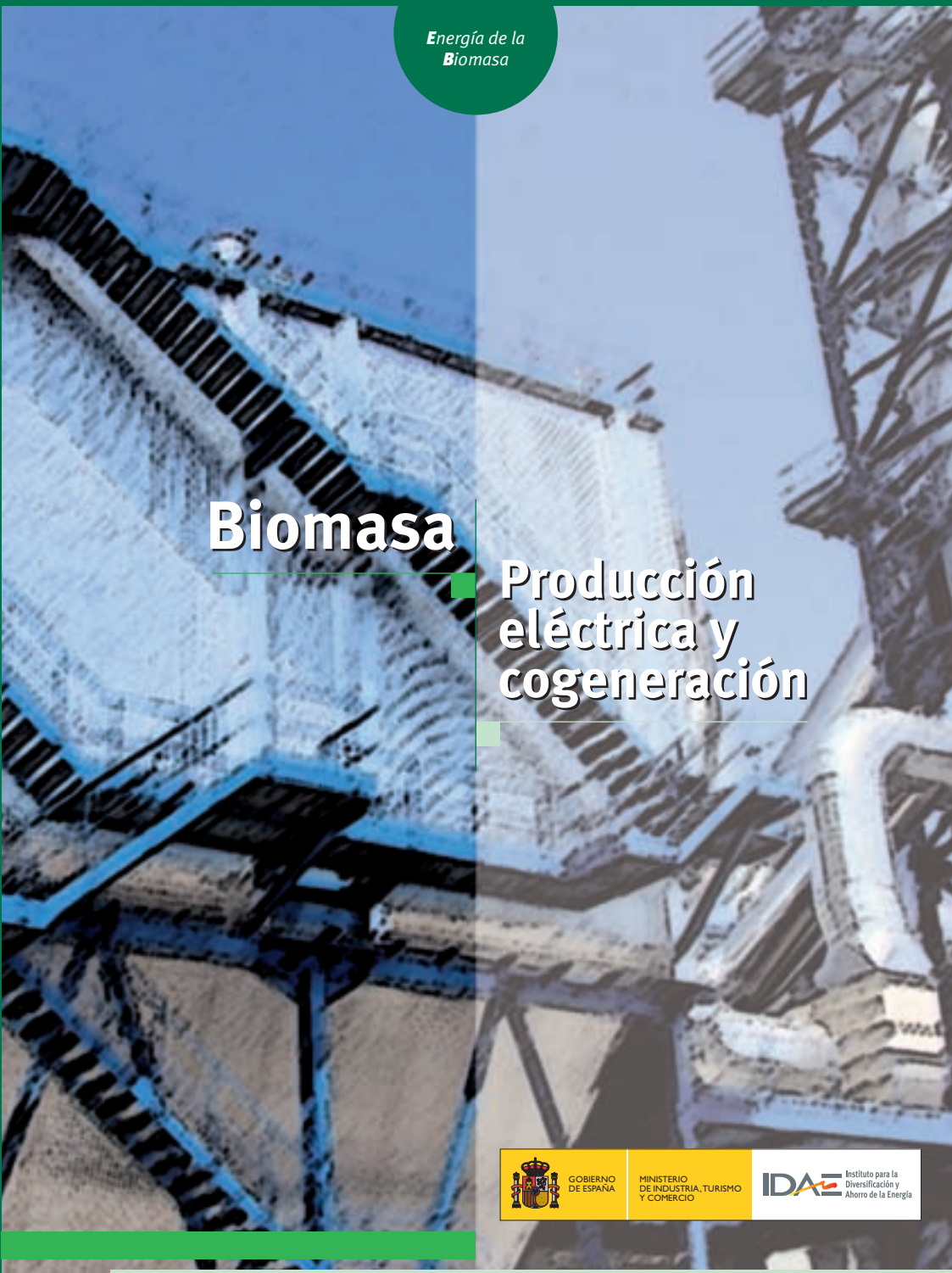
Energía de la Biomasa



Biomasa

Producción eléctrica y cogeneración

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Energía de la Biomasa

Biomasa

Producción eléctrica y cogeneración

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

TÍTULO

"Biomasa: Producción eléctrica y cogeneración"

DIRECCIÓN TÉCNICA

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía)

ELABORACIÓN TÉCNICA

BESEL, S.A. (Departamento de Energía)

Esta publicación ha sido producida por el IDAE y está incluida en su fondo editorial.

Cualquier reproducción, parcial o total, de la presente publicación debe contar con la aprobación por escrito del IDAE.

Depósito Legal: M-45158-2007
ISBN-13: 978-84-96680-22-7

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E-28004-Madrid
comunicacion@idae.es
www.idae.es

Madrid, octubre de 2007

1 Objeto 5

2 Estado del Arte 7

3 Marco Legal 9

3.1 Visión general 9

3.2 Objetivos de potencia 10

3.3 Definiciones 11

3.3.1 Cogeneración 11

3.3.2 Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios 12

3.3.3 Combustibles de cogeneración con biomasa y/o biogás 13

3.3.4 Acreditación del REE 14

3.3.5 Inspecciones de las cogeneraciones 15

3.3.6 Producción eléctrica simple 15

3.4 Instalaciones híbridas 16

3.5 Estructura de la retribución 16

3.5.1 Complemento por energía reactiva 17

3.5.2 Garantía de potencia 18

3.5.3 Complemento por eficiencia 18

3.5.4 Discriminación horaria 18
3.5.5 Desvíos 19
3.6 Tarifas Reguladas y Primas 19
3.6.1 Tarifas y Primas de referencia para cogeneración con biomasa 19
3.6.2 Precio y Primas de Producción eléctrica simple 19
3.7 Actualizaciones y revisión de precios y primas variables para instalaciones de biomasa 22
3.7.1 Actualizaciones 22
3.7.2 Revisiones 22
3.8 Límites máximos y mínimos 23

4 Estudio de casos 25
4.1 CASO 1 25
4.1.1 Datos de partida 25
4.1.2 Elección de la tecnología más adecuada 25
4.1.3 Dimensionamiento 26
4.1.4 Previsión de la operación 26
4.1.5 Cálculo de ingresos 26
4.2 CASO 2 28
4.2.1 Datos de partida 28
4.2.2 Elección de la tecnología más adecuada 29
4.2.3 Dimensionamiento 29
4.2.4 Previsión de la operación 29
4.2.5 Cálculo de ingresos 30

5 Proyecto significativo. Planta de cogeneración con gasificación integrada de biomasa en Movialsa 33
5.1 Antecedentes del proyecto 33
5.2 Características generales 34
5.3 Funcionamiento de la planta 36
5.4 Balance energético 39

1 Objeto

En este documento se aborda la producción de energía eléctrica y la cogeneración, producción combinada de electricidad y calor o frío, empleando como combustible la biomasa en su sentido amplio, es decir, a partir de biomasas brutas (tal como se recogen en el campo), pretratadas por compactación, astillado o molienda, o a partir de biomasa transformada mediante procesos termoquímicos (syngas) o biológicos (biogás).

El avance tecnológico producido tanto en la maquinaria de cosecha y manejo de la biomasa como en los procedimientos de transformación, crea un escenario de disponibilidad de equipos y tecnologías fiables, que permite acometer proyectos de producción eléctrica con aprovechamiento del calor residual, ya sea en un proceso industrial, ya sea para otros usos como la climatización de edificios.

El alcance de esta publicación es un primer acercamiento a los puntos principales sobre biomasa que aparecen en el Real Decreto 661/2007, de 1 de junio.

2 Estado del Arte

Para hacer cogeneración usando biomasa como combustible se pueden aplicar, en general, todos los ciclos que se aplican con otros combustibles.

