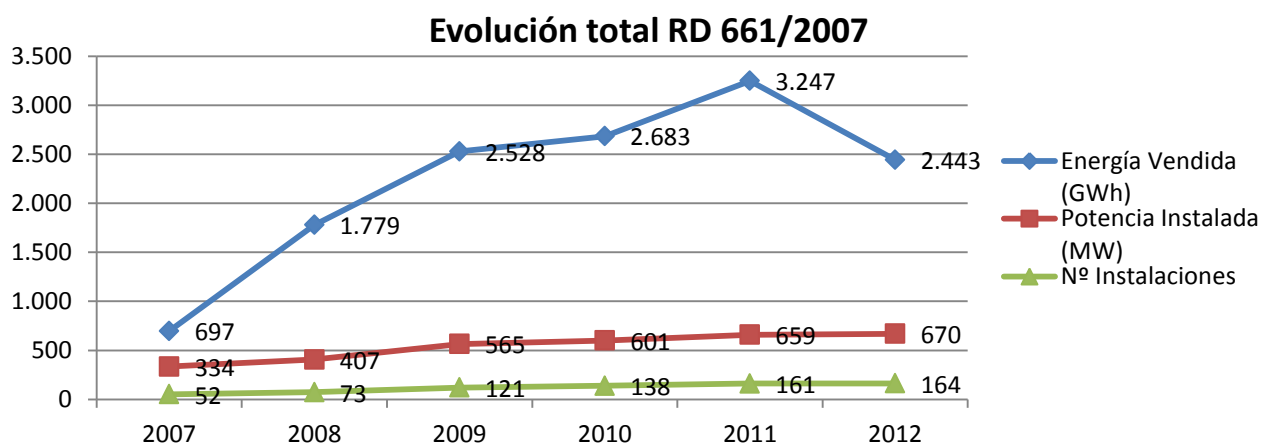


Figura 74: Evolución desde el 2007 hasta la actualidad (datos hasta 8 de octubre del 2012) de la energía vendida, potencia instalada y número de instalaciones del conjunto de instalaciones del RD 661/2007. Elaboración propia a partir de datos de [23]



Como puede verse en el gráfico 73 en el que se analizan conjuntamente todas las instalaciones del RD 661/2007, cómo en los primeros dos años de RD el número total de instalaciones creció hasta más del doble, la potencia instalada se duplicó y la energía vendida se multiplicó por 4. Desde ese momento la evolución ha sido más sostenida, aumentando más en proporción el número de instalaciones que la potencia instalada y la energía vendida, de lo que se deduce que son rentables también instalaciones pequeñas lo que permite integrar este tipo de instalaciones en los diferentes sectores con cada vez menos repercusión de la economía de escala.

## 17 Instalaciones Híbridas

Se trata de instalaciones que emplean varios tipos de biomasa o bien instalaciones que emplean alguna otra fuente energética no biomásica junto con ésta.

### 17.1 Hibridación Biomasa-Biomasa:

Se trata de instalaciones que emplean dos o más grupos diferentes de biomasa. Existen muchos ejemplos y el objetivo es aumentar la disponibilidad de materia prima. Por ejemplo, en épocas de poda, pueden emplearse estos restos de poda en una instalación que por ejemplo esté a su vez alimentada con paja de cultivo. En este caso, se estaría hibridando biomasa de los grupos b.6.1 y b.6.2 según la clasificación del RD 661/2007. Como ejemplo ejemplos de hibridación entre grupos diferentes, puede mencionarse la instalación “Bioenergética Egabrense” en Córdoba, en la que se emplea material de los grupos b.6.1, b.6.2 y b.6.3, es decir, hibrida todos los grupos pertenecientes al b.6. Otro ejemplo es la “Planta de biogás procedente de R.S.U. en Ávila”, que hibrida los grupos b.7.1 y b.7.2, es decir, emplea el biogás de vertedero junto con el procedente de digestores. Un último ejemplo de hibridación, es la “Planta de biomasa Uniener” situada en Toledo, que emplea biomasa del grupo b.8.1 y b.8.2, es decir, biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola y forestal.

### 17.2 Hibridación Biomasa-Solar Térmica

Este punto requiere una mención especial, pues la primera planta termosolar comercial en el mundo que hibrida energía solar térmica con biomasa se encuentra en España y ha comenzado su funcionamiento en el 2013. Su nombre es “TS Borges”, se encuentra en la provincia de Lleida y ha sido desarrollada por Avantia. Es capaz de producir 22,5 MW eléctricos netos, y para ello emplea colectores cilíndrico parabólicos hibridados con biomasa forestal y de cultivo energético.

Su producción neta estimada anual es de 98.000 MWh/año a partir de 336 colectores y 181.000 m<sup>2</sup> de espejos, junto con dos unidades de combustión de biomasa de 22 MWt cada una, lo que permiten transportar el fluido hasta su expansión en la turbina para generación eléctrica. Gracias a esta hibridación, se consigue una eficiencia eléctrica del 37% de la turbina, la cual puede funcionar 24 horas al día.

Gracias a la hibridación, esta planta de 22,5 MW es capaz de proporcionar la electricidad aproximadamente equivalente a lo que generaría una planta de 50 MW exclusivamente solar. Además gracias a la biomasa, la planta puede funcionar con baja o nula irradiación permitiendo un funcionamiento de 6.500 horas al año, además el funcionamiento continuo gracias a la hibridación, evita los períodos de arrancada y paro y por tanto permite una mayor eficiencia de la turbina, así como de la infraestructura eléctrica de la planta. El empleo de biomasa además permite optimizar los requisitos de capital y evita el sobredimensionamiento del campo solar.

La compañía que ha llevado a cabo el proyecto, que se dedica además a proyectos de producción eléctrica mediante células fotovoltaicas, proporciona una comparativa entre la planta hibridada y un campo de paneles fotovoltaicos. Para la misma producción anual comentada anteriormente de 98.000 MWh/año, la potencia instalada mediante módulos fotovoltaicos debería ser de unos 78 MW frente



a los 22,5 MW de la hibridación. Para ello requeriría una superficie de unos 130 hectáreas, por las 70 del sistema hibridado. La eficiencia (kWh/MW instalado) sería menos de la tercera parte en el sistema fotovoltaico que en el hibridado. El sistema fotovoltaico requiere de un back up que hace que la inversión pueda llegar a ser similar a la inversión en el sistema hibridado. Además conviene destacar que el sistema hibridado permite gestionabilidad, lo que el sistema fotovoltaico no permitiría.

La energía termosolar tiene un gran potencial, y junto con la hibridación, permite que la eficiencia global sea incrementada y con ella la competitividad futura de este tipo de plantas. La hibridación termosolar con biomasa se antoja como una de las tecnologías más prometedoras para el empleo de la energía solar térmica y su gestionabilidad.

## 18 Conclusiones

Las circunstancias socioeconómicas de nuestro entorno, la preocupación por el cambio climático, la intensificación en la producción energética, unidas a la situación de inestabilidad de los principales productores de crudo, con la consecuente subida del precio del petróleo, junto con las subidas conjuntas de precios de carbón y gas y la más o menos reciente catástrofe nuclear en Japón, hacen indispensable el planteamiento de un nuevo modelo energético. Resulta además necesario disponer en nuestro país de una generación más distribuida, menos concentrada en grandes instalaciones de producción eléctrica y más enfocada a pequeñas producciones cercanas a lugares de consumo de forma que las pérdidas energéticas durante el transporte-distribución se minimicen y los con ellas los costes de producción.

Se concluye que el beneficio económico neto del uso de la biomasa para producción eléctrica se encuentra distorsionado ya que en el balance económico de su empleo no se incluyen una gran cantidad de externalidades con cuantificación económica de difícil evaluación pero con un peso mucho mayor del que se aprecia a priori. Esta situación se ha acentuado con la crisis y las nuevas decisiones de suspensión de primas al régimen especial, que supondrá el paso del liderazgo de España en la generación eléctrica renovable de los últimos años, a formar parte de los países sin desarrollo en los próximos años en este sector y relegará a nuestro país a la lista de los que no cumplirán con los objetivos trazados por la Unión Europea y las consecuentes repercusiones económicas.

Además de los argumentos que se desarrollan en pro de establecer el verdadero balance económico que supone el empleo de la biomasa para la generación eléctrica, que distan mucho de incorporarse en las primas concedidas al sector por parte de los entes reguladores, se concluye que es la forma de energía limpia y renovable que lleva asociado mayor tejido industrial por su diversidad en formas de obtención, material empleado y formas de aprovechamiento, además de llevar asociado un mayor número de empleos tanto directos como indirectos y con todo ello una mayor repartición de la riqueza, en mayor medida en las áreas rurales.

La producción eléctrica con biomasa supone un retorno de la inversión, si bien a más largo plazo que en otras tecnologías debido al coste de la instalación por unidad de energía producida, mayor que en otras tecnologías renovables gracias a su disponibilidad. Sirve además de apoyo al resto de alternativas renovables, ya que se trata de la única de ellas con absoluta disponibilidad y por tanto es la única fuente de energía limpia que puede sustituir a las centrales de producción eléctrica con combustibles fósiles y nucleares, y la mejor alternativa para hibridar y mejorar la eficiencia del conjunto, ya que el resto de alternativas renovables dependen de las condiciones climáticas.

El desarrollo a nivel mundial de los biocombustibles y los continuos avances en las diferentes normativas de la Unión, hacen vislumbrar un cambio de modelo energético en el que el uso de la biomasa sea el actor principal. España goza de una situación muy favorable para su desarrollo y esto debe plantearse como una oportunidad para nuestro país de generar empleo y desarrollar un tejido





industrial y tecnología asociada, con un claro valor añadido, y que implique a cuantos más mejor, de forma sostenible, y con el objetivo de que la salida de la crisis no tenga camino de vuelta.

Hablar de una alternativa por encima de las demás en la obtención de energía eléctrica a partir de la biomasa puede resultar un esfuerzo en vano. El empleo de la biomasa debe perseguir la sustitución por un lado de los combustibles tradicionales y por otro la valorización de desechos generados por el ser humano, de forma directa o indirecta, y que requieren necesariamente un tratamiento especial con el fin de neutralizar o disminuir lo más posible sus consecuencias negativas sobre nuestro entorno. Para ello es necesario fomentar las diferentes alternativas que la gestión de la biomasa en sus muy diversas formas presenta, pues sólo podremos encontrar una solución global si la alternativa también es global.

En cualquier instalación que persiga la generación eléctrica a partir de la biomasa, debe ser condición ineludible el procurar el mayor aprovechamiento posible de la energía contenida, y por tanto la cogeneración, junto con la electricidad, de calor, de frío o de ambos (lo que se conoce como trigeneración).

Se pueden resumir de forma genérica en los diferentes puntos que hacen referencia a los grandes grupos de material empleado para la generación eléctrica con biomasa. Todos ellos con una importancia relativa en función de su disponibilidad, pero todos parte fundamental en el cambio de modelo energético, del que ningún grupo se puede excluir:

- 1) **Biocombustibles para producción eléctrica:** el desarrollo de los biocombustibles debe basarse en los de segunda y tercera generación, es decir, en aquellos que no compitan con tierras destinadas a cultivos alimenticios. En este sector son muchos los avances en los últimos años y las perspectivas son muy esperanzadoras para la generación de biocombustibles para la automoción. Este desarrollo conducirá en los próximos años a la reducción en los costes de producción y con él hará factible a medio-largo plazo la producción eléctrica a partir de los mismos fomentando una generación más distribuida alejada de los grandes centros de producción y más encaminado a las pequeñas producciones cercanas a lugares de consumo.
- 2) **Hidrógeno a partir de biocombustibles:** unido al punto anterior, el desarrollo en la producción de biocombustibles podrá en un futuro no muy lejano competir mediante los mismos procesos en la generación de hidrógeno y por tanto podrá hacer competitivas las células de hidrógeno frente a las baterías tradicionales. En la actualidad la producción de hidrógeno está muy restringida a la producción a partir de combustibles tradicionales, con lo que resulta muy contaminante y una alternativa restringida a la necesidad del hidrógeno en procesos industriales que puedan asumir ese coste. La producción de hidrógeno a partir de los biocombustibles frente a la producción de biocombustibles no es competitiva en la actualidad, pero la reducción de costes asociados al desarrollo tecnológico, principalmente destinados a la automoción, hará progresivamente más competitiva la generación del hidrógeno como vector energético para el almacenamiento eléctrico, con aplicaciones muy diversas. El desarrollo en la obtención de gas de síntesis (principalmente hidrógeno y monóxido de carbono) a partir de material lignocelulósico (que ese engloba dentro del siguiente punto) mediante el proceso de gasificación, puede hacer cada vez más factible la producción de hidrógeno como producto final en lugar de emplearlo como producto intermedio para la generación de biodiésel u otros biocombustibles.
- 3) **Biomasa procedente de la gestión de montes:** el empleo de material lignocelulósico procedente de la gestión de los montes para la prevención de incendios ha tenido en el desarrollo del proyecto un peso importante pues España se encuentra en una situación climática muy desfavorable que requiere, en vista a lo acontecido en los últimos años, un especial cuidado que pasa necesariamente por aplicar medidas preventivas. Para ello la



valorización energética del material inflamable presente en el monte es fundamental. Las consecuencias de los incendios suponen no sólo cambios en los ecosistemas, en la contaminación, en la integridad de las poblaciones, etc., sino unos elevadísimos costes económicos asociados a todo ello que se prolongan en el tiempo. Por ello se hace absolutamente necesario fomentar las políticas de prevención y para ello es necesario contar con la gestión privada impulsando políticas que favorezcan el empleo del material forestal, facilitando por un lado el entendimiento entre los diferentes propietarios privados o públicos y mejorando las primas a la generación eléctrica que emplee estos materiales, pues el retorno de la inversión está garantizado si se contabilizan todas las externalidades que esta alternativa supone y que se desarrollan ampliamente en el capítulo correspondiente.

