Madrid
Ahorra
con Energía

Guía Básica

MICROCOGENERACIÓN

La Suma de Todos

CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA
Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Guía Básica de Microcogeneración

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

Energy Management Agency
Intelligent Energy Europe

www.fenercom.com

La Suma de Todos

CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA
Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.madrid.org
(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

www.fenercom.com

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid
dgtecnico@madrid.org

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid
fundacion@fenercom.com

Esta publicación ha sido elaborada por Euroiberia Ingeniería S. L., para la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, siendo los autores Juan Blanco Díez y José Ignacio García Bielsa.

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellas se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Depósito Legal: M. 4200-2012
Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.
28935 MÓSTOLES (Madrid)

Índice

PRESENTACIÓN 7

1. LA MICROCOGENERACIÓN: SISTEMAS CENTRALIZADOS VS. GENERACIÓN DISTRIBUIDA 9

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES 14

2.1. Micromotores 14
2.1.1. Principios básicos 14
2.1.2. Componentes 17
2.1.3. Puesta en marcha 23
2.1.4. Operación y mantenimiento 25
2.1.5. Aspectos medioambientales 27

2.2. Microturbinas 28
2.2.1. Fundamentos y componentes 28
2.2.2. Puesta en marcha 30
2.2.3. Aspectos medioambientales 31

2.3. Pilas de combustible 31
2.3.1. Fundamentos y descripción por etapas 31
2.3.2. Operación y mantenimiento 37
2.3.3. Aspectos medioambientales y normativos 38

2.4. Motores Stirling 40

3. CRITERIOS ECONÓMICOS BÁSICOS 42

4. CRITERIOS DE DISEÑO Y ELECCIÓN 44

4.1. Diseño y elección de la instalación de microcogeneración 44
4.2. Diseño del acumulador de inercia 49

5. ASPECTOS LEGALES 50

5.1. Remuneración específica 50
5.2. Microcogeneración en edificación. 52

6. REQUISITOS Y RECOMENDACIONES DE INTERCONEXIÓN 54

7. TRÁMITES NECESARIOS PARA LA LEGALIZACIÓN Y CONEXIÓN DE UNA MICROCOGENERACIÓN 58

8. BIBLIOGRAFÍA 58

9. EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIONES DE CADA TECNOLOGÍA 60

PRESENTACIÓN

La cogeneración consiste en la producción simultánea de calor y electricidad en el punto de consumo final de energía a partir de un combustible, generalmente gas natural.

La microcogeneración se refiere a equipos de pequeña potencia, de menos de 50 kW, que pueden ser instalados, con facilidad y una inversión reducida, en edificios industriales, del sector terciario y residencial, en edificios públicos, etc.

Este tipo de generación de energía térmica y de electricidad permite conseguir ahorros de hasta un 40% de energía primaria, ya que se reducen las pérdidas de energía eléctrica en el transporte y distribución de electricidad. Se trata pues de una de las tecnologías que se denomina de generación distribuida.

Los rendimientos de estos equipos son muy elevados, del orden del 85-90%, si se comparan con los de las centrales eléctricas convencionales (del 35% en el caso de las centrales de carbón) y con los de las centrales de ciclo combinado con gas natural (del 58% en las centrales más modernas).

Uno de los requisitos que se precisa para que estas instalaciones sean rentables económicamente es que exista una demanda térmica de varios miles de horas al año, es decir consumo de agua caliente para calefacción y ACS. La energía eléctrica generada es, generalmente, vertida a la red de distribución, ya que ésta energía vendida cuenta con una «prima» al estar contemplada la cogeneración dentro del «Régimen Especial de Productores Eléctricos».

Actualmente, existen varias tecnologías de microcogeneración, pero las más comunes son: las basadas en motores de combustión interna —similares a los de los automóviles—, los motores de combustión externa tipo Stirling y las microturbinas.

La cogeneración había sido hasta ahora una actividad ligada a la industria, contribuyendo a lograr un sistema productivo eficiente y competitivo, ahorrando energía y emisiones y aportando beneficios a la generación distribuida.