En ciclos Rankine (caldera de vapor y turbina acoplada a un alternador) existen ciertas limitaciones en cuanto a la temperatura y presión a la que se quiera generar el vapor, debido a que la mayoría de las biomasas sólidas contienen una determinada fracción de cenizas que se pueden fundir dentro de la cámara de combustión y depositarse, formando costras, sobre los tubos de vapor (sinterización). Este efecto, además de entorpecer el intercambio de calor entre la zona de fuego y la de vapor, acaba por producir daños irreparables en los tubos.

De forma no estricta, se puede decir que se pueden plantear sistemas de cogeneración con biomasa sólida a partir de 1 ó 2 MW. No obstante, este límite se puede reducir si se integra un sistema de gasificación, pues entonces se pueden emplear tecnologías disponibles para gases y no hacerse necesaria una caldera de vapor que alimente a la turbina.

Si se trata de biomasa líquida (aceites de pirólisis, biodiésel, etc.) o gaseosa (biogás o gas de síntesis), además de calderas, se pueden emplear tanto motores de combustión interna alternativos (MCIA) como turbinas de gas. En estos casos, la potencia eléctrica puede variar en un rango muy amplio, desde pocos kW hasta muchos MW.

La producción combinada de calor/frío y electricidad en pequeñas potencias está cobrando auge en paralelo con el desarrollo tecnológico que permite emplear combustibles sólidos, líquidos o gaseosos de origen biomásico, con una fiabilidad y rendimiento notorios.

Microturbinas de gas, MCIAs especialmente diseñados para biogás, o motores Stirling integrados en calderas de biomasa, permiten generar electricidad además de calor, en unos rangos de potencia lo suficientemente pequeños para que se pueden integrar en edificios u otros sistemas consumidores, de forma técnica y económicamente viable.

Al igual que existe tecnología en el mercado para realizar pequeñas y muy pequeñas cogeneraciones, también existe equipamiento para emplear calor residual de la cogeneración para poder producir frío, cuyo destino suele ser la climatización de locales.

La ventaja fundamental que aporta la trigeneración en el sector terciario respecto a la cogeneración es que, al haber demanda para el calor durante casi todo el año, el número de horas de funcionamiento del sistema es mayor. Por tanto, la rentabilidad mejora por trabajar más horas como cogeneración a efectos de prima y en general más horas a lo largo del año, con lo que los costes fijos se reducen.

3 Marco Legal

3.1 Visión general

La producción de electricidad a partir de fuentes renovables está regulada desde 1980[1], aunque es en el RD 2.366/1994, de 9 de diciembre, cuando se menciona la biomasa como tal para producción de electricidad. Desde ese momento, la normativa ha ido evolucionando, a través de sucesivas reglamentaciones, hasta la publicación y entrada en vigor el 1 de junio de 2007 del RD 661/2007, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.

De forma casi coetánea, en mayo de 2007, se publica el RD 616/2007 de fomento de la cogeneración.

Mientras que este último persigue el fomento del ahorro de energía primaria a través de la promoción de la cogeneración de alta eficiencia, el RD 661 tiene por objetivo reemplazar el RD 436/2004, por el que se establece una metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica, dando un transitorio a las instalaciones acogidas a este último.

Los principales cambios respecto al marco anterior dados por el vigente RD 661 son:

- En términos generales, incrementos de la retribución, para permitir el cumplimiento de los objetivos.

[1] Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre la conservación de la energía.

- Retribución diferenciada según el tipo de recurso. Permitir instalaciones híbridas. Establecimiento de un sistema de certificación.
- Posibilitar la presencia de instalaciones pequeñas, favoreciendo la entrada de tecnologías emergentes como la gasificación.
- Exigencia de una eficiencia energética mínima. Favorecer económicamente la cogeneración.
- Posible prima a la co-combustión en centrales de régimen ordinario.

El nuevo RD crea un escenario favorable para las cogeneraciones con biomasa, especialmente en el sector terciario, y se muestra exigente con aquellas cogeneraciones con poca valorización del calor.

En lo que respecta a rentabilidad económica de la producción eléctrica, el nuevo Real Decreto persigue que las cogeneraciones con biomasa alcancen unas rentabilidades razonablemente atractivas, tanto si se cede la electricidad al distribuidor como si se vende la electricidad en el mercado. En este segundo caso, el beneficio puede ser algo mayor, pero existe un cierto riesgo en la retribución final a percibir, derivado de la participación en el mercado diario de la electricidad.

En el caso de vender la electricidad en el mercado, la prima variará según el precio del mercado de referencia. Para ello, se establecen unos límites inferiores y superiores para cada tecnología para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia.

Los importes de las tarifas (cesión al distribuidor) así como de las primas, los límites superior e inferior y otros complementos, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC -0,25 hasta 2012 y -0,50 a partir de entonces.

La producción eléctrica con biomasa, sea cogeneración o no, y en particular las instalaciones puestas en marcha a partir del 1 de enero de 2008, estarán a lo dispuesto en el RD 661/2007 que entró en vigor el 1 de junio de 2007 en sustitución del RD 436/2004.

Adicionalmente, hay que indicar que el régimen económico es transitorio de forma que, cuando se alcance el objetivo de potencia previsto en cada uno de los grupos, las instalaciones que se inscriban a partir de ese momento recibirán una retribución distinta.

3.2 Objetivos de potencia

Independientemente de los objetivos de cogeneración, los objetivos a 2010 en cuanto a la potencia a instalar en plantas que empleen biomasa como combustible principal se cifran en:

- Producción eléctrica con biomasa (grupos b.6 y b.8): 1.317 MW (ahora 525 MW instalados)
- Producción eléctrica con biogás (grupo b.7): 250 MW

La Comisión Nacional de la Energía publicará mensualmente en su web (www.cne.es) la potencia inscrita por grupos.

3.3 Definiciones

3.3.1 Cogeneración

Aunque generalmente se dice que la cogeneración es la producción combinada de calor y electricidad, eso es una simplificación de lo que realmente puede ser. La cogeneración es entendida como la producción combinada de calor o frío útil y con valor económico justificable, y energía eléctrica o mecánica.

Se denomina cogenerador a la persona o empresa que genera energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, para su uso o para su venta parcial o total[2].

Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos energéticos, de no recurrirse a la cogeneración. Es decir, la energía térmica útil es aquella que, si no fuera producida por la instalación, debería producirse de otra forma (consumiendo combustible), para satisfacer una demanda de calor o frío existente, tanto a efectos de un proceso industrial, como de climatización de cualquier tipo de edificio.

El rendimiento de las instalaciones de cogeneración viene dado por la fórmula:

R = (E + V)/Q, donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil o energía térmica útil definida en el epígrafe anterior. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial, y se fija un rendimiento para la producción de calor útil igual al Ref H, que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

[2] Artículos 16.7 y 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, por la fórmula:

REE = E/[Q-(V/ Ref H)], siendo:

Ref H: valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor[3], de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.

Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en el momento de extender el acta de puesta en servicio de una planta, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un periodo ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho periodo.

Los valores de rendimiento eléctrico equivalente mínimos para cogeneraciones con biomasa son:

- Biomasa incluida en los tipos b.6 y b.8: 30%
- Biomasa incluida en el grupo b.7.2: 50%

Para plantas de menos de 1 MW, la exigencia se reduce en un 10%, es decir, 27% y 45% respectivamente.

3.3.2 Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios

En el caso de plantas de cogeneración que utilicen el calor para climatización de edificios, se ha de considerar un periodo distinto del anual para el cálculo del REE. Se efectúan 2 liquidaciones semestrales. Se retribuye la electricidad, que asociada a la energía térmica útil cumpliría con el REE requerido según la fórmula:

$E_{REE} = V/Ref\ H \cdot (1/n_e - 1/REE_{mín})$

E_{REE}: energía eléctrica que cumpliría con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido, considerando la energía térmica útil real medida. Esta energía eléctrica no podrá superar el valor de la electricidad vendida a la red en el periodo considerado.