La gasificación de material lignocelulósico para la producción eléctrica, la transformación en biocombustibles para la automoción o para la generación eléctrica distribuida, unidos al aumento acelerado del precio de los combustibles tradicionales, deben ir haciendo progresivamente más competitivo su uso con fin eléctrico (en la actualidad su empleo para generación calorífica es ya competitiva y está muy integrada en la sociedad, lo que supone un know-how importante para el sector eléctrico, dado que la problemática de la logística de aprovisionamiento de material en el caso de la biomasa es el punto que condiciona todo el proceso). Se menciona la gasificación por presentar una ventaja muy importante frente por ejemplo a la combustión directa en un ciclo Rankine, y es que permite funcionar instalaciones de pequeño tamaño sin que la eficiencia disminuya significativamente, por lo que permite una distribución más distribuida y cercana a los puntos de consumo, lo que haría al conjunto del sistema más eficiente al reducir las pérdidas y permitiría evitar las barreras económicas que suponen las grandes centrales de producción eléctrica, hoy en día sólo asumibles por las grandes compañías.

Junto con todos los beneficios vinculados a la mejora en las condiciones ambientales y sus consecuentes beneficios económicos, la gestión de la biomasa forestal para producción eléctrica supondría el desarrollo de un tejido industrial con mayor repercusión en las áreas rurales, donde se concentra la mayor parte de la biomasa (infraestructuras asociadas, empleos directos e indirectos, etc.). Además se trataría de un desarrollo autóctono por lo que la inversión permanecería en nuestro país, habría conocimiento del valor generado de primera mano y con ello mayor concienciación ciudadana resultando el conjunto una alternativa sostenible, fiable, duradera y cuyos beneficios serían perceptibles (a diferencia de los combustibles tradicionales cuyas repercusiones son evidentes en nuestro entorno y cuyos beneficios quedan tan alejados de nuestras fronteras en los países productores) Los combustibles tradicionales nos quitan capacidad de intervención, inseguridad de suministro y volatilidad de precios, condicionando todo nuestro sistema absolutamente expuesto a sucesos externos. El retorno de la inversión está asegurado a medio plazo por todos los motivos que se desarrollan en el capítulo correspondiente. Toda la inversión necesaria para llevar a cabo un sistema de este tipo, consta además del valor añadido de tratarse de inversión en investigación, desarrollo e innovación por lo que trae consigo una riqueza sostenible, que es la que prevalece en momentos de crisis, y que además sería exportable a otros países.

- 4) **Valorización energética de los Residuos Sólidos Urbanos (RSU):** es un punto clave que debe tener prioridad frente a otros aprovechamientos, ya que se trata de residuos que se van a producir inevitablemente en las grandes urbes y nuestro deber es el de minimizar la repercusión sobre nuestro entorno. En nuestro país, aproximadamente la mitad de los residuos de este tipo acaban en vertederos, alternativa que es entre todas la más contaminante y que afecta tanto a aguas, como a suelos y atmósfera. Frente a la eliminación en vertedero, deben ser cada vez más importantes las alternativas de tratamiento, pues siendo más o menos contaminantes, lo son en cualquier caso menos. La media europea de residuos tratados por



habitante es de unas 0,12 toneladas, mientras que en España es aproximadamente un tercio de esta cantidad (unas 0,04 toneladas), esto nos da una idea de en qué situación se encuentra nuestro país, a la cola de Europa al mismo nivel que Hungría, Eslovaquia o la República Checa, pero teniendo en cuenta que nuestro país está muchísimo más poblado y por tanto nuestra cuota de responsabilidad es mucho mayor.

Como métodos para la valorización, la incineración es el método más extendido y los costes asociados y en general su viabilidad es de sobra conocida. No goza de buena percepción por parte de los ciudadanos, pero las emisiones están controladas y los límites reales de emisión de las diferentes partículas se sitúan muy por debajo de los límites establecidos en la directiva europea correspondiente, que es muy estricta, incluso lo es más que en otros procesos térmicos debido a esa “mala reputación”. La incineración permite aprovechar el calor de la combustión de la biomasa para calentar agua en un ciclo Rankine y generar energía eléctrica, además el calor residual puede ser empleado en el propio proceso o con algún otro objetivo.

Otros métodos de aprovechamiento de este tipo de biomasa, es la digestión anaerobia en vertederos estancos controlados, en los que el proceso de fermentación natural, que produce biogás (extremadamente contaminante) es recogido y aprovechado en la combustión para generar electricidad mediante una turbina de gas. Mediante ese método, pueden aprovecharse tanto los residuos sólidos urbanos, como los lodos de depuradoras y las aguas residuales.

La pirólisis es también una alternativa importante, aunque normalmente se emplea como una etapa previa a la gasificación. Ambos métodos permiten separar del residuo sólido formado por compuestos inertes las diferentes formas de combustibles susceptibles de emplearse para producción eléctrica, como el gas de síntesis para emplearse en una turbina de gas o los hidrocarburos como aceites, fenoles y alquitranes. Todos los compuestos líquidos obtenidos pueden emplearse en motores de combustión para producción eléctrica, así como para alimentar la caldera en un ciclo Rankine de vapor de agua.

Un método más reciente, del que todavía no hay buenas experiencias pero que sin duda comenzará a corto-medio plazo a tener mayor cabida en nuestro mix energético, es la gasificación por arco de plasma. Es un método especialmente indicado para valorizar residuos peligrosos como pesticidas, gases peligrosos, dioxinas, furanos, etc., ya que destruye su estructura interna disociándola y convirtiéndola en gas de síntesis, que puede emplearse en una turbina de gas para generación eléctrica. Su ventaja principal es que permite tratar cualquier tipo de material y por tanto con alto contenido inorgánico. Por el contrario su rentabilidad económica es discutible por la gran cantidad de energía que precisa.

## 19 Bibliografía

### 19.1 Documentos que se citan en el proyecto

- [1] Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía, *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, 2011
- [2] Comisión Europea [http://ec.europa.eu/spain/index\\_es.htm](http://ec.europa.eu/spain/index_es.htm)
- [3] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) <http://www.ren21.net>
- [4] Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente <http://www.pnuma.org>
- [5] Bloomberg <http://www.bloomberg.com>
- [6] Euroserv ER <http://www.euroserv-er.org>
- [7] Annual macro-economic database (AMECO) [http://ec.europa.eu/economy\\_finance/ameco/user/serie/SelectSerie.cfm](http://ec.europa.eu/economy_finance/ameco/user/serie/SelectSerie.cfm)
- [8] Ministerio de Industria, Energía y Turismo <http://www.minetur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>
- [9] Ministerio de economía y Competitividad (DataComex) <http://datacomex.comercio.es/>
- [10] Eurostat de la Comisión Europea <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home>



- [11] Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA)-Deloitte, *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*, 2010
- [12] Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) <http://www.appa.es>
- [13] Comisión Nacional de Energía, *Informe sobre el sector energético español*, marzo 2012
- [14] Red Eléctrica de España <http://www.ree.es>
- [15] UNESA (Asociación española de Industria Eléctrica) <http://www.unesa.es>
- [16] OMEL (Operador del Mercado de Electricidad) <http://www.omelholding.es/omel-holding>
- [17] Comisión Europea, *Evaluación del programa nacional de reforma y del programa de estabilidad de España para 2012*, Bruselas, 30/5/2012
- [18] Manuel Conthe, *Déficit tarifario: causas y soluciones* <http://www.expansion.com>
- [19] Energías Renovables (versión on line de la revista) <http://www.energias-renovables.com>
- [20] Banco mundial <http://datos.bancomundial.org>
- [21] Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía <http://www.idae.es>
- [22] Ana Sebastián López (vocal Colegio de Ing. De Montes), presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [23] Comisión Nacional de Energía [www.cne.es](http://www.cne.es)
- [24] Naciones Unidas *Protocolo de Kioto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*, 1998.
- [25] José Antonio Ruiz Díaz y varios, *Cambio climático, un desafío a nuestro alcance*, Ed.Universidad de Salamanca, 2009.
- [26] Xavier Elías Castells, *Energía, agua, medioambiente, territorialidad y sostenibilidad*, Ed. Díaz de Santos, 2012.
- [27] Dirección General de Industria Energía y Minas de Andalucía, *Instalaciones de Biomasa*, 2008.
- [28] Agencia Andaluza de la Energía, *La biomasa en Andalucía*, 2011. Disponible en <http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>
- [29] Apropellets (Asociación de Productores de Pellets de madera del Estado Español) <http://www.apropellets.es>
- [30] Jaime González Velasco, *Energías Renovables*, Ed.Reverté, 2009.
- [31] Miguel Rodrigo (Departamento de biomasa y residuo del IDAE), *Biogás en España. Situación y experiencias*, 2009.
- [32] IDAE, *Biomasa; digestores anaerobios*, 2007.
- [33] Jaime Martí Herrero, *Biodigestores familiares*, 2008.
- [34] Agencia Andaluza de la Energía, *Estudio básico del biogás*, 2011.
- [35] IDAE, *Biomasa, producción eléctrica y cogeneración*, 2007.
- [36] Albino Prada Blanco, *Electricidad verde: La biomasa en los montes de Galicia*, Ed.fundación Caixagalicia, 2006.
- [37] CIEMAT, *Jornada sobre el estado actual y perspectivas de la generación eléctrica con biomasa en España*, 2009.
- [38] Grupo GIRÓ <http://www.grupogiro.com>
- [39] Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) [http://www.fao.org/index\\_en.htm](http://www.fao.org/index_en.htm)
- [40] Soluciones Prácticas <http://www.solucionespracticas.org.pe>
- [41] CIEMAT <http://www.ciemat.es>
- [42] IDAE, *Situación y potencial de generación de biogás*, 2011.
- [43] Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE) <http://fcirce.es>
- [43] IDAE, *Biomasa; gasificación*, 2007.
- [44] Juan Fernando Pérez, *Gasificación de biomasa*, 2009.
- [45] Klein, A. *Gasification: An alternative process for energy recovery and disposal of municipal solid wastes*, 2002.
- [46] INERCO para la Universidad de Huelva, *Tecnología de Gasificación de Biomasa*, 2009.
- [47] Escuela de Ingeniería y Arquitectura <http://eina.unizar.es>
- [48] Global Biofuels Center <http://www.globalbiofuelscenter.com>
- [49] IDAE, *Biocarburantes en el transporte*, 2006
- [50] Naciones Unidas, *El mercado emergente de biocombustibles: consecuencias normativas, comerciales y de desarrollo (Conferencia de Las Naciones Unidas sobre el comercio y el desarrollo)*, Nueva York y Ginebra, 2006.
- [51] Cristina M. Machado (doctora en procesos biotecnológicos de Embrapa) *Situación de los biocombustibles de 2da y 3era Generación en América Latina y Caribe*, 2010.
- [52] Foro Focus-Abengoa <http://www.energiaycambioclimatico.com>
- [53] IEA (International Energy Agency) <http://www.iea.org>
- [54] BioOils <http://www.bio-oils.com>



- [55] Asociación Española del Hidrógeno, *¿A partir de qué fuentes de energía se obtendrá el hidrógeno?*, 2008.
- [56] Asociación Española del Hidrógeno, *3ra guía Inventario sectorial del Hidrógeno y las Pilas de Combustible en España*, 2007.
- [57] Cristian Ledesma Rodríguez (Tesis doctoral por la Univ.Politécnica de Cataluña) *Producción de hidrógeno a partir del reformado con vapor de dimetil éter utilizando monolitos catalíticos*, 2011.
- [58] Mi+d Un lugar para la ciencia y la tecnología <http://www.madrimasd.org>
- [59] Greenpeace, *Gasificación pirólisis y plasma; Nuevas tecnologías para el tratamiento de los residuos urbanos: viejos problemas y ninguna solución*, 2011.
- [60] IDAE, *Situación potencial de valorización energética directa de residuos*, 2011.
- [61] Daniel Rodríguez, *Valorización integral de residuos por medio de la gasificación por plasma. Tecnología SPVG y proceso IPGCC*, Congreso Nacional del Medio Ambiente, 2008.
- [62] Ilustre Colegio Oficial de Geólogos, *Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR) 2007-2015*, 2008.
- [63] Consejería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid, *Guía de valorización energética de residuos*, 2010.
- [64] Confederation of European Waste-to-energy Plants (CEWEP) <http://www.cewep.eu>
- [65] Grupo empresarial ENCE, *El valor de la biomasa forestal*, 2010 (Los datos del documento están basados en el estudio *Marco regulatorio para el desarrollo estable de la generación eléctrica con Biomasa en España* llevado a cabo por Boston Consulting Group en 2009)
- [66] European Forest Institute, *“Convivir con los incendios forestales: lo que nos revela la ciencia”*, 2009.
- [67] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente <http://www.magrama.gob.es>
- [68] Asociación Nacional de Empresas Forestales (ASEMFO) <http://www.asemfo.org>
- [69] Observatori Biomassa <http://observatoribiomassa.forestal.cat>
- [70] European Forest Fire Information System (EFFIS) <http://effis.jrc.ec.europa.eu>
- [71] Carlos Mesa (director de Tecnología ASAJA), presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [72] Asociación Española de Gestores de Biomasa de Maderas Recuperadas (ASERMA), presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [73] Raúl de la Calle Santillana (Secretario General del Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Forestales), *Principales obstáculos y retos para el desarrollo comercial de la biomasa forestal*, presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [74] Cecilia Sanz (Representante de Centro Tecnológico CARTIF), presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [75] Luis Antonio Nieto (representante de fundación Cidaut), *“Ventajas y retos de un modelo energético basado en el aprovechamiento de la biomasa”*, presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [76] Patricia Gómez (Gerente de la Confederación de Organizaciones de Selvicultores de España COSE), presentación Feria Internacional de Energía y Medio Ambiente (GENERA2012), Mayo 2012.
- [77] Boston Consulting Group *“Evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020 – 2030”*, 2010.
- [78] FIRESMART: Opciones de gestión forestal para prevención de incendios forestales [http://www.firesmart-project.eu/Go\\_home.action](http://www.firesmart-project.eu/Go_home.action)
- [79] European Forest Institute <http://www.efi.int>
- [80] Intergovernmental Panel on Climate Change <http://www.ipcc.ch>
- [81] Bioenergy (Revista en formato pdf), número 13.
- [82] Bioenergy (Revista en formato pdf), número 9.