[3] Publicada en el anexo II de la Decisión de la Comisión Europea de 21 de diciembre de 2006, por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y el Consejo. DOCE 6/2/2007.

V: calor o energía térmica útil. En el caso en que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

Ref H: valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor definida anteriormente.

n_e: rendimiento exclusivamente eléctrico de la instalación (E/Q), expresado en tanto por uno.

$REE_{mín}$: rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido, expresado en tanto por uno.

3.3.3 Combustibles de cogeneración con biomasa y/o biogás

La producción de electricidad mediante cogeneración se encuadra en el epígrafe a.1.3 de las tarifas, es decir, se distingue claramente de la sola producción eléctrica con biomasa (grupos b.6 y b.8), que se ve más adelante, o biogás (grupo b7), que se incluye en el documento de esta serie correspondiente a biogás.

La retribución por la electricidad entregada por una cogeneración de biomasa varía en función de la potencia eléctrica de la planta (menor o mayor de 2 MW) y del combustible utilizado. Atendiendo al combustible utilizado, las cogeneraciones se clasifican en:

- b.6.1 Cultivos energéticos de origen agrícola o forestal, producidos para fines energéticos mediante actividades de cultivo, cosecha y/o procesado de materias primas recolectadas.

  Se consideran cultivos energéticos agrícolas a la biomasa de origen agrícola, herbácea o leñosa, acorde con la definición anterior.

  Se consideran cultivos energéticos forestales a la biomasa procedente del aprovechamiento principal de masas forestales y acorde con la definición de cultivo energético dada en este apartado.
- b.6.2 Residuos generados en la limpieza y mantenimiento de jardines y residuos de la actividad agrícola originada en las actividades de producción, cosecha y procesado de materias primas, es decir, residuos herbáceos como la paja de cercal y residuos hortícolas, residuos de frutos secos (cáscaras), residuos de arroz, algodón, girasol, legumbres y residuos procedentes de podas (olivar, viñedo, frutales).
- b.6.3 Residuos de aprovechamientos selvícolas de masas forestales, y la biomasa generada en las labores de mantenimiento de espacios verdes (que no esté incluida en b.6.2), restos de desbroce, piñas,...
- b.7.1 Biogás de vertedero.

- b.7.2 Biogás procedente de digestores empleando residuos ganaderos, agrícolas y las respectivas industrias en las que se use la digestión anaerobia individualmente y en co-digestión, es decir, purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc., bien individualmente o mezclados.
- b.7.3 Estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos y subproductos derivados de su proceso productivo.
- b.8.1 Residuos de la industria del sector agrícola. Aquí se incluyen:
  - orujos, alperujos, procedentes de la producción de aceite de oliva y de la producción de aceitunas;
  - residuos de la extracción de aceites de semillas (girasol, colza, soja);
  - residuos de las industrias vinícolas y de alcoholeras;
  - residuos de conserveras como tomate y otras hortalizas, pescado;
  - residuos de la fabricación de cervezas y maltas;
  - cáscaras de frutos secos;
  - residuos de la industria de producción de arroz;
  - residuos procedentes del procesado de algas;
  - otros residuos agroindustriales.
- b.8.2 Residuos de las industrias forestales de primera y segunda transformación.

  Como primera transformación se considera el aserrado, producción de chapa, tableros de contrachapado, de fibras, de partículas, listones y pasta de papel.

  Segunda transformación se refiere a industria del mueble, puertas y carpinterías.

  Los residuos de estas industrias son cortezas, serrines, recortes, astillas, virutas, polvo de lijado, restos de tablero, etc., así como los que proceden de la recuperación de materiales lignocelulósicos (envases, palets, muebles, madera de derribo, etc.).
- b.8.3 Licor negro de industria papelera.

3.3.4 Acreditación del REE

Cualquier instalación de cogeneración a la que le sea exigible el cumplimiento de un REE mínimo deberá calcular y acreditar a final de año el rendimiento eléctrico equivalente real alcanzado por su instalación. Para ello además deberá acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo.

3.3.5 Inspecciones de las cogeneraciones

La Administración General del Estado, a través de la Comisión Nacional de la Energía, y en colaboración con los órganos competentes de las Comunidades Autónomas correspondientes, realizará inspecciones periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso sobre aquellas instalaciones de cogeneración objeto del cumplimiento del requisito del rendimiento eléctrico equivalente, siguiendo los criterios de elección e indicaciones que la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio imponga en cada caso, ajustándose el número total de inspecciones efectuadas anualmente a un mínimo del 10% del total de instalaciones de cogeneración existentes, que representen al menos el 10% de la potencia instalada dentro del subgrupo correspondiente.

Dichas inspecciones se extenderán a la verificación de los procesos y condiciones técnicas y de confort que den lugar a la demanda de calor útil.

3.3.6 Producción eléctrica simple

Los sistemas de generación eléctrica a condensación, con biomasa y/o biogás deben alcanzar unos niveles mínimos de eficiencia para su generación bruta de energía eléctrica. Es decir, para ser incluidos en el régimen especial y beneficiarse de la retribución, las plantas de biomasa deben alcanzar los rendimientos eléctricos mínimos siguientes:

- Hasta 5 MW: 18%
- De 5 a 10 MW: 20%
- De 10 a 20 MW: 22%
- De 20 a 50 MW: 24%

El cálculo de la eficiencia se realizará conforme a la siguiente fórmula:

Eficiencia = [PEB]·0,086 / EPC, donde:

[PEB]: producción eléctrica bruta anual, en MWh.

EPC: energía primaria consumida, en toneladas equivalentes de petróleo, contabilizando a PCI (poder calorífico inferior).

El hecho de no alcanzar los niveles de eficiencia establecidos podrá dar lugar a la revocación de la condición de productor de electricidad en régimen especial, o a la suspensión del régimen económico.

3.4 Instalaciones híbridas

En el caso de plantas en las que la biomasa no sea la única fuente de energía primaria, o coexistan biomasas encuadradas en diferentes grupos, la retribución de cada una de las tecnologías y/o combustibles se hará atendiendo a la energía aportada por cada una de las fuentes, en función de la masa y del poder calorífico inferior (kWh/kg) de cada una.

Si la biomasa se hibrida con la solar termoeléctrica (grupo b.1.2) se tendrá en cuenta, además de la energía primaria, el rendimiento de las tecnologías empleadas. La energía atribuible a la biomasa será la energía primaria aportada por la misma (PCI por masa) suponiendo un rendimiento del 21%. El resto de la energía generada, que ha de ser mayor del 50% de la generación total de la planta, es atribuible a la fuente solar.

3.5 Estructura de la retribución

Para la venta de la energía eléctrica exportada a la red se puede elegir una de las dos opciones siguientes:

- Tarifa regulada: la componente principal del precio es fija y denominada tarifa base (Ptr), a la que se aplican una serie de complementos.
- Mercado de energía eléctrica: el precio va siguiendo el precio de la electricidad hora a hora en el mercado, incrementado en una determinada prima y una serie de complementos. La retribución principal es, en este caso, la suma del precio de mercado horario diario (PMD) más una prima (P).

En cualquier caso, el productor de electricidad ha de mantenerse en la opción elegida hasta haber transcurrido 12 meses desde el cambio anterior. Es decir, si transcurridos 12 meses en una de las opciones el productor considera que será más ventajoso cambiar a la otra opción, puede hacerlo, pero ha de saber que tendrá que permanecer durante 12 meses en la nueva opción elegida, antes de poder volver a la situación original.

Los complementos que se añaden a la retribución principal son:

Complemento por energía reactiva (CR): ambas opciones (a tarifa o a mercado) perciben un complemento por energía reactiva.

Garantía de potencia (GP): las plantas que acudan al mercado recibirán un complemento por garantía de potencia al utilizar una energía primaria gestionable.