## 19.2 Otros documentos consultados que no se citan en el proyecto

Diferentes números de la revista “Energías Renovables” disponibles en formato pdf en <http://www.energias-renovables.com>

Diferentes números de la revista “The Bioenergy” disponibles en formato pdf en <http://www.bioenergyinternational.es>

European Biomass Association (AEBIOM) <http://www.aebiom.org>

Som Energia; La cooperativa de energía verde <http://www.somenergia.coop>



Energíadiario.com (noticias y actualidad en el sector energético) <http://www.energiadiario.com>

EnergyNews (noticias y actualidad en el sector energético) <http://www.energynews.es>

Apuntes de Ingeniería Energética de Ingeniería Industrial de la Universidad Carlos III de Madrid

## 20 Anexos

### 20.1 ANEXO: INSTALACIONES PERTENECIENTES AL RD 661/2007 CON INSCRIPCIÓN DEFINITIVA. DATOS DEL MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO.

Nombre de la instalación	Municipio de la instalación	Provincia de la instalación	Clave del registro	Código registro autonómico definitivo	Potencia nominal de la fase (kW)	Grupo Normativo	Tipo de Inscripción
EDAR GUADALETE	Jerez de la Frontera	CADIZ	RE-001689	RGRE/05/00/CA	469	b.7.2	Inscripción definitiva
INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA CON BIOGAS DEL VERTEDERO DE LOS RUICES (Fase nº1)	Málaga	MALAGA	RE-003568	RGRE/052/02/MA	2096	b.7.1	Inscripción definitiva
INSTALACION DE GENERACION ELECTRICA CON BIOGAS DEL VERTEDERO DE LOS RUICES (Fase nº2)	Málaga	MALAGA	RE-003568	0028/11/MA	1063	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOENERGÍA SANTAMARIA (Parcial nº1)	Lucena	CORDOBA	RE-003161	0030/02/CO	6435	b.8.1	Inscripción definitiva
BIOENERGÍA SANTAMARIA (Parcial nº2)	Lucena	CORDOBA	RE-003161	0030/02/CO	7865	b.6.1	Inscripción definitiva
VALORIZACION ENERGETICA DE GAS DE VERTEDERO, S.L.	Montalbán de Córdoba	CORDOBA	RE-075839	0765/08/CO	2546	b.7.1	Inscripción definitiva
VETEJAR	Palenciana	CORDOBA	RE-000997	0017/00/CO	12900	b.8.1	Inscripción definitiva
CLP ORGANOGAS S.L. (Fase nº5)	Alcalá de Guadaíra	SEVILLA	RE-000746	0026/99/SE	1048	b.7.1	Inscripción definitiva
CLP ORGANOGAS S.L. (Fase nº6)	Alcalá de Guadaíra	SEVILLA	RE-000746	0026/99/SE	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
CLP ORGANOGAS S.L. (Fase nº7)	Alcalá de Guadaíra	SEVILLA	RE-000746	0026/99/SE	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
OLEICOLA EL TEJAR	Palenciana	CORDOBA	RE-00A-117	RGRE/CO/01/99	4748	a.1.3	Inscripción definitiva
HERMANOS SANTAMARIA MUÑOZ	Lucena	CORDOBA	RE-001141	RGRE/15/00/CO	5275	b.6.2	Inscripción definitiva
AGROENERGETICA DE BAENA	Baena	CORDOBA	RE-001197	RGRE/20/00/CO	20000	a.1.3	Inscripción definitiva
LA LOMA (Parcial nº1)	Villanueva del Arzobispo	JAEN	RE-001597	0059/00/JA	1600	b.6.1	Inscripción definitiva
LA LOMA (Parcial nº2)	Villanueva del Arzobispo	JAEN	RE-001597	0059/00/JA	1600	b.6.3	Inscripción definitiva
LA LOMA (Parcial nº3)	Villanueva del Arzobispo	JAEN	RE-001597	0059/00/JA	12800	b.8.1	Inscripción definitiva
TABLEROS TRADEMA	Linares	JAEN	RE-001644	0064/00/JA	2000	a.1.3	Inscripción definitiva
CENER II (Parcial nº1)	San Juan del Puerto	HUELVA	RE-001646	RGRE6/00/HU	4095	b.6.1	Inscripción definitiva
CENER II (Parcial nº2)	San Juan del Puerto	HUELVA	RE-001646	RGRE6/00/HU	6142,5	b.6.3	Inscripción definitiva
CENER II (Parcial nº3)	San Juan del Puerto	HUELVA	RE-001646	RGRE6/00/HU	2047,5	b.8.2	Inscripción definitiva
CENER II (Parcial nº4)	San Juan del Puerto	HUELVA	RE-001646	RGRE6/00/HU	28665	b.8.3	Inscripción definitiva
EMASAGRA	Granada	GRANADA	RE-001666	RGRE9/00/GR	600	b.7.2	Inscripción definitiva
BECOSA BIOMASA FUENTE PIEDRA	Fuente de Piedra	MALAGA	RE-001902	RGRE/006/01/MA	8040	b.8.1	Inscripción definitiva



BIOENERGETICA EGABRENSE I (Parcial nº1)	Cabra	CORDOBA	RE-002543	0015/01/CO	5280	b.8.1	Inscripción definitiva
BIOENERGETICA EGABRENSE I (Parcial nº2)	Cabra	CORDOBA	RE-002543	0015/01/CO	1840	b.6.1	Inscripción definitiva
BIOENERGETICA EGABRENSE I (Parcial nº3)	Cabra	CORDOBA	RE-002543	0015/01/CO	720	b.6.2	Inscripción definitiva
BIOENERGETICA EGABRENSE I (Parcial nº4)	Cabra	CORDOBA	RE-002543	0015/01/CO	160	b.6.3	Inscripción definitiva
EXTRAGOL (Parcial nº1)	Villanueva de Algaidas	MALAGA	RE-002548	RGRE/35/01/MA	915	a.1.3	Inscripción definitiva
EXTRAGOL (Parcial nº2)	Villanueva de Algaidas	MALAGA	RE-002548	RGRE/35/01/MA	1830	a.1.3	Inscripción definitiva
EXTRAGOL (Parcial nº3)	Villanueva de Algaidas	MALAGA	RE-002548	RGRE/35/01/MA	915	a.1.3	Inscripción definitiva
EXTRAGOL (Parcial nº4)	Villanueva de Algaidas	MALAGA	RE-002548	RGRE/35/01/MA	5490	a.1.3	Inscripción definitiva
INGENIERIA AMBIENTAL GRANADINA	Granada	GRANADA	RE-005014	RGRE/001/03/GR	624	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOMASAS DE PUENTE GENIL, S.L. (Parcial nº1)	Puente Genil	CORDOBA	RE-005042	RGRE/093/03/CO	982	a.1.3	Inscripción definitiva
BIOMASAS DE PUENTE GENIL, S.L. (Parcial nº2)	Puente Genil	CORDOBA	RE-005042	RGRE/093/03/CO	1964	a.1.3	Inscripción definitiva
BIOMASAS DE PUENTE GENIL, S.L. (Parcial nº3)	Puente Genil	CORDOBA	RE-005042	RGRE/093/03/CO	982	a.1.3	Inscripción definitiva
BIOMASAS DE PUENTE GENIL, S.L. (Parcial nº4)	Puente Genil	CORDOBA	RE-005042	RGRE/093/03/CO	5892	a.1.3	Inscripción definitiva
ALBAIDA RECURSOS NATURALES Y MEDIO AMBIENTE	Níjar	ALMERIA	RE-007325	0040/04/AL	1715	b.6.2	Inscripción definitiva
AGROENERGÉTICA DE ALGODONALES-PALENCIANA	Palenciana	CORDOBA	RE-009966	0655/05/CO	5372	a.1.3	Inscripción definitiva
SEVERAES S.L.	Cañete de las Torres	CORDOBA	RE-100454	0002/09/CO	100	b.6.2	Inscripción definitiva
ENCE	Huelva	HUELVA	RE-100458	0001/09/HU	27500	a.1.3	Inscripción definitiva
BIOELECTRICA DE LINARES (Parcial nº1)	Linares	JAEN	RE-101782	0014/09/JA	450	b.6.1	Inscripción definitiva
BIOELECTRICA DE LINARES (Parcial nº2)	Linares	JAEN	RE-101782	0014/09/JA	2250	b.6.2	Inscripción definitiva
BIOELECTRICA DE LINARES (Parcial nº3)	Linares	JAEN	RE-101782	0014/09/JA	300	b.6.3	Inscripción definitiva
BIOELECTRICA DE LINARES (Parcial nº4)	Linares	JAEN	RE-101782	0014/09/JA	12000	b.8.1	Inscripción definitiva
ALDEBARAN ENERGIA DEL GUADALQUIVIR S.L. (Parcial nº1)	Andújar	JAEN	RE-104355	0080/10/JA	4200	b.6.1	Inscripción definitiva
ALDEBARAN ENERGIA DEL GUADALQUIVIR S.L. (Parcial nº2)	Andújar	JAEN	RE-104355	0080/10/JA	600	b.6.2	Inscripción definitiva
ALDEBARAN ENERGIA DEL GUADALQUIVIR S.L. (Parcial nº3)	Andújar	JAEN	RE-104355	0080/10/JA	600	b.6.3	Inscripción definitiva
ALDEBARAN ENERGIA DEL GUADALQUIVIR S.L. (Parcial nº4)	Andújar	JAEN	RE-104355	0080/10/JA	300	b.8.1	Inscripción definitiva
ALDEBARAN ENERGIA DEL GUADALQUIVIR S.L. (Parcial nº5)	Andújar	JAEN	RE-104355	0080/10/JA	300	b.8.2	Inscripción definitiva
INSTALACION VALORIZACION ENERGETICA DEL BIOGAS DEL VERTEDERO DE VALDESEQUILLO	Antequera	MALAGA	RE-107259	0024/11/MA	2546	b.7.1	Inscripción definitiva
CENTRAL DE BIOGAS DEL VERTEDERO DE JEREZ	Jerez de la Frontera	CADIZ	RE-109588	0011/12/CA	1150	b.7.1	Inscripción definitiva
LA MONTAÑANESA	Zaragoza	ZARAGOZA	RE-002220	RAP/PEE-118/1999-b.7	20750	a.1.3	Inscripción definitiva
PLANTA DE GASIFICACION DE BIOMASA	Zaragoza	ZARAGOZA	RE-002409	RAP/PRE-298/2001	609	b.6.3	Inscripción definitiva



CTRU PARQUE TECNOLOGICO LOPEZ SORIANO	Zaragoza	ZARAGOZA	RE-004058	661PRE-2120/2010	5416	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA DE COGENERACION CON BIOGAS EN SAICA 2	Burgo de Ebro (El)	ZARAGOZA	RE-100403	661/PRE-2100/2009	7500	a.1.3	Inscripción definitiva
Planta cogeneración 2 MW con Gasificación	Ejea de los Caballeros	ZARAGOZA	RE-108953	661/PRE-2352/2012	2000	a.1.3	Inscripción definitiva
BIOASTUR (Fase nº1)	Gijón	ASTURIAS	RE-000227	RIPRE 025	5500	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOASTUR (Fase nº2)	Gijón	ASTURIAS	RE-000227	RIPRE 025	1820	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOASTUR (Fase nº3)	Gijón	ASTURIAS	RE-000227	RIPRE 025	1720	b.7.1	Inscripción definitiva
CENTRAL BIOMASA SECUNDARIA EN NAVIA (Parcial nº1)	Navia	ASTURIAS	RE-002515	RIPRE-85	1300	b.6.1	Inscripción definitiva
CENTRAL BIOMASA SECUNDARIA EN NAVIA (Parcial nº2)	Navia	ASTURIAS	RE-002515	RIPRE-85	2600	b.6.3	Inscripción definitiva
CENTRAL BIOMASA SECUNDARIA EN NAVIA (Parcial nº3)	Navia	ASTURIAS	RE-002515	RIPRE-85	1300	b.8.2	Inscripción definitiva
CENTRAL BIOMASA SECUNDARIA EN NAVIA (Parcial nº4)	Navia	ASTURIAS	RE-002515	RIPRE-85	20800	b.8.3	Inscripción definitiva
BIOMASA CEASA NAVIA (Parcial nº1)	Navia	ASTURIAS	RE-100055		3664,5	b.6.1	Inscripción definitiva
BIOMASA CEASA NAVIA (Parcial nº2)	Navia	ASTURIAS	RE-100055		29316	b.6.3	Inscripción definitiva
BIOMASA CEASA NAVIA (Parcial nº3)	Navia	ASTURIAS	RE-100055		3664,5	b.8.2	Inscripción definitiva
COGENERACIÓN CEASA NAVIA (Parcial nº1)	Navia	ASTURIAS	RE-100056	193	2016,6	b.6.1	Inscripción definitiva
COGENERACIÓN CEASA NAVIA (Parcial nº2)	Navia	ASTURIAS	RE-100056	193	4033,2	b.6.3	Inscripción definitiva
COGENERACIÓN CEASA NAVIA (Parcial nº3)	Navia	ASTURIAS	RE-100056	193	2016,6	b.8.2	Inscripción definitiva
COGENERACIÓN CEASA NAVIA (Parcial nº4)	Navia	ASTURIAS	RE-100056	193	32265,6	b.8.3	Inscripción definitiva
CENTRAL ELECTRICA BIOGAS EDAR PALMA I	Palma	BALEARES	RE-108074	BG 1/10	2130	b.7.2	Inscripción definitiva
MERUELO (Fase nº1)	Meruelo	CANTABRIA	RE-003407		954	b.7.1	Inscripción definitiva
MERUELO (Fase nº2)	Meruelo	CANTABRIA	RE-003407		954	b.7.1	Inscripción definitiva
MERUELO (Fase nº3)	Meruelo	CANTABRIA	RE-003407		477	b.7.1	Inscripción definitiva
MERUELO (Fase nº4)	Meruelo	CANTABRIA	RE-003407		477	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA TRATAMIENTO DE BIOMASA	Campo de Criptana	CIUDAD REAL	RE-010141	CR-B-013	6000	b.8.1	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE ALCAZAR DE SAN JUAN	Alcázar de San Juan	CIUDAD REAL	RE-015852	CR-b.7.1-1755	1048	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA DE UNIENER (Parcial nº1)	Ocaña	TOLEDO	RE-001839	TO-b.6-0052	500	b.8.1	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA DE UNIENER (Parcial nº2)	Ocaña	TOLEDO	RE-001839	TO-b.6-0052	500	b.8.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA DE UNIENER (Parcial nº3)	Ocaña	TOLEDO	RE-001839	TO-b.6-0052	500	b.6.3	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA DE UNIENER (Parcial nº4)	Ocaña	TOLEDO	RE-001839	TO-b.6-0052	500	b.6.2	Inscripción definitiva
ENEMANSA (Parcial nº1)	Villarta de San Juan	CIUDAD REAL	RE-000369	CR-b.6-0021	12800	b.8.1	Inscripción definitiva
ENEMANSA (Parcial nº2)	Villarta de San Juan	CIUDAD REAL	RE-000369	CR-b.6-0021	1600	b.6.1	Inscripción definitiva





ENEMANSA (Parcial nº3)	Villarta de San Juan	CIUDAD REAL	RE-000369	CR-b.6-0021	1600	b.6.3	Inscripción definitiva
CENTRAL BIOMASA ALCOHOLERAS REUNIDAS	Argamasilla de Alba	CIUDAD REAL	RE-001338	CR-b.8-0031	2700	b.8.1	Inscripción definitiva
PLANTA TRATAMIENTO DE BIOMASA EN VILLACAÑAS (Parcial nº1)	Villacañas	TOLEDO	RE-001926	TO-b.7-0086	4680	b.6.2	Inscripción definitiva
PLANTA TRATAMIENTO DE BIOMASA EN VILLACAÑAS (Parcial nº2)	Villacañas	TOLEDO	RE-001926	TO-b.7-0086	1560	b.6.3	Inscripción definitiva
PLANTA TRATAMIENTO DE BIOMASA EN VILLACAÑAS (Parcial nº3)	Villacañas	TOLEDO	RE-001926	TO-b.7-0086	1560	b.8.2	Inscripción definitiva
ALCOHOLERA PUEBLA	Puebla de Almoradiel (La)	TOLEDO	RE-002013	TO-b.8.1-3154	2000	b.8.1	Inscripción definitiva
PLANTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - BIOGÁS - VERTEDERO (Fase nº2)	Toledo	TOLEDO	RE-003745	TO-b.7-0698	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA - BIOGÁS - VERTEDERO (Fase nº3)	Toledo	TOLEDO	RE-003745	TO-b.7-0698	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
COMPAÑÍA ENERGETICA PARA EL TABLERO (Parcial nº1)	Fuentes	CUENCA	RE-004038	CU-b.7-0023	2800	b.6.1	Inscripción definitiva
COMPAÑÍA ENERGETICA PARA EL TABLERO (Parcial nº2)	Fuentes	CUENCA	RE-004038	CU-b.7-0023	1200	b.8.2	Inscripción definitiva
VALPUREN BAÑUELO (Fase nº1)	Polán	TOLEDO	RE-100284	TO-d.1/b.7-0089	1500	b.7.2	Inscripción definitiva
VALPUREN COMATUR (Fase nº1)	Consuegra	TOLEDO	RE-100285	TO-d.1/b.7-0095	1500	b.7.2	Inscripción definitiva
MOVI ALSA II AMPLIACIÓN	Campo de Criptana	CIUDAD REAL	RE-100526	CR-a.1.3-0124	5922	a.1.3	Inscripción definitiva
CORDUENTE	Corduente	GUADALAJARA	RE-101651	GU-b.6.3-0287	1998	b.6.3	Inscripción definitiva
GENERACION BIOGAS ALBACETE	Albacete	ALBACETE	RE-105550	AB-b.7.1-7737	1063	b.7.1	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE R.S.U. DE VALDEPEÑAS	Valdepeñas	CIUDAD REAL	RE-106121	CR-b.7.1-9260	120	b.7.1	Inscripción definitiva
EXPLOTACION PORCINA INTEGRAL	Osa de la Vega	CUENCA	RE-106122	CU-a.1.3-5239	500	a.1.3	Inscripción definitiva
COGENERACION ERTASA	Tarazona de la Mancha	ALBACETE	RE-108924	AB-a.1.3-7881	680	a.1.3	Inscripción definitiva
MOTOR BIOGAS DEPOSITO RSU SALAMANCA	Villamayor	SALAMANCA	RE-008460	67/SA/RE/b.7/436	480	b.7.1	Inscripción definitiva
C.T.R. PALENCIA	Palencia	PALENCIA	RE-015073	214/PA/RE/b.7/661	499	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA EXPERIMENTAL DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS GANADEROS	Almazán	SORIA	RE-98B-23	008/SO/RE/B/2366	250	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOGAS R.S.U. AVILA (Parcial nº1)	Ávila	AVILA	RE-003305	24/AV/RE/b.7/2818	351,86	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOGAS R.S.U. AVILA (Parcial nº2)	Ávila	AVILA	RE-003305	24/AV/RE/b.7/2818	130,14	b.7.1	Inscripción definitiva
LOSAN (Parcial nº1)	Soria	SORIA	RE-003973	27/SO/RE/B/2366	2741,76	b.6.3	Inscripción definitiva
LOSAN (Parcial nº2)	Soria	SORIA	RE-003973	27/SO/RE/B/2366	1290,24	b.8.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOGAS DEPURADORA SEGOVIA	Segovia	SEGOVIA	RE-004640	22/SG/RE/b.7/2818	225	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOGAS VERTEDERO DE CORTES	Burgos	BURGOS	RE-004826	099/BU/RE/b.7/436	1865	b.7.1	Inscripción definitiva
DEPURADORA DE VALLADOLID 2	Valladolid	VALLADOLID	RE-100228	00975/VA/RE/b.7.2/661	1354	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA BRIVIESCA (Parcial nº1)	Briviesca	BURGOS	RE-103583	436/BU/RE/b.6.2/661	15680	b.6.2	Inscripción definitiva
PLANTA BIOMASA BRIVIESCA (Parcial nº2)	Briviesca	BURGOS	RE-103583	436/BU/RE/b.6.2/661	320	b.6.1	Inscripción definitiva



BIOGAS ENUSA	Juzbado	SALAMANC A	RE-108472	797/SA/RE/b.7.2/ 661	500	b.7.2	Inscripción definitiva
CTR SAN ROMÁN DE LA VEGA	Astorga	LEON	RE-109121	438/LE/RE/b.7.2/ 661	1700	b.7.2	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE CAN MATA	Hostalets de Pierola (Els)	BARCELON A	RE-001570	CAT-923	1048	b.7.1	Inscripción definitiva
ECOPARC Nº 1	Barcelona	BARCELON A	RE-001833	CAT-890	5240	b.7.2	Inscripción definitiva
ECOPARC-2	Montcada i Reixac	BARCELON A	RE-002186	CAT-1028	4192	b.7.2	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE VACARISSES	Vacarisses	BARCELON A	RE-000467	CAT-768	1904	b.7.1	Inscripción definitiva
VAG - JUNEDA	Juneda	LERIDA	RE-3886/1	CAT-833	1332	b.7.2	Inscripción definitiva
ECOPARC DEL MEDITERRANI, S.A	Sant Adrià de Besòs	BARCELON A	RE-004259	CAT-1185	4215	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA DE BIOMETANIZACION CAN BARBA	Terrassa	BARCELON A	RE-004260	CAT-1182	1218	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOTRACTAMENTS VILA-SANA (Fase nº1)	Vila-sana	LERIDA	RE-013147	1289	230	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOTRACTAMENTS VILA-SANA (Fase nº2)	Vila-sana	LERIDA	RE-013147	1289A	152	b.7.2	Inscripción definitiva
AGRICOLA MONTARGULL	Artesa de Segre	LERIDA	RE-052746	1355	365	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGAS REIG PASTOR	Torregrossa	LERIDA	RE-075446	CAT-1390	191	b.7.2	Inscripción definitiva
ENERGIA NATURAL MORA	Móra d'Ebre	TARRAGON A	RE-96B-2		500	b.8.1	Inscripción definitiva
EMSSA-GAVA	Gavà	BARCELON A	RE-000820	CAT-751	450	b.7.2	Inscripción definitiva
CESPA - SANTA MARIA DE PALAUTORDERA (Fase nº1)	Santa Maria de Palautordera	BARCELON A	RE-001160	CAT-871	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
CESPA - SANTA MARIA DE PALAUTORDERA (Fase nº2)	Santa Maria de Palautordera	BARCELON A	RE-001160	CAT-871	1255	b.7.1	Inscripción definitiva
TRACJUSA - ADS DE JUNEDA	Juneda	LERIDA	RE-0308/2	CAT-702	1332	b.7.2	Inscripción definitiva
EDAR SANT FELIU	Sant Feliu de Llobregat	BARCELON A	RE-003735	CAT-1171	642	b.7.2	Inscripción definitiva
NUFRI-BIOGAS (Fase nº1)	Mollerussa	LERIDA	RE-005945	CAT-1211	5000	a.1.3	Inscripción definitiva
NUFRI-BIOGAS (Fase nº2)	Mollerussa	LERIDA	RE-005945	1211	3000	a.1.3	Inscripción definitiva
ABOCADOR DE PEDRET I MARZÀ	Pedret i Marzà	GERONA	RE-100101	1207	626	b.7.2	Inscripción definitiva
ABOCADOR SERRALLARGA	Lleida	LERIDA	RE-100104	1203	30	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOGAS SANT MER (Fase nº1)	Vilademuls	GERONA	RE-100122	1388	370	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGAS SANT MER (Fase nº2)	Vilademuls	GERONA	RE-100122	1388A	130	b.7.2	Inscripción definitiva
SAT MOLINE	Cassà de la Selva	GERONA	RE-100545	1399	365	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGAS EDAR GRANOLLERS	Granollers	BARCELON A	RE-101762	1400	500	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGAS ENERGISAT NATURA	Os de Balaguer	LERIDA	RE-101764	1459	365	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA MECANIC-BIOLOGICA DE BOTARELL	Botarell	TARRAGON A	RE-103223	1397	1250	b.7.2	Inscripción definitiva
CADES PENEDES	Avinyonet del Penedès	BARCELON A	RE-103710	1395	499	b.7.2	Inscripción definitiva



ABOCADOR CONTROLAT CONSELL COMARCAL OSONA	Orís	BARCELON A	RE-103979	1366	60	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA DE DIGESTIO ANEROBIA DE GRANOLLERS	Granollers	BARCELON A	RE-105053	1386	1252	b.7.2	Inscripción definitiva
BG EDAR VIC	Vic	BARCELON A	RE-105814	1490	500	b.7.2	Inscripción definitiva
EDAR DE REUS BIOGAS	Reus	TARRAGON A	RE-106608	1672	240	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGAS EDAR MONTORNES	Montornès del Vallès	BARCELON A	RE-107442	1406	248	b.7.2	Inscripción definitiva
BG MAS BES	Vilobí d'Onyar	GERONA	RE-107950	1740	250	b.7.2	Inscripción definitiva
BM NUFRI-5 (Parcial nº1)	Mollerussa	LERIDA	RE-108040	1394	1000	b.6.1	Inscripción definitiva
BM NUFRI-5 (Parcial nº2)	Mollerussa	LERIDA	RE-108040	1394	1000	b.6.2	Inscripción definitiva
BM DHC MARINA ZONA FRANCA BCN (Parcial nº1)	Barcelona	BARCELON A	RE-108468	1516	497,5	b.6.1	Inscripción definitiva
BM DHC MARINA ZONA FRANCA BCN (Parcial nº2)	Barcelona	BARCELON A	RE-108468	1516	696,5	b.6.2	Inscripción definitiva
BM DHC MARINA ZONA FRANCA BCN (Parcial nº3)	Barcelona	BARCELON A	RE-108468	1516	796	b.6.3	Inscripción definitiva
BG TORRE SANTAMARIA	Balaguer	LERIDA	RE-109017	1838	220	b.7.2	Inscripción definitiva
BG DESEURAS	Sant Bartomeu del Grau	BARCELON A	RE-109157	1715	500	b.7.2	Inscripción definitiva
METARNHEL	Helechosa de los Montes	BADAJOS	RE-001591	RE-012-BA	1300	b.6.2	Inscripción definitiva
INSTALACIÓN DE BIOGÁS DE 800 kW.	Badajoz	BADAJOS	RE-102221	RE/1059/06	800	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA DE BIOMASA MIAJADAS	Miajadas	CACERES	RE-104560	RE/1064/06	15000	b.6.2	Inscripción definitiva
Planta termoeléctrica de aprovechamiento de residuos sólidos urbanos de SOGAMA (Parcial nº2)	Cerceda	LA CORUÑA	RE-003877	RE-04-26 (RE-01-18)	28500	b.6.2	Inscripción definitiva
ENCE - PONTEVEDRA (Fase nº1)	Pontevedra	PONTEVED RA	RE-000605	RE-05-04	26620	a.1.3	Inscripción definitiva
ENCE - PONTEVEDRA (Fase nº2)	Pontevedra	PONTEVED RA	RE-000605	RE-05-04	7950	a.1.3	Inscripción definitiva
ALLARLUZ (Parcial nº1)	Allariz	ORENSE	RE-98B-24	RE-01-19	235	b.6.1	Inscripción definitiva
ALLARLUZ (Parcial nº2)	Allariz	ORENSE	RE-98B-24	RE-01-19	235	b.6.2	Inscripción definitiva
ALLARLUZ (Parcial nº3)	Allariz	ORENSE	RE-98B-24	RE-01-19	1645	b.6.3	Inscripción definitiva
ALLARLUZ (Parcial nº4)	Allariz	ORENSE	RE-98B-24	RE-01-19	235	b.8.2	Inscripción definitiva
BIOGAS (antes UTE GAS-BENS)	Coruña (A)	LA CORUÑA	RE-003944	RE-04-42	2500	b.7.1	Inscripción definitiva
PLANTA DE GENERACION ELECTRICA	Arteixo	LA CORUÑA	RE-005944	RE-05-74	6275	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOGÁS CARBALLO BIOMETANIZACIÓN	Carballo	LA CORUÑA	RE-108381	RE-12-05	191	b.7.2	Inscripción definitiva
VERTEDERO ALCALA DE HENARES	Alcalá de Henares	MADRID	RE-003660	RED-067/03/b.7	2300	b.7.1	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE RSU DE NUEVA RENDIJA	San Fernando de Henares	MADRID	RE-006785	RED-024/05/b.7	1550	b.7.1	Inscripción definitiva
VALDEMINGOMEZ 2000, S.A. (Parcial nº1)	Madrid	MADRID	RE-003647	RE/0205/2006 (ANTERIOR RED-024/03/B.7)	12697,84	b.7.1	Inscripción definitiva