Complemento por eficiencia (CEF): todas las plantas que sobrepasen los REE mínimos exigidos recibirán un complemento por eficiencia. Sólo aplicable a cogeneración.

Complemento por discriminación horaria (DH): complemento opcional para las plantas en la opción a tarifa.

Desvíos (DES): a todas las instalaciones se les repercutirá un coste de desvío por la variación entre la previsión y la exportación real.

De forma resumida, los precios de venta de electricidad, se forman como sigue:

- OPCIÓN 1. Tarifa regulada única: PFT = Ptr + CR + DH + Cef - Des.
- OPCIÓN 2. Mercado: PFM = PMD + P + GP + CR + Cef - Des.

Los precios regulados, las primas de referencia y los límites superior e inferior se fijan para cada grupo. Es decir, hay una primera distinción entre la cogeneración y la sola producción eléctrica, y después, se distingue atendiendo al combustible y a la potencia instalada.

3.5.1 Complemento por energía reactiva

Toda instalación acogida al régimen especial, independientemente de la opción de venta elegida (tarifa o mercado), recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento es un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía, del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente.

Los coeficientes de bonificación o penalización, según el factor de potencia y el periodo horario son los siguientes:

Tipo de Factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación o Penalización (%)		
		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
	Fp = 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

Valores del coeficiente de bonificación o penalización según el factor de potencia.

En las horas punta se bonifica la generación de reactiva y en las horas valle se bonifica la absorción de reactiva.

3.5.2 Garantía de potencia

La retribución aproximada es de 2 €/MW de potencia instalada y por cada hora. Se retribuye a toda la potencia neta instalada en todas las horas del año. Sólo es de aplicación a las instalaciones que vendan su electricidad en el mercado.

3.5.3 Complemento por eficiencia

El complemento por eficiencia se aplica a la electricidad cedida al sistema para las plantas de potencia nominal inferior o igual a 100 MW. El complemento se calcula según la siguiente fórmula:

Complemento eficiencia = 1,1 x (1/REEmin-1/REEi) x Cmp, donde:

REEmin: es el rendimiento eléctrico equivalente mínimo por tecnología.

REEi: es el rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la planta.

Cmp: es el coste de la materia prima, publicado trimestralmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

REE mínimo	Generador	Incremento REE			
		+5%	+10%	+15%	+20%
30%	Cogeneración con biomasa sólida	0,3492	0,6667	0,9565	1,222
50%	Cogeneración con biogás	0,2095	0,4000	0,5739	0,7333

Ejemplos de valores del Cef en c€/kWh para un Cmp = 20 €/MWhPCS.

3.5.4 Discriminación horaria

Las instalaciones de cogeneración (a.1.3) y de producción (b.6, b.7 y b.8) que hayan elegido ceder su producción eléctrica al distribuidor, es decir, a tarifa fija, pueden acogerse al régimen de discriminación horaria que define horarios punta de 11 a 21 h en verano y de 12 a 22 h en invierno, correspondiendo las horas valle al resto de horas del día.

La cantidad a percibir por la electricidad en hora punta será la que le corresponda según la tarifa multiplicada por 1,0462, es decir, un 4,62% de incremento.

Para le electricidad vertida en horas valle, la tarifa se multiplicará por 0,967, es decir, un 3,3% de descuento.

La elección de esta opción supone permanecer en ella, al menos, durante un año.

3.5.5 Desvíos

Los desvíos son las diferencias entre la energía que se programa vender y la que realmente se entrega a la red.

Como novedad, las instalaciones que hayan elegido la opción de tarifa regulada realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, a los efectos de la cuantificación de los desvíos de energía, realizando ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario y, en su caso, en el intradiario.

A estas instalaciones se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación. El coste del desvío, en cada hora, se repercute sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

3.6 Tarifas Reguladas y Primas

3.6.1 Tarifas y Primas de referencia para cogeneración con biomasa

Las tarifas y primas de referencia que son de aplicación a la electricidad exportada por plantas de cogeneración que utilizan biomasas como combustibles, se incluyen en la siguiente tabla, que discrimina por tipo de combustible, potencia entregada máxima y antigüedad de la planta.

3.6.2 Precio y Primas de producción eléctrica simple

Los grupos y subgrupos relacionados con la biomasa son los mismos que los descritos para definir los combustibles del grupo a.1.3 de cogeneración con biomasa. En la siguiente tabla se indican las tarifas reguladas, las primas de referencia y los límites superior e inferior. Éstos últimos aplican sólo a la venta a mercado, ya sea la planta de cogeneración o de generación simple.

Subgrupo	Combustible	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh
a.1.3	b.6.1	P≤2 MW	Primeros 15 años	16,0113	11,6608
			A partir de entonces	11,8839	0,0000
		2 MW≤P	Primeros 15 años	14,6590	10,0964
			A partir de entonces	12,3470	0,0000
	b.6.2	P≤2 MW	Primeros 15 años	12,7998	8,4643
			A partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW≤P	Primeros 15 años	10,7540	6,1914
			A partir de entonces	8,0660	0,0000
	b.6.3	P≤2 MW	Primeros 15 años	12,7998	8,4643
			A partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW≤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≤500 kW	Primeros 15 años	13,3474	10,0842
			A partir de entonces	6,6487	0,0000
		500 kW≤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≤2 MW	Primeros 15 años	12,7998	8,4643
			A partir de entonces	8,6294	0,0000
		2 MW≤P	Primeros 15 años	10,9497	6,3821
			A partir de entonces	8,2128	0,0000
	b.8.2	P≤2 MW	Primeros 15 años	9,4804	5,1591
			A partir de entonces	6,6506	0,0000
		2 MW≤P	Primeros 15 años	7,1347	2,9959
			A partir de entonces	7,1347	0,0000
	b.8.3	P≤2 MW	Primeros 15 años	9,4804	5,4193
			A partir de entonces	6,6506	0,0000
		2 MW≤P	Primeros 15 años	9,3000	4,9586
			A partir de entonces	7,5656	0,0000

Retribución de la electricidad producida por cogeneraciones con diferentes tipos de biomasa. Artículo 35 apartado 3 (a.1.3) del RD 661/2007.

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh
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		
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		

Retribución de la electricidad producida por instalaciones que utilizan diferentes tipos de biomasa dentro de la categoría b), grupos b.6, b.7 y b.8: biomasa y biogás. Artículo 36 del RD 661/2007.

3.7 Actualizaciones y revisión de precios y primas variables para instalaciones de biomasa

3.7.1 Actualizaciones

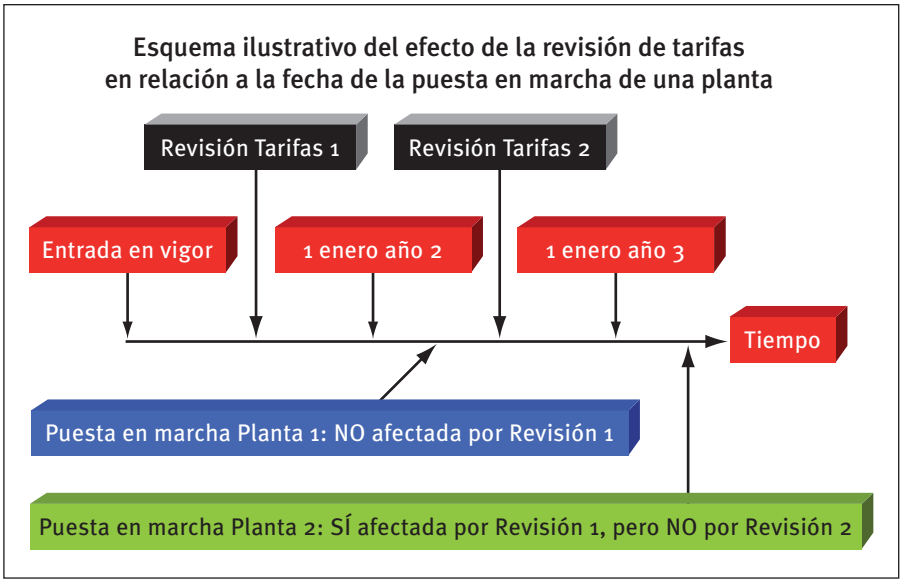
En general, los importes de las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior para la biomasa (es decir, para la categoría b y el subgrupo a.1.3), se actualizarán anualmente según el IPC menos:

- 0,25% hasta el 31 de diciembre de 2012
- 0,50% a partir de entonces

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior que resulten de cualquiera de las actualizaciones contempladas en el punto anterior serán de aplicación a la totalidad de instalaciones de cada grupo, con independencia de la fecha de puesta en servicio de la instalación.

3.7.2 Revisiones

Durante el año 2010, según el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), así como de los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente



Plan de Energías Renovables para el periodo 2011-2020, se revisarán las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior definidos ahora, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizará una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.

Una revisión de tarifas tiene efecto sólo sobre las plantas que se hayan puesto en marcha a partir del 1 de enero del año subsiguiente a su publicación. El objetivo es dar un plazo suficiente a los promotores para que actualicen sus proyectos a las tarifas que les vayan a afectar.

3.8 Límites máximos y mínimos

La prima sólo se otorga a las instalaciones que venden su electricidad en el mercado, ya sean de cogeneración o de producción de electricidad solamente. La prima consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

Para las instalaciones alimentadas con biomasa, se establecen unas primas de referencia y unos límites fijos superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia (variable hora a hora) y la prima de referencia.

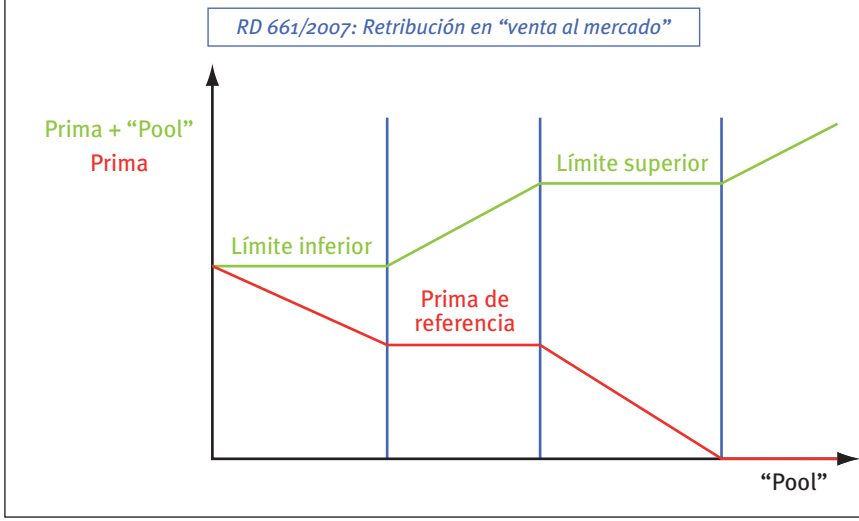
La prima real a percibir en cada hora varía en función de la suma de la misma y el precio del mercado, y se calcula de la siguiente forma:

1. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.
2. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia, inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

3 Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.

4 Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

Retribución y prima real en función del precio de mercado (pool)



4 Estudio de casos

A modo de ejemplo, a continuación se plantean dos casos hipotéticos de producción eléctrica a partir de biomasa, realizando una discusión de cada una de las opciones que se van tomando a medida que se avanza en el proceso de decisión, sobre la base de su influencia en los ingresos que se esperan obtener de la venta de electricidad en régimen especial. Los datos de partida no tienen por qué ser coherentes con los parámetros de estos tipos de industria.

4.1 Caso 1

4.1.1 Datos de partida

Sea una fábrica de arroz que genera unas 15.000 t/año de cascarilla de 3.600 kcal/kg de poder calorífico con un 10% de humedad. Por otro lado, en su proceso consume energía térmica en forma de vapor de agua que actualmente se produce mediante una caldera de gas natural. La planta funciona una media de 8.000 horas anuales, utilizando sólo como combustible la cascarilla.

4.1.2 Elección de la tecnología más adecuada

Como el objetivo principal es satisfacer la demanda térmica, y ésta ha de ser cubierta en forma de vapor, se piensa que un ciclo simple tipo Rankine puede ser apropiado. Las propiedades más destacables del combustible son su bajo punto de fusión y su contenido en sílice.

En esta situación se opta por una planta de ciclo Rankine, formada por una caldera acuotubular de lecho fluido en la que la combustión se realiza en el seno de un lecho en suspensión formado por arena y combustible, siendo su temperatura homogénea y relativamente baja, lo que minimiza la emisión de NO_x y evita la fusión de las cenizas y por tanto que se depositen en los tubos. La capacidad de producción es de 10 t/h de vapor sobrecalentado a una presión de 62 bar y 485 °C. El vapor alimentará un turbogenerador con dos cuerpos, es decir, con una extracción intermedia del vapor en el primer cuerpo para alimentar al desgasificador y una extracción del resto de vapor del segundo cuerpo para su condensación. El alternador tiene una potencia de 2.800 kVA.

4.1.3 Dimensionamiento

Conocida la demanda térmica en forma de vapor, de 1.800 MWh/año, y la cantidad anual de combustible disponible, así como la posibilidad de número de horas de funcionamiento, se dimensionó la planta con una potencia eléctrica de 2,1 MW.

4.1.4 Previsión de la operación

La operación de la planta se estima en 8.000 h/año. La demanda de vapor asociada a la disponibilidad de combustible permite generar un máximo de 2 MWe, con posibilidad de picos de 2,1 MWe. El autoconsumo de la planta es 3.600.000 kWh/año y la exportación es el saldo eléctrico entre la generación (2 MW x 8.000 horas) y el autoconsumo, es decir, 12.400 MWh al año.

La planta operará 24 h/día, 7 días a la semana, pero parará en el mes de agosto.

Se producirán 1.800 toneladas anuales de ceniza que podrán ser utilizadas en diversos procesos industriales, especialmente en metalurgia, aportando un ingreso adicional al proyecto.

4.1.5 Cálculo de ingresos

El cálculo de ingresos se limita a los que generan las ventas de electricidad en régimen especial, ya que los derivados de la gestión de los residuos o la venta de cenizas, pueden variar en función de diferentes circunstancias y su inclusión en los siguientes párrafos complicaría la exposición.

La primera cuestión a plantear es si se puede cumplir el rendimiento mínimo para obtener la calidad de cogeneradores. Es decir, si se alcanza un determinado valor de rendimiento eléctrico equivalente la planta puede encuadrarse en el grupo a.1.3; si no, se incluiría en el grupo b.8.1. El Rendimiento energético y

el Rendimiento eléctrico equivalente REE, vienen dados por las expresiones:

- R = (E + V)/Q = (16.000.000 kWh x 860 kcal/kWh + 1.800.000 kWh x 860)/(15.000.000 x 3.600 kcal) = 28,35%
- REE = E/[Q-(V/ Ref H)], si consideramos Ref H = 80%, tenemos:

REE_i = (16.000.000 kWh x 860 kcal/kWh) / (54.000.000.000 kcal – (1.800.000 kWh x 860 kcal)/0,80) = 26,43%

Como se puede observar, no se cumple el REE mínimo (30% en este caso), por lo que la instalación no se podría acoger al grupo a.1.3, de cogeneración con biomasa en estas condiciones.

En este caso, la planta se consideraría del tipo generación simple en el grupo b.8.1.

De forma resumida, los precios de venta de electricidad, se forman como sigue:

- OPCIÓN 1. Tarifa regulada única: PFT = Ptr + CR + DH + Cef–Des, siendo:

PFT = precio final opción a tarifa.