VALDEMINGOMEZ 2000, S.A. (Parcial nº2)	Madrid	MADRID	RE-003647	RE/0205/2006 (ANTERIOR RED-024/03/B.7)	6254,16	b.7.2	Inscripción definitiva
SANGÜESA (Parcial nº1)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-001890	RIRE-100	1656	a.1.3	Inscripción definitiva
SANGÜESA (Parcial nº2)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-001890	RIRE-100	6375,6	a.1.3	Inscripción definitiva
SANGÜESA (Parcial nº3)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-001890	RIRE-100	165,6	a.1.3	Inscripción definitiva
SANGÜESA (Parcial nº4)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-001890	RIRE-100	82,8	a.1.3	Inscripción definitiva
GONGORA	Aranguren	NAVARRA	RE-97D-299		816	b.7.1	Inscripción definitiva
ARAZURI	Cendea de Olza/Oltza Zendea	NAVARRA	RE-97D-384	RIRE-213/213-2	1210	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOMASA DE SANGÜESA (Parcial nº1)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-003066	295-CE	28690	b.6.2	Inscripción definitiva
BIOMASA DE SANGÜESA (Parcial nº2)	Sangüesa/Zangoza	NAVARRA	RE-003066	295-CE	1510	b.6.1	Inscripción definitiva
Biometanización El Culebrete	Tudela	NAVARRA	RE-102390	346	1426	b.7.2	Inscripción definitiva
GENERACIÓN HTN	Caparroso	NAVARRA	RE-104388	354	2900	b.7.2	Inscripción definitiva
BIOENERGIA ULTZAMA S.A.	Irañeta	NAVARRA	RE-105644	358	500	a.1.3	Inscripción definitiva
E-COGENERACIÓN CABANILLAS	Cabanillas	NAVARRA	RE-108474	SCE00353	349	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA DEPURACION AGUAS RESIDUALES	Sestao	BIZKAIA	RE-1875/1	RE.48/19.2	2071	b.7.2	Inscripción definitiva
ARTIGAS	Alonsotegi	BIZKAIA	RE-000021		1440	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOSANMARCOS (Fase nº1)	Donostia-San Sebastián	GIPUZKOA	RE-000020	RE-20-14/24.814	1472	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOSANMARCOS (Fase nº2)	Donostia-San Sebastián	GIPUZKOA	RE-000020	RE-20-14/24.814	736	b.7.1	Inscripción definitiva
COGENERACION IURRETA (Fase nº1, Parcial nº1)	Iurreta	BIZKAIA	RE-96E-3	RE-48-0115	10150	a.1.3	Inscripción definitiva
COGENERACION IURRETA (Fase nº1, Parcial nº2)	Iurreta	BIZKAIA	RE-96E-3	RE-48-0115	4350	a.1.3	Inscripción definitiva
COGENERACION IURRETA (Fase nº2, Parcial nº1)	Iurreta	BIZKAIA	RE-96E-3	RE-48-0115	2071,5	a.1.3	Inscripción definitiva
COGENERACION IURRETA (Fase nº2, Parcial nº2)	Iurreta	BIZKAIA	RE-96E-3	RE-48-0115	4833,5	a.1.3	Inscripción definitiva
COGENERACION VERTEDERO DE GARDELEGUI	Vitoria-Gasteiz	ARABA/ÁLAVA	RE-002985	REPE 01/22	653	b.7.1	Inscripción definitiva
BIOSASIETA	Beasain	GIPUZKOA	RE-003241	REPE 20-81/27028	475	b.7.1	Inscripción definitiva
EDAR BAJO BIDASOA	Hondarribia	GIPUZKOA	RE-5994/2	R.E.20-90/27808	300	b.7.2	Inscripción definitiva
FOMENTO CONSTRUCCIONES Y CONTRATAS, SA Y CESPA CONTEN, SA (BIOCOMPOST DE ALAVA, SA)	Vitoria-Gasteiz	ARABA/ÁLAVA	RE-028028	RE 01/68	716	b.7.2	Inscripción definitiva
PAPELERA GUIPUZCOANA	Hernani	GIPUZKOA	RE-000891		5970	b.8.3	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE IGORRE	Igorre	BIZKAIA	RE-004171	R.E.-48/88	469	b.7.1	Inscripción definitiva
PAPELERA GUIPUZCOANA	Hernani	GIPUZKOA	RE-004175	RE-20-83/25.577	20000	a.1.3	Inscripción definitiva
DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES	Donostia-San Sebastián	GIPUZKOA	RE-004672	R.E. 20-98/28900	1610	a.1.3	Inscripción definitiva



VERTEDERO JATA	Lemoiz	BIZKAIA	RE-012426	RE 48/87	469,6	b.7.1	Inscripción definitiva
GUASCOR INGENIERIA, SA	Vitoria-Gasteiz	ARABA/ÁLAVA	RE-023947	RE 01/69	672	b.6.3	Inscripción definitiva
COGENERACION VECONSA	Alguazas	MURCIA	RE-97D-315	3L09IN000006	6412	a.1.3	Inscripción definitiva
Planta Generación Eléctrica Biogás vertedero R.S.U. Abanilla(Ampliación) (Fase nº1)	Abanilla	MURCIA	RE436-0267	3P08OT000122 3L10IN000160	1064	b.7.1	Inscripción definitiva
COGENERACIÓN EN EDAR MOLINA DE SEGURA	Murcia	MURCIA	RE-102412	9L08OT002857 3L10IN000035	760	a.1.3	Inscripción definitiva
PLANTA GENERACIÓN "EL GORGUEL"	Cartagena	MURCIA	RE-109384	3L12IN000064	1063	b.7.1	Inscripción definitiva
CENTRAL DE GENERACION ELECTRICA DEL D.C. DE NAJERA (Fase nº1)	Nájera	LA RIOJA	RE-003963	PEE/RE/LO-56	800	b.7.1	Inscripción definitiva
CENTRAL DE GENERACION ELECTRICA DEL D.C. DE NAJERA (Fase nº2)	Nájera	LA RIOJA	RE-003963	PEE/RE/LO-56	350	b.7.1	Inscripción definitiva
ECOPARQUE DE LA RIOJA, S.L.	Villamediana de Iregua	LA RIOJA	RE-003964	PEE/RE/LO-RE/57	2130	b.7.2	Inscripción definitiva
VERTEDERO MUNICIPAL	Logroño	LA RIOJA	RE-004716	PEE/RE/LO/B-18	515	b.7.1	Inscripción definitiva
VERTEDERO DE CALAHORRA	Calahorra	LA RIOJA	RE-104075	RE/0001054	500	b.7.1	Inscripción definitiva
COGENERACION MAÑAN	Pinós (el)/Pinoso	ALICANTE	RE-001606	CV-193	3340	b.6.2	Inscripción definitiva
COGENERACION EDAR CARRAIXET	Alboraya	VALENCIA	RE-002352	CV-232	330	b.7.1	Inscripción definitiva
E.P.SANEAM. DE AGUAS RESID. CAV SAGUNTO	Sagunto/Sagunt	VALENCIA	RE-002357	CV-252	330	b.7.2	Inscripción definitiva
INGENIERIA URBANA, S.A. (INUSA) (Fase nº1)	Alicante/Alacant	ALICANTE	RE436-0246	CV-298	1064	b.7.2	Inscripción definitiva
INGENIERIA URBANA, S.A. (INUSA) (Fase nº2)	Alicante/Alacant	ALICANTE	RE436-0246	298	1064	b.7.2	Inscripción definitiva
ENTIDAD PCA S. AGUAS RESID. DE ALGOROS	Elche/Elix	ALICANTE	RE-002705	CV-238	626	b.7.2	Inscripción definitiva
IDAE-AGROVERT, S.L.	Almàssera	VALENCIA	RE-003058	CV-254	2200	b.8.1	Inscripción definitiva
E.D.AGUAS RESIDUALES DE ALCOY	Cocentaina	ALICANTE	RE-4730/2	CV-564	311	b.7.2	Inscripción definitiva
SAT 299 SAN RAMON	Requena	VALENCIA	RE-100496	4382	495	b.7.2	Inscripción definitiva
TRANSFORMACION DE MATERIA VEGETAL, S.L. - TRAMAVE-	Picassent	VALENCIA	RE-102247	4490	499	b.7.2	Inscripción definitiva
VIVEROS DEVADILLO, S.L.	Picassent	VALENCIA	RE-102248	4491	499	b.7.2	Inscripción definitiva
INVERSIONES SETABENSES MOLLA, S.L. (Parcial nº1)	Xàtiva	VALENCIA	RE-103261	4599	412,5	b.6.1	Inscripción definitiva
INVERSIONES SETABENSES MOLLA, S.L. (Parcial nº2)	Xàtiva	VALENCIA	RE-103261	4599	198	b.6.2	Inscripción definitiva
INVERSIONES SETABENSES MOLLA, S.L. (Parcial nº3)	Xàtiva	VALENCIA	RE-103261	4599	412,5	b.6.3	Inscripción definitiva
INVERSIONES SETABENSES MOLLA, S.L. (Parcial nº4)	Xàtiva	VALENCIA	RE-103261	4599	198	b.8.1	Inscripción definitiva
INVERSIONES SETABENSES MOLLA, S.L. (Parcial nº5)	Xàtiva	VALENCIA	RE-103261	4599	412,5	b.8.2	Inscripción definitiva
PAPELERA DE LA ALQUERIA, S.L.	Alqueria d'Asnar (l')	ALICANTE	RE-104458	4824	330	a.1.3	Inscripción definitiva
APLICACIONES TECNOLOGICAS A SERVICIOS Y MANTENIMIENTOS, S.L. -APLITEC, S.L.-	Vall d'Uixó (la)	CASTELLON	RE-105122	4922	500	b.7.2	Inscripción definitiva
PLANTA DE TRATAMIENTO R.S.U. EL CAMPELLO	Campello (el)	ALICANTE	RE-105708	5011	1432	b.7.2	Inscripción definitiva



PLANTA DE BIODIGESTION DE RESIDUOS  
AGROALIMENTARIOS EN CATI

Catí

CASTELLON

RE-107316

5179

499

b.7.2

Inscripción  
definitiva

## 20.2 ANEXO: INSTALACIONES DE BIOMASA CON PREASIGNACIÓN A DÍA 15 MARZO 2012

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-BIOG-00001 (Parcial B)	PLANTA DE TRATAMIENTO DE PURINES (Parcial B)	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,60		A
PRE-BIOG-00002 (Parcial B)	PLANTA DE TRATAMIENTO DE PURINES (Parcial B)	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,60		A
PRE-BIOG-00004	SOCIEDAD AGRARIA DE TRANSFORMACION Nº 1.596 "NUFRI"	BIOGÁS	CATALUÑA	LÉRIDA	3,00		A
PRE-BIOG-00005	SAT MOLINE	BIOGÁS	CATALUÑA	GERONA	0,37		A
PRE-BIOG-00006	PLANTA DE GENERACION CON BIOGAS EN EDAR GRANOLLERS	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,50		A
PRE-BIOG-00007	CADES PENEDES, S.A.	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,50		A
PRE-BIOG-00008	PLANTA DE GENERACION DE "MONTEMARTA CÓNICA"	BIOGÁS	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,05		A
PRE-BIOG-00009	ABOCADOR DEL CONSELL COMARCAL D' OSONA	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,06		A
PRE-BIOG-00011	PLANTA DE GENERACION A BIOGAS EN TOLEDO.GRUPO 2	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,06		A
PRE-BIOG-00012	CENTRAL DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE BIOGAS DEL VERTEDERO DE NAJERA	BIOGÁS	LA RIOJA	LA RIOJA	1,15		A
PRE-BIOG-00013	CENTRAL DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE BIOGAS DEL VERTEDERO DE BADAJOZ	BIOGÁS	EXTREMADURA	BADAJOZ	0,80		A
PRE-BIOG-00014	PLANTA DE GENERACION A BIOGAS EN ASANILLA.GRUPO 2	BIOGÁS	MURCIA	MURCIA	1,06		A
PRE-BIOG-00015	PLANTA DE GENERACION A BIOGAS DE "MONTEMARTA CÓNICA"	BIOGÁS	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,06		A
PRE-BIOG-00016	BIOGAS ENERGISAT NATURA	BIOGÁS	CATALUÑA	LÉRIDA	0,37		A
PRE-BIOG-00017	PLANTA DE REGIMEN ESPECIAL-EDAR MONTORNES	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,25		A
PRE-BIOG-00018	PLANTA DE RECUPERACION COMPOSTAJE Y BIOMETRIZACION DE RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS	BIOGÁS	ANDALUCÍA	JAÉN	0,40		A
PRE-BIOG-00020	INSTALACION DE CAPTACION Y VALORIZACION DEL BIOGAS DEL VERTEDERO DE VALSEQUILLO	BIOGÁS	ANDALUCÍA	MÁLAGA	2,55		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-BIOG-00021	GENERACION HTN	BIOGÁS	NAVARRA	PAMPLONA	2,90		A
PRE-BIOG-00022	COGENERACION ENERGETICA A PARTIR DE BIOGAS A LA DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES DE VIC	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,50		A
PRE-BIOG-00023	PLANTA DE GENERACION A BIOGAS DE MONTEMARTA CÓNICA	BIOGÁS	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,06		A
PRE-BIOG-00024	PLANTA DE DIGESTIO ANAEROBICA I DE COMPOSTAJE DEL CENTRE COMARCAL DE TRACTAMENT DE RESIDUS DEL VALLÉS ORIENTAL	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	1,25		A
PRE-BIOG-00025	EDAR POBLA DE FARNALS	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,33		A
PRE-BIOG-00026	PLANTA DE VALORIZACION DE RESIDUOS DE 500 KW DE POTENCIA EN VALL D'UIXÓ	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	CASTELLÓN	0,50		A
PRE-BIOG-00027	PLANTA DE APROVECHAMIENTO ENERGETICO DEL BIOGAS DEL VERTEDERO DE CALAHORRA	BIOGÁS	LA RIOJA	LA RIOJA	0,50		A
PRE-BIOG-00028	PLANTA DE BIOGAS AGROINDUSTRIAL	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,50		A
PRE-BIOG-00029	PLANTA DE BIOGAS AGROINDUSTRIAL	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,50		A
PRE-BIOG-00030	PLANTA DE BIOMETANIZACION JUZBADO	BIOGÁS	CASTILLA Y LEÓN	SALAMANCA	0,50		A
PRE-BIOG-00031	COMPLEJO PARA EL TRATAMIENTO DE RESIDUOS URBANOS DE ZARAGOZA	BIOGÁS	ARAGÓN	ZARAGOZA	5,42		A
PRE-BIOG-00032	CENTRAL DE GENERACION ELECTRICA MEDIANTE BIOGAS DEL VERTEDERO DE JEREZ DE LA FRONTERA	BIOGÁS	ANDALUCÍA	CÁDIZ	1,15		A
PRE-BIOG-00033	COMPLEJO MEDIOAMBIENTAL LA VEGA	BIOGÁS	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,42		A
PRE-BIOG-00034	S.A.T. 299 SAN RAMÓN	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,50		A
PRE-BIOG-00035	PLANTA DE GENERACION A BIOGAS EN TOLEDO, GRUPO 3	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,06		A



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-BIOG-00036	EDAR REUS BIOGÁS	BIOGÁS	CATALUÑA	TARRAGONA	0,24		A
PRE-BIOG-00037	PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA POR DESGASIFICACIÓN DE RSU DEL CTRU DE ALBACETE	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	ALBACETE	1,08		A
PRE-BIOG-00038	PLANTA RSU DE LAS MARINAS	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	ALICANTE	1,40		A
PRE-BIOG-00039	DEPURADORA DE VALLADOLID	BIOGÁS	CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	1,35		A
PRE-BIOG-00040	BIOGÁS SAINT MER	BIOGÁS	CATALUÑA	GIRONA	0,13		A
PRE-BIOG-00041	PLANTA MECANIC-BIOLÓGICA DE BOTARELL	BIOGÁS	CATALUÑA	TARRAGONA	1,25		A
PRE-BIOG-00042	PLANTA DE BIODIGESTIÓN DE RESIDUOS AGROALIMENTARIOS EN CATT	BIOGÁS	COMUNIDAD VALENCIANA	CASTELLÓN	0,50		A
PRE-BIOG-00043	E.D.A.R. GAIKAO, PLANTA DE COGENERACIÓN POR BIOGÁS DE 142 kW	BIOGÁS	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	0,14		A
PRE-BIOG-00044	DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES	BIOGÁS	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	1,61		A
PRE-BIOG-00045	PLANTA DE GENERACIÓN A BIOGÁS "LOS RUICES"; GRUPO 3	BIOGÁS	ANDALUCÍA	MÁLAGA	1,06		A
PRE-BIOG-00046	COGENERACIÓN EDAR TARRAGONA	BIOGÁS	CATALUÑA	TARRAGONA	0,27		A
PRE-BIOG-00047	BG SVENDBORG PV VII, S.L.U.	BIOGÁS	CATALUÑA	LERIDA	2,40		A
PRE-BIOG-00048	VERTEDERO VALDEPEÑAS	BIOGÁS	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	0,12		A
PRE-BIOG-00050	PLANTA DE GENERACIÓN A BIOGÁS EN "EL GORGUEL" (GARTAGENA)	BIOGÁS	MURCIA	MURCIA	1,06		
PRE-BIOG-00051	BG MAS BER	BIOGÁS	CATALUÑA	GIRONA	0,25		A
PRE-BIOG-00052	BIOMETANIZACIÓN EL CULEBRETE	BIOGÁS	NAVARRA	PAMPLONA	1,43		A
PRE-BIOG-00055	SELECCIÓN DE SEURAS, S.L.	BIOGÁS	CATALUÑA	BARCELONA	0,50		A
PRE-BIOG-00056	PLANTA DE BIOMETANIZACIÓN DE RESIDUOS GANADEROS 500 kW	BIOGÁS	ARAGÓN	ZARAGOZA	0,50		A
PRE-BIOG-00058	BG MAKASSAR PV IV	BIOGÁS	CATALUÑA	LLEIDA	0,50		A
PRE-BIOM-00001	PLANTA DE BIOMASA DE MAJADAS	BIOMASA	EXTREMADURA	CACERES	15,00		A
PRE-BIOM-00002	PLANTA DE BIOMASA DE BRIVIESCA	BIOMASA	CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	16,00		A
PRE-BIOM-00003	PLANTA DE BIOMASA DE ALCAZAR DE SAN JUAN	BIOMASA	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	15,00		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-BIOM-00004	SOCIEDAD AGRARIA DE TRANSFORMACIÓN Nº 1.596 "NIFRI"	BIOMASA	CATALUÑA	LÉRIDA	2,00		A
PRE-COG-00192 (Antigua PRE-BIOM-00005)	BIOENERGÍA DE NAVARRA, S.L. (BIOENA)	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	27,50		A
PRE-BIOM-00006	PLANTA DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE BIOMASA "LA PUEBLA DE ALMORADIEL"	BIOMASA	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	3,00		A
PRE-BIOM-00007	BIOELÉCTRICA DE LINARES S.L.	BIOMASA	ANDALUCÍA	JAÉN	15,00		A
PRE-BIOM-00010	CTR. SAN ROMAN DE LA VEGA	BIOMASA	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	1,72		A
PRE-BIOM-00011	BIOMASA CEASA NAVIA	BIOMASA	ASTURIAS	ASTURIAS	36,20		A
PRE-BIOM-00012	CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE BIOMASA FORESTAL DE CORDUENTE	BIOMASA	CASTILLA-LA MANCHA	GUADALAJARA	2,00		A
PRE-BIOM-00013	CENTRAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE BIOMASA AGRÍCOLA	BIOMASA	ANDALUCÍA	JAÉN	6,00		A
PRE-BIOM-00016	PARCELAS 1,2 Y 3 DEL POLIGONO AGRO-INDUSTRIAL "LOS RUJEDOS"	BIOMASA	ANDALUCÍA	CORDOBA	0,10		A
PRE-BIOM-00017	POLIGONO INDUSTRIAL CARRETERA LA GALERA (Parcela 42 a 45)	BIOMASA	CATALUÑA	TARRAGONA	12,20		A
PRE-BIOM-00018	PARTIDA DE LA BASTIDA SINXATIVA VALENCIA	BIOMASA	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	1,65		A
PRE-BIOM-00022	PLANTE DE GENERACION DE 50 MW CON BIOMASA	BIOMASA	ANDALUCÍA	HUELVA	50,00		A
PRE-BIOM-00023	BIOMASA VERA Y GALLEGO	BIOMASA	ANDALUCÍA	GRANADA	0,70		A
PRE-BIOM-00025	BIOMASA CIUDAD DEL MEDIOAMBIENTE	BIOMASA	CASTILLA Y LEÓN	SORIA	15,00		A
PRE-BIOM-00026	BIOMASA DE CANTABRIA	BIOMASA	CANTABRIA	SANTANDER	10,00		A
PRE-BIOM-00027	BM DHC MARINA ZONA FRANCA BCN	BIOMASA	CATALUÑA	BARCELONA	1,99		A
PRE-BIOM-00028	PLANTA DE COGENERACION DE 2 MW A PARTIR DE BIOMASA	BIOMASA	ARAGÓN	ZARAGOZA	2,00		
PRE-BIOM-00029	PLANTA DE BOMASA EN MERIDA DE 20 MW	BIOMASA	EXTREMADURA	BADAJOS	20,00		A
PRE-BIOM-00030	PLANTA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA AGRÍCOLA Y FORESTAL DE 100 Kw.	BIOMASA	CASTILLA LA MANCHA	ALBACETE	0,10		A



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-BIOG-00001 (Parcial A)	PLANTA DE TRATAMIENTO DE PURINES (Parcial A)	TRATAMIENTO DE REDUCCIÓN DE RESIDUOS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	15,00		A
PRE-BIOG-00002 (Parcial A)	PLANTA DE TRATAMIENTO DE PURINES (Parcial A)	TRATAMIENTO DE REDUCCIÓN DE RESIDUOS	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	15,00		A
PRE-COG-00001	CENTRAL DE COGENERACIÓN DE 3825 kW	COGENERACIÓN	EXTREMADURA	BADAJOS	3,83		A
PRE-COG-00002	PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOGÁS DE SAICA-2	COGENERACIÓN	ARAGÓN	ZARAGOZA	7,50		A
PRE-COG-00003	COGENERACIÓN EMBOTTIS ESPINA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,50		A
PRE-COG-00004	PLANTA DE COGENERACIÓN DE ASESA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	13,78		A
PRE-COG-00005	PLANTA DE COGENERACIÓN TORTOSA ENERGÍA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	13,58		A
PRE-COG-00006	COGENERACIÓN ESTEVE SANTIAGO II	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	0,99		A
PRE-COG-00007	CERÁMICAS DE ALMACELLAS	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LÉRIDA	0,49		A
PRE-COG-00008	CERÁMICA PEÑO	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	0,99		A
PRE-COG-00009	CERÁMICA MILLAS E HIJO I	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	0,99		A
PRE-COG-00010	PORT ECOREL, AIE	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	4,17		A
PRE-COG-00011	DELICATESSEN LA ERMITA, S.L	COGENERACIÓN	CANTABRIA	CANTABRIA	0,49		A
PRE-COG-00012	INSTALACIÓN DE MICROGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO EN PROMOCIÓN DE VIVIENDAS DE COMENAR VIEJO (MADRID)	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,02		A
PRE-COG-00013	INSTALACIÓN DE MICROGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS EN PROMOCIÓN DE VIVIENDAS DE COLMENAR VIEJO	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,07		A
PRE-COG-00014	POLIGENERACIÓN PARC DE L'ALBA ST4	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	9,76		A
PRE-COG-00015	COMPANIA ENERGETICA DE LINARES, S.L	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	JAÉN	25,00		A
PRE-COG-00016	MOVIALSA II AMPLIACION	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	5,92		A
PRE-COG-00017	MOVIALSA III	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	9,91		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00018	MOVIALSA V	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	9,91		A
PRE-COG-00019	PETRONOR 3	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	VIZCAYA	43,09		A
PRE-COG-00020	COMPANIA ENERGETICA DE JABALQUINTO, S.L	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	JAÉN	13,70		A
PRE-COG-00021	COGENERACIÓN CEASA NAVIA	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	40,33		A
PRE-COG-00022	CENTRAL DE CICLO COMBINADO PROPIEDAD DE PAPELES Y CARTONES DE EUROPA S.A (EUROPA&C)	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	PALENCIA	34,95		A
PRE-COG-00023	COGENERACIÓN VISCOFAN	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	16,60		A
PRE-COG-00024	COGENERACIÓN TRIGINERADORA DE ALBELDA (AMPLIACIÓN)	COGENERACIÓN	LA RIOJA	LA RIOJA	9,99		A
PRE-COG-00025	MANUFACTURAS COGENERACIÓN	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	SALAMANCA	1,00		A
PRE-COG-00026	PALACIO DE LOS DEPORTES Y POLIDEPORTIVO	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	VIZCAYA	0,09		A
PRE-COG-00027	PLANTA DE CHIPEADO Y SECADO DE MADERA CON COGENERACIÓN	COGENERACIÓN	CANTABRIA	CANTABRIA	3,24		A
PRE-COG-00028	COGENERACIÓN HOTEL TERMES MONTERÍO	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	0,50		A
PRE-COG-00029	CENTRAL DE COGENERACIÓN UNIDAD DE COGENERACIÓN Nº2 AMPLIACIÓN REFINERIA C-10	COGENERACIÓN	MURCIA	MURCIA	40,51		A
PRE-COG-00030	SPORI RELAX, S.L	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,07		A
PRE-COG-00031	CENTRAL DE COGENERACIÓN A GAS NATURAL	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	19,91		A
PRE-COG-00033	CENTRAL DE COGENERACIÓN CON BIOMASA (CBIO1)	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	HUELVA	27,50		A
PRE-COG-00034	COGENERACIÓN EL TORILEJO	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	8,10		A
PRE-COG-00035	COGENERACIÓN ALEXAN-ARTESA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LÉRIDA	1,00		A
PRE-COG-00036	PLANTA DE COGENERACIÓN DE ZARZALEJO	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	1,42		A
PRE-COG-00037	MICROGENERACIÓN CIMARE DE DEU DEL PORT	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,01		A
PRE-COG-00038	INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA UNA MICROGENERACIÓN EN HOTEL LIBER&SPA	COGENERACIÓN	CANTABRIA	CANTABRIA	0,08		A





Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00040	UR BEROA S. COOP	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	1,00		A
PRE-COG-00041	MALPESA 3	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	JAÉN	0,99		A
PRE-COG-00042	AZUCARERA DEL DUERO	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	ZAMORA	4,95		A
PRE-COG-00043	COGENERACION CÁRNICAS VILLAR	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	0,50		A
PRE-COG-00044	PANTA DE COGENERACION DE LA SOCIEDAD PENINSULAR DE COGENERACION SA	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	31,34		A
PRE-COG-00045	CENTRAL DE COGENERACION CON MOTOR DE BIOGAS	COGENERACIÓN	MURCIA	MURCIA	0,76		A
PRE-COG-00046	TORTOSA ENERGIA 2	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	13,58		A
PRE-COG-00047	PLA DE PRADELLS	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,80		A
PRE-COG-00048	COGENERACION JUMSAL (JUMSAL SA)	COGENERACIÓN	MURCIA	MURCIA	1,00		A
PRE-COG-00049	IBERFRUTA-MUERZA (BEBÉ)	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	0,99		A
PRE-COG-00050	ALCOLEG QUIMICOS, S.L	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	VIZCAYA	12,20		A
PRE-COG-00052	CTPA Trigeración	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,00		A
PRE-COG-00053	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN DE 940kW en Agrícola S. Coop	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	0,64		A
PRE-COG-00054	"PAFERTECH ENERGIA" Planta de cogeneración de 8,5MW en Papertech	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	8,48		A
PRE-COG-00055	PLANTA DE COGENERACION DE 249kW EN EL EDIFICIO POLITÉCNICO DE LA UNIVERSIDAD DE CASTILLA LA MANCHA	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	0,25		A
PRE-COG-00056	PLANTA DE COGENERACIÓN A BIOGAS DE ALMENAR	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LÉRIDA	3,00		A
PRE-COG-00057	COGENERACION A BIOGAS	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	7,63		A
PRE-COG-00059	CENTRAL DE COGENERACION EN EL BALNEARIO DE ARCHENA	COGENERACIÓN	MURCIA	MURCIA	0,95		A
PRE-COG-00060	COGENERACION CON MOTOR A BIOGAS DE 0,330 kW EN PAPELERA DE LA ALQUERÍA, SL	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	ALICANTE	0,33		A
PRE-COG-00061	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN EDIFICIO POLITÉCNICO UNIVERSIDAD DE ALCALÁ DE HENARES	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,46		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00062	PLANTA COGENERACION A GAS NATURAL DE 7852 Kw PARA CALEFACCION Y APORTE DE CO2 EN FINCA AGRICOLA DE 28 Ha	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	ALMERÍA	7,85		A
PRE-COG-00063	PLANTA DE COGENERACION CON TURBOGENERADOR A GAS CON POTENCIA 5,617 MWh	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	5,62		A
PRE-COG-00064	PLANTA DE COGENERACION DE BIEFFE MEDITAL-TEC94	COGENERACIÓN	ARAGÓN	HUESCA	10,00		A
PRE-COG-00065	MUSEO DE LA EVOLUCION HUMANA-CENTRAL DE INSTALACIONES Y SERVICIOS	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	2,32		A
PRE-COG-00066	COGENERACION EMBUTIDOS RODRIGUEZ	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	1,00		A
PRE-COG-00067	COGENERACION URBASER	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00068	COGENERACION SAN CIPRIAN 2	COGENERACIÓN	GALICIA	OURENSE	3,91		A
PRE-COG-00069	MICROCOGENERACION CENTRO DEPORTIVO SIDECU	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	0,10		A
PRE-COG-00070	COGENERACION LA ESPINA, SL	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	1,00		A
PRE-COG-00071	MICROCOGENERACION DE 15 Kw	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,02		A
PRE-COG-00072	MICROFASAD	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00073	POLIDEPORTIVO MUNICIPAL DE REKALDE	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	VIZCAYA	0,09		A
PRE-COG-00074	PLANTA DE CODIGESTION DE PURINES ESTIERCOLES Y COGENERACION ASOCIADA DE 500 Kw	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CUENCA	0,50		A
PRE-COG-00075	COOPERATIVA GANADERA ANDALUZA DEL VALLE DE LOS PEDROCHES	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	CORDOBA	3,99		A
PRE-COG-00076	BIOENERGIA MENDI SL	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	0,50		A
PRE-COG-00077	NUOVA COGENERACION CERÁMICA RIOBOO	COGENERACIÓN	GALICIA	A CORUÑA	0,99		A
PRE-COG-00078	CENTRAL DE COGENERACION "PORTAL EBRO"	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	CÁDIZ	18,44		A
PRE-COG-00079	COGENERACION GESBRICK	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	1,00		A
PRE-COG-00080	EMBALAJES DE PAMPLONA, SL	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	0,99		A



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00081	HIJOS DE CRUZ HERNANDEZ	COGENERACIÓN	LA RIOJA	LA RIOJA	0,08		A
PRE-COG-00082	CAN LLONG, CLUB NATACIO SABADELL	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,35		A
PRE-COG-00083	CAOBAR-2	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	GUADALAJARA	0,97		A
PRE-COG-00084	CENTRAL COGENERACION FERTESA	COGENERACIÓN	ARAGÓN	TERUEL	1,00		A
PRE-COG-00085	COGENERACION PISCINAS BERNAT PICORNELL	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,30		A
PRE-COG-00086	CIUDAD AGROALIMENTARIA DE TUDELA	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	9,99		A
PRE-COG-00087	CERAMICA MILLAS E HIJOS II	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	0,99		A
PRE-COG-00088	COGENERACION RESIDENCIA MILAGROSA	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	ZAMORA	0,10		A
PRE-COG-00089	MICRO-COGENERACION VALORFAT RIOS	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	0,06		A
PRE-COG-00090	COGENERACION DERBY-LIAZ	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	1,00		A
PRE-COG-00091	MICROCOGENERACION ANDROMEDA 5	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,02		A
PRE-COG-00092	COG. HOTEL LE MÉRIDIEN RA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	0,50		A
PRE-COG-00093	COGENERACION JEVASO SL	COGENERACIÓN	GALICIA	A CORUÑA	0,50		A
PRE-COG-00094	COESGA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	GERONA	1,00		A
PRE-COG-00095	BIOENERGIA ULTZAMA SA	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	0,50		A
PRE-BIOG-00093 (Antiguo PRE-COG-00096)	PLANTA DE BIOMETANIZACION DE RESIDUOS INDUSTRIALES	BIOGÁS	GALICIA	PONTEVEDRA	0,19		A
PRE-COG-00097	MICROCOGENERACION EN EDIFICIO DE 40 VIVIENDAS	COGENERACIÓN	LA RIOJA	LA RIOJA	0,01		A
PRE-COG-00098	NUFRI-1	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LÉRIDA	3,94		A
PRE-COG-00099	NUFRI-2	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LÉRIDA	1,48		A
PRE-COG-00100	INSTALACION DE TRIGENERACION DE 760 KW	COGENERACIÓN	ARAGÓN	ZARAGOZA	0,76		A
PRE-COG-00101	COGENERACION CLIMBER	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	ALICANTE	1,00		A
PRE-COG-00102	COGENERACIÓN HC-TUDELA ABOÑO	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	10,00		A
PRE-COG-00103	COGENERACION IV	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	CASTELLÓN	25,62		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00104	CENTRAL DE TRIGENERACION- DIPUTACION DE MÁLAGA	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	MÁLAGA	2,74		A
PRE-COG-00105	MICRO COGENERACION PABLO GOROSABEL	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	0,01		A
PRE-COG-00106	COGENERACION TUDELANA 2	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	1,00		A
PRE-COG-00107	HOSPITAL DE BASURTO	COGENERACIÓN	PAIS VASCO	VIZCAYA	2,00		A
PRE-COG-00108	INSTALACIÓN DE MICROGENERACIÓN CON MOTORES DE GAS EN PROMOCIÓN DE VIVIENDAS DE PARACUELLOS DEL JARAMA	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,04		A
PRE-COG-00109	PAPELERA AMAROZ, SA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	6,97		A
PRE-COG-00110	FUTUR COGENERACION C.N. MANRESA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,20		A
PRE-COG-00111	FUTUR COGENERACION C.N. SANT FELIU DE LLOBREGAT	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,14		A
PRE-COG-00112	DEL POZO	COGENERACIÓN	EXTREMADURA	BADAJOS	4,00		A
PRE-COG-00113	MICROCOGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO EN PROMOCION DE VIVIENDAS DE COLEMINAR VIEJO	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,04		A
PRE-COG-00114	COGENERACIÓN OLIMPIA	COGENERACIÓN	NAVARRA	MUTILVA BAJA	0,5		A
PRE-COG-00115	COGENERACION LAVANDERIAS DEL EBRO	COGENERACIÓN	ARAGÓN	HUESCA	0,50		A
PRE-COG-00117	EDAR REUS GN	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	0,24		A
PRE-COG-00118	TEJAS Y L. DEL MEDITERRÁNEO, SA	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	1,07		A
PRE-COG-00119	COGENERACION HERMANOS OBLANCA, SL	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	LEÓN	0,50		A
PRE-COG-00120	COGENERACION UROLA GARAIKO FUNDAZIOA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	0,03		A
PRE-COG-00121	INSTALACION DE MICROCOGENERACION DE 20 KW EN EL HOTEL SANCHO ABARCA DE HUESCA	COGENERACIÓN	ARAGÓN	HUESCA	0,02		A



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00122	PLANTA DE COGENERACIÓN DE 500 KW EN EL POLIDEPORTIVO MUNICIPAL "DEHESA BOYAL" SAN SEBASTIAN DE LOS REYES	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,50		A
PRE-COG-00123	MICROCOGENERACIÓN HUERTA MONROY	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	ALBACETE	0,01		A
PRE-COG-00124	ENERCRISA	Cogeneración	CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	2,85		A
PRE-COG-00125	AQUA VIGO XESTION DEPORTIVA, S.A.	Cogeneración	GALICIA	Pontevedra	0,05		A
PRE-COG-00126	ENVASES UREÑA 2	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	GRANADA	1,00		A
PRE-COG-00127	PISCINAS DE ALBELDA	COGENERACIÓN	LA RIOJA	LA RIOJA	0,03		A
PRE-COG-00128	COGENERACION ANGLÉS TEXTIL	COGENERACIÓN	CATALUÑA	GIRONA	1,00		A
PRE-COG-00129	COGENERACION CERAMICAS VIDAL BENEYTO	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,50		A
PRE-COG-00130	COGENERACION HARIMASA	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	0,03		A
PRE-COG-00131	INSTALACIÓN DE MICROCOGENERACIÓN EN LA PISCINA MUNICIPAL "EL BOVALAR"	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,02		A
PRE-COG-00132	COGENERACIÓN DERCOSA	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,50		A
PRE-COG-00133	242 VPO EN PARCELA M-3 DEL SECTOR 11 DE SALBURUA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	ÁLAVA	0,07		A
PRE-COG-00134	29 VIVIENDAS SOCIALES Y 74 V.P.O. EN PARCELA AR-1 DE ARANTZAR-SOLOA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	ÁLAVA	0,03		A
PRE-COG-00135	100 V.P.O. EN PARCELA AR-2, ARANTZAR-SOLOA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	ÁLAVA	0,03		A
PRE-COG-00136	IDAE-SANT JOAN, A.I.E	COGENERACIÓN	CATALUÑA	GIRONA	24,90		A
PRE-COG-00137	COGENERACION MS-MIT Nº EXPEDIENTE 1650	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00138	DUET RUBI	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,07		A
PRE-COG-00139	COGENERACION TB-HORTA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,24		A
PRE-COG-00140	MICROCOGENERACION 5,5 kWe, 91 VIVINEDAS ESPARTALES, ALCALÁ DE HENARES, MADRID	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,01		A
PRE-COG-00141	PLANTA DE COGENERACIÓN ENTREPINARES	COGENERACIÓN	GALICIA	LUGO	1,00		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00142	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN DE 500 kW EN EL HOTEL HELIOS	COGENERACIÓN	BALEARES	BALEARES	0,50		A
PRE-COG-00143	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN DE 500 kW EN EL HOTEL TIMOR	COGENERACIÓN	BALEARES	BALEARES	0,50		A
PRE-COG-00146	INSTALACIÓN DE MICROCOG. EN COLEGIO MAYOR UNIVERSITARIO MENÉNDEZ PELAYO	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	VALLADOLID	0,03		A
PRE-COG-00147	MICROCOG. 40 kWe 105 VIVIENDAS MÓSTOLES; C/ PERSEO 14	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,04		A
PRE-COG-00148	JOVER ENERGÍA	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	ALICANTE	0,50		A
PRE-COG-00149	COGENERACIÓN 80 kW EN LECHE GAZA	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	ZAMORA	0,08		
PRE-COG-00150	PROYECTO DE CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	1,00		
PRE-COG-00151	COGENERACIÓN L'AMETLLA ALPHA 7	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	0,09		A
PRE-COG-00152	COGENERACIÓN QUINTANAR ALPHA 15	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	0,09		A
PRE-COG-00153	DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	4,25		A
PRE-COG-00154	INSTALACIÓN DE MICROCOG. DE 15 kW PARA EDIFICIO DESTINADO A SEDE DE LA TESORERÍA DE LA SEGURIDAD SOCIAL EN PALENCIA	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	PALENCIA	0,02		A
PRE-COG-00156	PAPEL ARALAR, S.A.	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	14,80		A
PRE-COG-00158	COGENERACION FRONTÓN DE MIRIBILLA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	VIZCAYA	0,05		A
PRE-COG-00159	AGUSTÍN BARRAL, S.A.	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	1,00		A
PRE-COG-00161	FUTUR COGENERACION PISCINA JOAN SERRA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00162	CG HOSPITAL SAN RAFAEL	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,40		A
PRE-COG-00163	CN GRANOLLERS	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,40		A
PRE-COG-00164	INDETEX A-PALAFOLLS	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	1,00		A
PRE-COG-00166	COGENERACION PRODUCTOS DEL OLIVAR	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	GRANADA	1,00		A
PRE-COG-00167	COGENERACIÓN BAKH	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	ÁLAVA	0,38		A