Ptr = precio tarifa base. 10,7540 c€/kWh x 12.400.000 kWh = 1.333.496 €.

CR = complemento por reactiva. Suponiendo un factor de potencia igual a 1 durante las 24 horas del día, sólo se produce una bonificación del 4% sobre la energía producida en horas llano que son la cuarta parte del tiempo de la energía generada (suponiendo potencia constante las 8.000 horas de operación). La bonificación es 0,04 x 0,25 x 12.400.000 x 7,8441 c€/kWh = 9.726 €.

DH = suponiendo una producción constante a lo largo de todas las horas del día, el balance entre descuentos y bonificaciones es del 0,175% sobre el Ptr, es decir: 0,00175 x 1.333.496 = 2.333,62 €.

Cef = complemento por eficiencia. No aplica al no cumplirse el REE mínimo.

Des = coste del desvío. No se considera por simplificación.

La retribución es de 1.345.556 €, es decir, 108,51 €/MWh.

- OPCIÓN 2. Mercado: PFM = PMD + P + GP + CR + Cef– Des, siendo:

PFM = precio final opción a mercado.

PMD = precio mercado diario. El promotor supone un valor medio anual de 4,4 c€/kWh.

P = prima correspondiente, es de 6,1914 c€/kWh para plantas de más de 2 MW en b.8.1, durante los doce primeros años. La suma de pool más prima está dentro de los límites superior e inferior por lo que lo que el precio sería de 10,5914 c€/ kWh x 12.400.000 = 1.694.624 €.

GP = garantía de potencia. 2 €/ MW x 1,5 MW x 8.000 horas = 24.000 €.

CR = complemento por reactiva, como en el caso anterior, se valora en 9.726 €.

Cef = complemento por eficiencia. No aplica.

Des = coste del desvío, no se considera por simplificar.

La retribución es de 1.347.060 €, es decir, 108,63 €/MWh.

Aunque los ingresos son algo superiores en la opción mercado, la empresa opta por la opción a tarifa, ya que la diferencia no justifica el sobrecoste de gestión ni, en su opinión, el riesgo del mercado.

4.2 Caso 2

Sea un aserradero de pequeño tamaño, que dispone anualmente de un serrín propio, muy limpio. Las cortezas, y los costeros, los comercializa como cama de ganado y para fabricación de tablero de partículas. Las virutas las emplea como combustible para generar calor con el que secar el serrín y, en caso de excedente, para contribuir a la cobertura de la demanda térmica del secadero de tablón. No obstante, la viruta no es suficiente para alimentar el secadero de tablón y actualmente se está consumiendo fuel oil en un generador de aire caliente.

4.2.1 Datos de partida

La cantidad anual de serrín de pino disponible es de 3.000 t, y su PCI es de 3.500 kcal/kg. Su granulometría y composición no varía demasiado a lo largo del año.

La demanda de calor del secadero, que es de 0,6 MW y se mantiene constante a lo largo del año, con una reducción del 10% en verano, ahora se cubre con fuel oil.

La empresa decide valorizar el serrín, de difícil comercialización, para alimentar el secadero, de la forma más rentable que sea posible.

Tras realizar los primeros estudios de demanda, se llega a la conclusión de que el serrín sólo cubriría el 50% de la demanda del secadero. En vista de eso, se recurre a la explotación, como cultivo energético, de un monte en el que predominan los Quercus (*Q. pyrenaica* y *Q. faginea*, dependiendo de la orientación), cuyo tratamiento tradicional ha sido el monte bajo combinado con ganadería extensiva.

Realizados los primeros estudios, se comprueba que la posibilidad del monte excede con mucho la necesidad de biomasa lo cual hace viable la explotación a largo plazo, sin perjuicio para la fauna y flora local.

En consecuencia, el cultivo de monte bajo de Quercus proporcionará las 3.000 t restantes de combustible necesario, con un PCI de 3.500 kcal/kg.

4.2.2 Elección de la tecnología más adecuada

Dado que se controlará toda la cadena de obtención de ambos combustibles, y estos son susceptibles de ser transformados en gas mediante gasificación, se realizan pruebas de laboratorio que aseguren los PCIs, la composición elemental, y la viabilidad de emplear diferentes mezclas de pino y Quercus.

Debido a la dureza diferente de ambas maderas, se opta por un gasificador de lecho fluidizado circulante, que reduce al mínimo los inquemados sólidos a la vez que produce pequeñas cantidades de alquitrán.

El gas, tras ser acondicionado, alimentará un motor de combustión interna que accionará un alternador que generará electricidad que será exportada a la red.

El calor de refrigeración del motor se empleará en el secadero mediante un cambiador agua/agua, que conecte con la red existente que era alimentada por una caldera de fuel oil.

4.2.3 Dimensionamiento

El sistema se dimensiona para cubrir la demanda térmica del secadero, que es de 0,6 MW. Para disponer de tal cantidad de energía es suficiente con el calor de refrigeración de un motor de 900 kW eléctricos. Aunque está previsto en un futuro el aprovechamiento de la energía de los gases de combustión para producir vapor para cubrir la demanda de una empresa cercana, de momento sólo se prevé instalar un recuperador de 100 kW como apoyo a la recuperación de calor del agua del motor, para los casos en que sea necesaria una punta de potencia térmica en los secaderos. Puesto que esta recuperación de calor adicional va a ser puntual, no se incluye en el cálculo del REE de momento, pero sí se debería tener en cuenta si el aprovechamiento empieza a ser habitual, o si en un futuro se utiliza para producir vapor.

Adicionalmente, el enfriamiento del syngas puede proporcionar 150 kW adicionales, si la demanda del secadero se incrementase.

4.2.4 Previsión de la operación

El sistema de gasificación funcionará las horas de trabajo del secadero de madera, para tratar de aprovechar la mayor cantidad de calor posible. Por tanto, la unidad de gasificación funcionará 7.600 horas al año.

El sistema proporcionará los siguientes valores de operación de toda la planta (gasificador motor y secadero):

- Consumo de biomasa: 6.000 toneladas al año (2.100 tep/año)
- Producción de syngas: 19.535 MWth

- Producción eléctrica bruta del motor: 19.535 x 35% = 6.837 MWh
- Energía térmica disponible: 6.251 MWh/año
- Calor útil: 7.600 h/año x 0,6 MW = 4.540 MWh/año
- Autoconsumo eléctrico: 837 MWh
- Electricidad exportada: 6.000 MW
- Potencia garantizada: 789 kW

4.2.5 Cálculo de Ingresos

Empleando el sistema de gasificación, los rendimientos energético y eléctrico son los siguientes.

- R = (E + V)/Q
  - R = (6.837.000 x 860 + 4.540.000 x 860) / 21.000.000.000 = 46,59%
- REE = E/[Q-(V/ Ref H)], si consideramos Ref H = 81%, tenemos:
  - REE = 6.837.000 x 860/(21.000.000.000 – (4.540.000 x 860/0,81)) = 36,34%

Como el REE justificable supera el REE mínimo exigible para ser cogeneradores, se ingresará dentro del epígrafe a.1.3 y, en concreto, en los apartados correspondientes a b.6.1 (cultivos de Quercus) y b.8.2 (serrines propios), al 50%. La primera decisión será si vender en tarifa o a mercado. Las primas, tarifas y límites son las siguientes:

Combustible	Precio de tarifa c€/kWh	Prima c€/kWh	Límite superior c€/kWh	Límite inferior c€/kWh
b.6.1	16,0113	11,6608	16,6300	15,4100
b.8.2	9,4804	5,1591	10,0200	8,7900

Aun siendo consciente de que la facturación se hace mensualmente, en este caso, el promotor por simplificar, supone las 12 facturaciones del año son iguales. Es decir, que la proporción de biomasa procedente de cultivos y del aserradero, se mantiene constante durante todos los meses del año.

Los precios de venta de electricidad se forman como sigue:

- OPCIÓN 1. Tarifa regulada única: PFT= Ptr + CR + DH + Cef–Des, siendo:

PFT = precio final opción a tarifa.

Ptr = precio tarifa base. (16,0113 + 9,4804) c€/kWh x 50% x 6.000.000 = 764.751 €.

CR = complemento por reactiva. Suponiendo un factor de potencia igual a 1 durante las 24 horas del día, sólo se produce una bonificación del 4% sobre la energía producida en horas llano, que es la cuarta parte de la energía generada (suponiendo potencia constante las 7.600 horas de operación). La bonificación es 0,04 x 0,25 x 6.000.000 kWh x 7,8441 c€/kWh = 4.706,46 €.

Cef = complemento por eficiencia. Se calcula como sigue:

Complemento eficiencia = 1,1 x (1/REE_{min}-1/REEi) x Cmp, donde:

REE_{min}: es el rendimiento eléctrico equivalente mínimo por tecnología: 30%.

REE_i: es el rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la planta: 36,34%.

Cmp: es el coste unitario de la materia prima del gas natural, publicado trimestralmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio: 1,997 c€/kWhPCS en junio de 2007. El complemento por eficiencia es: 1,27747 c€/kWh, es decir, 76.648 €.

Des = coste del desvío y DH = discriminación horaria. No se considera por simplificación.

La retribución es de 846.106 €, es decir, 141,02 €/MWh.

- OPCIÓN 2. Mercado: PFM = PMD + P + GP + CR + Cef– Des, siendo:

PFM = precio final opción a mercado.

PMD = precio mercado diario. Se supone que la media anual es de 4,4 c€/kWh.

P = prima correspondiente: (50% (11,6608 + 5,1591) + 4,4) x 6.000.000 = 768.597 €. La suma de pool más prima es respectivamente, 16,0608 y 9,5591 c€/kWh, que están dentro de los límites superior e inferior de las tarifas por lo que lo que el precio no habría que ajustarlo.

GP = garantía de potencia. 2 €/MW x 0,789 MW x 7.600 horas = 11.993 €.

CR = complemento por reactiva, como en el caso anterior, se valora en 4.706,46 €.

Cef = complemento por eficiencia. Se calcula como en el caso anterior y resulta ser de 76.650 €.

Des = coste del desvío, no se considera por simplificar.

La retribución es de 861.946,46 €, es decir, 143,66 €/MWh.

La empresa decide la venta a mercado, por la diferencia de ingresos esperados, que permite asumir el sobrecoste de gestión de las ofertas y el riesgo de mercado.

5 Proyecto significativo. Planta de cogeneración con gasificación integrada de biomasa en Movialsa

5.1 Antecedentes del proyecto

Ante la cantidad de biomasa sólida disponible en la planta (orujo de uva sobre todo), la posibilidad de conseguir más biomasa en los alrededores de la fábrica y el incremento del precio del fuel oil, la empresa, ya conocedora del uso de la biomasa como combustible, decidió emprender acciones que permitieran mejorar la eficiencia eléctrica y total de la conversión de biomasa en energía.

El ciclo Rankine es poco eficiente y se pensó en emplear tecnologías innovadoras para producir más electricidad, pero sin menoscabo de la generación de calor, muy necesaria en las diferentes operaciones industriales.

Se contactó con algunas empresas a las que se envió una pequeña muestra de las biomasas.

La que finalmente provee la tecnología elegida, analiza la composición química y las características físicas de la misma, y decide realizar una prueba en su planta piloto ya que la productividad teórica y la calidad del syngas producible son esperanzadoras.

Se suministraron entre 2 y 3 t de biomasa al tecnólogo para desarrollar pruebas piloto a tamaño casi real. Los resultados en cantidad y calidad del gas fueron los esperados, y las pruebas de gasificación demostraron estabilidad y fiabilidad.

En ese momento, el proveedor de tecnología asociado con una empresa de ingeniería experta, estaban en disposición de realizar una oferta que, una vez aceptada por el cliente, se convirtió en el proyecto que se detalla a continuación.

5.2 Características generales

El grupo formado por las empresas EQTEC IBERIA y ENERGÍA NATURAL DE MORA, actuando como ingeniería, director de obras y proveedor de tecnología de gasificación, a mediados de 2007 están finalizando la instalación de la primera fase de una planta de cogeneración de electricidad y vapor, en la alcoholera de la empresa MOVIALSA, en la planta situada en Campo de Criptana (Ciudad Real). La primera fase planta tiene una potencia eléctrica total de 5,9 MW, proporcionada por motores-alternadores que son alimentados con gas de síntesis. Los gases de escape se emplean para generar 5.600 kg/h de vapor saturado en una caldera de recuperación. El agua de refrigeración de las camisas de los motores tiene un caudal de 159 m^3/h y una temperatura de 90 ºC, y se emplea en diferentes procesos productivos de la alcoholera.

La planta tiene prevista su puesta en marcha en abril de 2008, aunque ya está en funcionamiento el primer gasificador de 1.000 kg/h, incluido el sistema de acondicionamiento del syngas.

La segunda fase de la instalación, todavía sin fecha de ejecución, aumentará la potencia total de la planta de cogeneración a 14 MWe y consumirá 9,5 t/h de biomasa.

La primera fase gasifica 4.000 kg/h de orujo de uva deshidratado procedente de la propia alcoholera. El vapor se utilizará en un evaporador multietapa para la concentración de vinazas, de forma que se eliminen totalmente las vinazas de la fábrica. El concentrado de vinazas será posteriormente tratado y convertido en fertilizante.

Los gasificadores utilizados son de tecnología ENAMORA, de lecho fluido burbujeante de presión compensada, de la misma capacidad, si bien los tres últimos de la primera fase tienen algunas mejoras respecto al primero, especialmente en cuanto a los sistemas de extracción de material del lecho, lo que facilita su limpieza.

Los aspectos más destacados de la planta son su elevado rendimiento eléctrico, bajos costes de operación y mantenimiento y bajas emisiones de gases contaminantes. La emisión de contaminantes es:

- NO_X: 500 mg/Nm^3
- CO: 880 mg/Nm^3
- PM_{10}: < 5 mg/Nm^3

Las bajas emisiones se deben en gran medida a la casi nula presencia de alquitranes, que es una característica importante de la tecnología de gasificación empleada.

La planta de generación está formada por:

- Planta de gasificación de biomasa. En esta planta se gasifica actualmente orujillo de uva, obteniendo un gas combustible de bajo poder calorífico (5,5 MJ/Nm^3). La capacidad de la primera fase de la planta permite gasificar 4.000 kg/h de biomasa.
- Sistema de limpieza del gas combustible, consistente en enfriadores del gas, filtro de mangas, y sistema de enfriamiento de cenizas. La gran ventaja de este sistema es que no necesita de un lavado por vía húmeda, por lo que no genera aguas residuales. Tan sólo una pequeña parte se condensa en el enfriamiento, junto a naftalenos que, separados por decantación simple, se mezclan con la biomasa entrante al gasificador.
- Planta de generación de electricidad. Esta planta consta de tres motogeneradores, alimentados por el syngas producido en la planta de gasificación.

  La potencia eléctrica total de esta instalación es de 5.922 kWe. Los motores son sobrealimentados y tienen postenfriador de doble etapa, con el fin de maximizar su rendimiento.
- Instalaciones de recuperación de calor residual, consistentes en una caldera de vapor de 5.600 kg/h de vapor saturado a 6 bar, y un máximo de 159 m^3/h de agua caliente a 90 ºC, con retorno a 75 ºC (2.385.000 kcal/h).
- Instalaciones eléctricas de interconexión de la planta de producción de electricidad con la red de la compañía suministradora, a 132 kV.



Secadero de orujilo de uva de MOVIALSA.