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00168	PLANTA DE COG. GAS NATURAL DE 500 KW PARA CLIMATIZACIÓN EN FINCA AGRÍCOLA DE 0,8 Ha	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	JAÉN	0,50		A
PRE-COG-00169	COGENERACIÓN LUBRISUR	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	CADIZ	39,25		A
PRE-COG-00170	RESIDENCIA MARISTAS	COGENERACIÓN	LA RIOJA	LA RIOJA	0,03		A
PRE-COG-00171	MICROCAMOCHA	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00172	MICROVIPASA_ROCES_ACA380	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00173	MICROVIPASA_ROCES_ACA390	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00174	MICROVIPASA_ROCES_ACA330	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00175	MICROVIPASA_ROCES_ACA320	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00176	CAN LLONG, CLUB NATACIÓ SABADELL	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,48		A
PRE-COG-00177	PLANTA DE COG. DE 999 KE PARA LACTEOS INDUSTRIALES AGRUPADOS S.A.	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	GUADALAJARA	1,00		
PRE-COG-00178	INSTALACION DE PLANTA DE MICROCOG. PARA APORTE PARCIAL DE AGUA CALIENTE SANITARIA EN EDIF. DE 56 VIVIENDAS	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	0,01		A
PRE-COG-00179	INSTALACION DE PLANTA DE MICROCOG. PARA APORTE PARCIAL DE AGUA CALIENTE SANITARIA EN EDIF. DE 149 VIVIENDAS	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	0,01		A
PRE-COG-00180	INSTALACION DE PLANTA DE MICROCOG. PARA APORTE PARCIAL DE AGUA CALIENTE SANITARIA EN EDIF. DE 27 VIVIENDAS	COGENERACIÓN	NAVARRA	PAMPLONA	0,01		A
PRE-COG-00182	PLANTA DE COGEN. ASOCIADA A PLANTA DE TRANSFORMACIÓN DE BIOMASA DE TRADO-PONTEVEDRA	COGENERACIÓN	GALICIA	OURENSE	0,59		
PRE-COG-00183	PLANTA DE COG. A GAS NATURAL DE 1,5 MW PARA REFRIGERACIÓN DE ALMACÉN AUTOMATIZADO	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	ALMERÍA	1,50		
PRE-COG-00185	MICROCOGENERACIÓN GETAFE 9130	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,03		
PRE-COG-00186	COGENERACIÓN VILLA ROMÁN-70 KW	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CUENCA	0,07		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00187	INSTALACION DE COGENERACION DE LA PISCINA REY JUAN CARLOS	COGENERACIÓN	CASTILLA LA MANCHA	CIUDAD REAL	0,02		A
PRE-COG-00188	COGENERACIÓN ERTASA	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	ALBACETE	0,88		A
PRE-COG-00189	COGENERACIÓN VALES CORUÑA	COGENERACIÓN	GALICIA	A CORUÑA	0,50		
PRE-COG-00190	COGENERACIÓN ACCURA GAVA ALPHA 14	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,09		A
PRE-COG-00191	COGENERACION HOTEL CIUTAT GRANOLLERS ALPHA 16	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00193	SIEROLAM, S.A.	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	1,00		
PRE-COG-00194	PISCINA SAN JUAN DE AZNALFARACHE	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	SEVILLA	0,10		
PRE-COG-00196	COGENERACIÓN HELADOS ALACANT	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	ALICANTE	1,00		
PRE-COG-00197	COGENERACIÓN Nº1-LADRILLERIAS MALLORQUINAS, S.A.; Nº RIPRE 1539	COGENERACIÓN	BALEARES	BALEARES	0,08		
PRE-COG-00198	COGENERACIÓN Nº2-LADRILLERIAS MALLORQUINAS, S.A.; Nº RIPRE 0999	COGENERACIÓN	BALEARES	BALEARES	0,20		
PRE-COG-00199	COGENERACIÓN J. VILASECA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	1,01		
PRE-COG-00200	MICROCOGENERACIÓN PISCINA MUNICIPAL	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	CIUDAD REAL	0,02		
PRE-COG-00201	COGENERACIÓN POLIDEPORTIVO USABAL DE TOLOSA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	GUIPUZCOA	0,30		
PRE-COG-00203	HOSPITAL UNIVERSITARIO VIRGEN DE LAS NIEVES	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	GRANADA	0,85		
PRE-COG-00205	MOLGÁS COGENERACIÓN GRAINTO	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,00		
PRE-COG-00206	COGENERACIÓN MARINA BESÓS	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		
PRE-COG-00208	TORTOSA ENERGÍA	COGENERACIÓN	CATALUÑA	TARRAGONA	4,00		
PRE-COG-00209	JUMISA 1	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,00		
PRE-COG-00210	COGENERACIÓN IURRETA	COGENERACIÓN	PAIS VASCO	VIZCAYA	6,91		
PRE-COG-00211	LINGEGAS 2	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	1,00		
PRE-COG-00212	COGENERACIÓN COMPLEJO CUZCO	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	1,00		
PRE-COG-00213	COGENERACIÓN MOLGAS CIEMPOZUELOS	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	1,00		
PRE-COG-00214	PLANTA DE COGENERACIÓN 2.000 kW S.A.T. AGRICULTURA Y EXPORTACIÓN	COGENERACIÓN	MURCIA	BALSICAS	2,00		



Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00215	COGENERACIÓN GNL ESCURIS	COGENERACIÓN	GALICIA	A CORUÑA	1,00		
PRE-COG-00216	COGENERACIÓN CEM SISTRELLS BADALONA ALPHA 21	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		
PRE-COG-00217	COGENERACIÓN SEFRAN BLENDS	COGENERACIÓN	MURCIA	MURCIA	1,00		
PRE-COG-00218	INDUSTRIAS CARNICAS NAVARRAS, S.A.	COGENERACIÓN	NAVARRA	NAVARRA	1,00		
PRE-COG-00219	INSTALACIÓN EQUIPO DE MICROCOG. CON CONEXIÓN MIXTA A RED PÚBLICA	COGENERACIÓN	ISLAS BALEARES	BALEARES	0,10		A
PRE-COG-00221	MICROCOG. 5,5 KW 84 VIVIENDAS COLLADO VILLALBA	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,01		
PRE-COG-00222	PLANTA DE COGENERACIÓN PERSAN	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	SEVILLA	8,8		A
PRE-COG-00223	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN POLIDEPORTIVO DE DEUSTO	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	BILBAO	0,10		
PRE-COG-00224	INSTALACIÓN DE COGENERACIÓN POLIDEPORTIVO LA PEÑA	COGENERACIÓN	PAÍS VASCO	BILBAO	0,10		
PRE-COG-00225	COGENERACIÓN CARTONAJES BERNABEU	COGENERACIÓN	COMUNIDAD VALENCIANA	VALENCIA	0,98		
PRE-COG-00226	COGENERACIÓN EDAR COPERO	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	SEVILLA	1,90		
PRE-COG-00227	COGENERACIÓN AVICOSAN CORNELLÁ ALPHA 23	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,40		
PRE-COG-00228	COGENERACIÓN PAS POLINYA ALPHA 20	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		
PRE-COG-00230	MICROCOGENERACIÓN BUENAVENTURA DURRUTI 5	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,03		
PRE-COG-00231	HOTELERA BÉCQUER, S.A.	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	SEVILLA	0,04		
PRE-COG-00234	MICRO-COGENERACIÓN DE 20 KW ELÉCTRICOS "EL MESÓN"	COGENERACIÓN	CASTILLA-LA MANCHA	TOLEDO	0,02		
PRE-COG-00236	COGENERACIÓN SON LLATZER	COGENERACIÓN	BALEARES	BALEARES	3,35		
PRE-COG-00237	CG PISCINA SALT	COGENERACIÓN	CATALUÑA	GIRONA	0,14		A
PRE-COG-00238	BRIKEGRAN ATARFE	COGENERACIÓN	ANDALUCÍA	GRANADA	1,00		A
PRE-COG-00239	COGENERACIÓN CERÁMICAS DEL MIÑO	COGENERACIÓN	GALICIA	PONTEVEDRA	0,16		
PRE-COG-00240	MICROCOGENERACIÓN 40 KW 118 VIVIENDAS EN MÓSTOLES	COGENERACIÓN	MADRID	MADRID	0,04		A

Nº de Expediente	Nombre de la instalación	Tecnología de Instalación	CCAA	Provincia	Potencia nominal de la instalación (MW)	FASE de entrada en funcionamiento	Observaciones*
PRE-COG-00241	COGENERACIÓN COREN NOVAFRIGSA	COGENERACIÓN	GALICIA	LUGO	5,02		A
PRE-COG-00242	COGENERACIÓN TOMÁS MARTÍN	COGENERACIÓN	CASTILLA Y LEÓN	BURGOS	1,00		A
PRE-COG-00243	CG POLIESPORTIU ESTACIO DEL NORD - 100 KW	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00244	MICROCARBONERES	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00245	MICROMAGARZO 360	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	0,01		A
PRE-COG-00246	CG-BG DAMM EL PRAT (TRIGENERACIÓN DAMM PRAT)	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	1,13		A
PRE-COG-00247	COGENERACIÓN PISCINA CASTELLAR ALPHA 24	COGENERACIÓN	CATALUÑA	BARCELONA	0,10		A
PRE-COG-00248	COGENERACIÓN HORTICULTURA BELLMUNT LLEIDA ALPHA 25	COGENERACIÓN	CATALUÑA	LLEIDA	0,10		A
PRE-COG-00251	COGENERACIÓN ORC PELLETS ASTURIAS	COGENERACIÓN	ASTURIAS	ASTURIAS	1,00		A
PRE-RES-00001 (anterior PRE-COG-00039)	AMPLIACIÓN DE LA PLANTA INCINERADORA CON RECUPERACION DE ENERGIA	RESIDUOS	BALEARES	BALEARES	41,20		A

Nota: no es posible distinguir en los datos obtenidos del registro de preasignación de retribución qué instalaciones inscritas de cogeneración emplean biomasa para producción energética. Es por este motivo que en los cuadros anteriores se presentan todas las cogeneraciones que constan en el registro.



## 20.3 Anexo: Tarifas y primas a instalaciones que emplean biomasa para producción eléctrica según RD 661/2007

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1.3	b.6.1	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	16,0113	11,6608
			a partir de entonces	11,8839	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	14,6590	10,0964
			a partir de entonces	12,3470	0,0000
	b.6.2	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,7540	6,1914
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.6.3	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	11,8294	7,2674
			a partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.7.1		primeros 15 años	8,2302	4,0788
			a partir de entonces	6,7040	0,0000
	b.7.2	$P \leq 500 \text{ kW}$	primeros 15 años	13,3474	10,0842
			a partir de entonces	6,6487	0,0000
		$500 \text{ kW} \leq P$	primeros 15 años	9,9598	6,1009
			a partir de entonces	6,6981	0,0000
	b.7.3		primeros 15 años	5,3600	3,0844
			a partir de entonces	5,3600	0,0000
	b.8.1	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	12,7998	8,4643
			a partir de entonces	8,6294	0,0000
		$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	10,9497	6,3821
			a partir de entonces	8,2128	0,0000
b.8.2	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	9,4804	5,1591	
		a partir de entonces	6,6506	0,0000	
	$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	7,1347	2,9959	
		a partir de entonces	7,1347	0,0000	
b.8.3	$P \leq 2 \text{ MW}$	primeros 15 años	9,4804	5,4193	
		a partir de entonces	6,6506	0,0000	
	$2 \text{ MW} \leq P$	primeros 15 años	9,3000	4,9586	
		a partir de entonces	7,5656	0,0000	



Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381			
			a partir de entonces	35,2305			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500			
			a partir de entonces	33,4000			
		10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764			
			a partir de entonces	18,3811			
	b.1.2	primeros 25 años	26,9375	25,4000	34,3976	25,4038	
		a partir de entonces	21,5498	20,3200			
b.2	b.2.1	primeros 20 años	7,3228	2,9291	8,4944	7,1275	
		a partir de entonces	6,1200	0,0000			
b.3		primeros 20 años	6,8900	3,8444			
		a partir de entonces	6,5100	3,0600			
b.4		primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200	
		a partir de entonces	7,0200	1,3444			
b.5		primeros 25 años	*	2,1044	8,0000	6,1200	
		a partir de entonces	**	1,3444			
b.6	b.6.1	P≤2 MW	primeros 15 años	15,8890	11,5294	16,6300	15,4100
			a partir de entonces	11,7931	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	14,6590	10,0964	15,0900	14,2700
			a partir de entonces	12,3470	0,0000		
	b.6.2	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.6.3	P≤2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	11,8294	7,2674	12,2600	11,4400
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
b.7	b.7.1	primeros 15 años	7,9920	3,7784	8,9600	7,4400	
		a partir de entonces	6,5100	0,0000			
	b.7.2	P≤500 kW	primeros 15 años	13,0690	9,7696	15,3300	12,3500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		500 kW ≤ P	primeros 15 años	9,6800	5,7774	11,0300	9,5500
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
	b.7.3	primeros 15 años	5,3600	3,0844	8,3300	5,1000	
		a partir de entonces	5,3600	0,0000			



Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
b.8	b.8.1	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	12,5710	8,2114	13,3100	12,0900
			a partir de entonces	8,4752	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	10,7540	6,1914	11,1900	10,3790
			a partir de entonces	8,0660	0,0000		
	b.8.2	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,2800	4,9214	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	6,5080	1,9454	6,9400	6,1200
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		
	b.8.3	P ≤ 2 MW	primeros 15 años	9,2800	5,1696	10,0200	8,7900
			a partir de entonces	6,5100	0,0000		
		2 MW ≤ P	primeros 15 años	8,0000	3,2199	9,0000	7,5000
			a partir de entonces	6,5080	0,0000		

Complemento por reactiva:

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	Fp < 0,95	-4	-4	8
	0,96 > Fp ≥ 0,95	-3	0	6
	0,97 > Fp ≥ 0,96	-2	0	4
	0,98 > Fp ≥ 0,97	-1	0	2
	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	2	0
	1,00	0	4	0
Capacitivo	1,00 > Fp ≥ 0,98	0	2	0
	0,98 > Fp ≥ 0,97	2	0	-1
	0,97 > Fp ≥ 0,96	4	0	-2
	0,96 > Fp ≥ 0,95	6	0	-3
	Fp < 0,95	8	-4	-4