5.3 Funcionamiento de la planta

La planta se alimenta de orujillo de uva aunque está previsto emplear también orujillo de aceituna.

El orujo de uva desalcoholizado (70% Hr, 60-70.000 t/año) se seca en dos trómeles de corrientes paralelas, que se alimentan con gases de escape de unas calderas de vapor que, a su vez, son alimentadas con gases de una cogeneración con motores de fuel oil en cabecera.

En caso de parada de los motores, los secaderos podrían alimentarse con gases de combustión de orujillo, para lo que se dispone de una "hornilla" al efecto. Los motores de fuel oil sólo paran cuando no hay demanda de calor para la concentración de mostos y otros procesos industriales, aunque dado el precio del fuel oil, la cogeneración con gasificación integrada podría permitir detener alguno o todos los motores de fuel oil, según la demanda de calor.

Los gases del secadero pasan por unos ciclones antes de ser enviados al exterior.

Una vez secado el orujillo de uva (10-15% Hr) se separa la granilla, que tiene una alto valor para la extracción de aceite (90 €/t), mediante una cribas y unas



Hornilla de biomasa para la producción de gases para los secaderos.

mesas de aspiración que se llevan los hollejos y dejan la granilla, de mayor densidad.

Secar más los orujillos no tiene sentido por que recuperarían la humedad de equilibrio en cuanto tuvieran contacto con el aire.

Los hollejos son molidos hasta una granulometría de 2-3 mm, ya que menores diámetros pueden hacer que sea demasiado ligero y se escape del gasificador demasiado deprisa, junto con las cenizas. La densidad del combustible que entra a gasificación es de 200-250 kg/m^3.

El hollejo es almacenado hasta su carga sobre una tolva en la que se inicia el sistema de alimentación a los gasificadores. Ésta se efectúa mediante unas válvulas de clapeta, que aseguran la estanqueidad del sistema.

La gasificación funciona en ligera depresión para asegurar que no haya escape de gases tóxicos, combustibles y explosivos. Cualquier pérdida de depresión detiene automáticamente el sistema y se para la gasificación.



Vista del Gasificador nº 1 operativo y nº 2 en montaje.

En el gasificador, la biomasa se introduce por el tercio inferior, a través de tres bocas de carga separadas 120º, para producir buena homogeneidad de la mezcla agente gasificante/combustible, y se mantiene en el lecho fluido. El lecho lo fluidifica el aire primario, que se introduce por la parte inferior del gasificador, a través de una matriz, creando un efecto de ducha de aire invertida. El gas de síntesis se extrae por la parte superior y se enfría en un primer cambiador con el aire primario, cediendo unos 300 kW por gasificador. A continuación, se vuelve a enfriar sin aprovechamiento energético actualmente (200 kW aprovechables).

Tras este segundo enfriamiento se produce la captación de partículas del gas en el filtro de mangas y posteriormente la condensación del vapor de agua y los

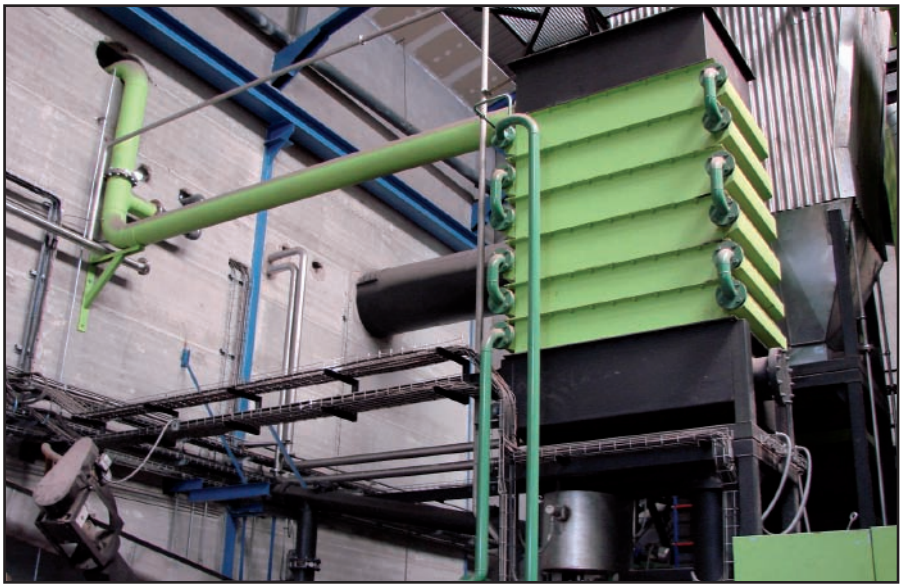


Vista de dos de las bocas del sistema de alimentación del gasificador.

naftalenos (aceite vegetal), que se separan de la corriente de gas en unos purgadores. El agua y los naftalenos se separan totalmente por decantación. El agua es enviada a la depuradora, y los naftalenos se mezclan con el hollejo a gasificar, de forma que se introducen de nuevo en el proceso.

La ceniza tiene un PCI de 3.000 kcal/kg y es quemado en unas calderas de biomasa sólida. La producción de cenizas es de 70-80 kg/h, es decir, de un 7 a un 8% de la biomasa entrante.

Las calderas mencionadas, que son alimentadas con estas cenizas como complemento al orujillo (1.900-1.950 kg/h), producen un



Segundo sistema de enfriamiento de syngas y purgado de agua y naftalenos.

total de 18 t/h de vapor a 42 bar, recalentado a 420 °C, que se condensan en un grupo turbo-alternador. Los gases de estas calderas contienen entre 100 y 150 mg/m^3 de partículas, que son retenidas en su mayoría en un electrofiltro hasta unos niveles de 20-25 mg/m^3.

La gasificación tiene un rendimiento térmico entre el 78 y el 80% sobre el PCI de la biomasa entrante. La producción de syngas con esta tecnología es bastante independiente del tipo de biomasa y oscila alrededor de 2.500 Nm^3/t de biomasa, y, en este caso, por hora. El PCI del syngas es lo que varía en función del PCI de la biomasa introducida. En este caso oscila entre 1.200 y 1.400 kcal/Nm^3.

El gas limpio se comprime y se enfría antes de enviarlo a los motores.

5.4 Balance energético

En la siguiente tabla se resume el balance energético de la planta de cogeneración con gasificación de biomasa integrada a régimen nominal.

Consumo de biomasa	kW kg/h	19.600 4.000
Potencia térmica total gasificadores	kW	14.400
Caudal de gases de escape del motor	kg/h	43.197
Temperatura de los gases de escape	°C	456
Calor de gases de escape del motor	kW	3.810
Producción de vapor de agua (6 bar sat)	kW/h	5.600
Calor de refrigeración del motor	kW	2.778
Producción de agua caliente a 90 °C	m^3/h	159
Calor total disponible	kW	6.588
Potencia eléctrica	kW	5.922
Rendimiento eléctrico	%	30,2
Rendimiento térmico	%	33,6
Rendimiento total	%	63,8

En esta tabla se puede observar el elevado rendimiento eléctrico de la planta, que supera con creces el que se podría obtener con un ciclo Rankine de combustión de biomasa para la producción de vapor y posterior uso de este turboalternador, que suele situarse en el 24% como valor máximo en el rango de potencia de 5 a 15 MW. Además, la recuperación del calor residual contenido en los gases de escape y el circuito de refrigeración de los motores permite obtener energía térmica sin disminuir la generación eléctrica, como sucede con el ciclo del vapor.

Toda la instalación está diseñada para un funcionamiento en continuo, con una previsión de funcionamiento de 7.800 horas, con una necesidad de operación mínima, estimada en una persona.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

c/ Madera, 8 - 28004 Madrid
Tel.: 91 456 49 00. Fax: 91 523 04 14
comunicacion@idae.es
www.idae.es

ISBN 978-84-96680-22-7

P.V.P.: 5 € (IVA incluido)