En el contexto actual, de crecientes alzas del precio de la energía, la microcogeneración se configura como una tecnología con futuro en los sectores industriales

y, también, no industriales, tal y como sucede en Japón y Alemania con más de 20.000 y 4.000 equipos instalados anualmente.

En definitiva, la cogeneración genera superavit económico y ambiental y por eso la Comunidad de Madrid, a través de la Dirección General de Industria, Energía y Minas y con el apoyo de la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, han puesto en marcha un programa específico de impulso a una tecnología energéticamente eficiente como es la *microcogeneración*.

Además del citado programa es preciso contar con actividades formativas e informativas, siendo objetivo de esta publicación cubrir una laguna documental, pues existen muy pocas publicaciones disponibles, que sirva para divulgar las ventajas y características de este tecnología.

Carlos López Jimeno
Director General de Industria, Energía y Minas
Comunidad de Madrid

1. LA MICROCOGENERACIÓN: SISTEMAS CENTRALIZADOS VS. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La cogeneración se define como la generación combinada de energía calorífica (ya sea en forma de vapor o agua caliente o incluso frío) y electricidad (o en su defecto energía mecánica) en un mismo centro de producción.

La generación conjunta de ambos tipos de energía debe llevar consigo al menos el consumo de la energía calorífica en el propio centro de producción o en clientes próximos al mismo pudiendo la electricidad consumirse in situ o en consumidores próximos o bien exportarse a la red.

El fundamento de la alta eficiencia de esta tecnología se basa en que toda producción de electricidad lleva inexorablemente anexa una producción de energía calorífica que si no se utiliza se pierde. Por otro lado, si la energía eléctrica también se consume «in situ», se evitan la pérdidas de transporte que se producirían si la energía eléctrica se tuviera que producir de manera centralizada. Los rendimientos conjuntos entre energía térmica y eléctrica generada rondan el 90% en todas las tecnologías.

También la generación distribuida es útil en zonas en las que la construcción de nuevas líneas es compleja o de mucho coste o en zonas o países con sistemas de transmisión débiles. El desarrollo de la generación distribuida contribuye a dar fiabilidad y robustez al suministro eléctrico.

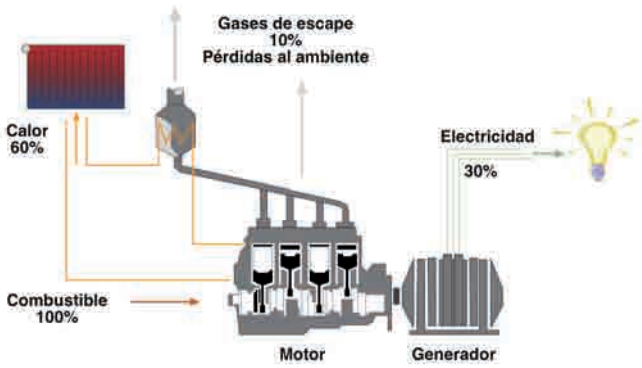


Figura 1. Esquema básico de una microcogeneración (Altare).

En teoría, en un sistema centralizado de producción exclusiva de electricidad, basado en grandes centrales térmicas, se conseguirían mejores ren-

dimientos y eficiencias genéricas de conversión de energía primaria en electricidad más elevadas, pero las eficiencias globales de los sistemas distribuidos de generación combinada de energía calorífica y electricidad pueden producir ahorros de la energía primaria utilizada.

Estas ventajas de la cogeneración han hecho que las Administraciones Públicas españolas (y también a nivel europeo) la hayan beneficiado con primas y/o incentivos a la producción, así como en la mayoría de los casos prioridad en el despacho eléctrico.

En cuanto a las denominaciones, según la directiva 2004/8/CE se denomina *cogeneración de pequeña escala a la de potencia eléctrica inferior a 1 MW eléctrico y micro-cogeneración cuando la potencia instalada es inferior a 50 kW eléctricos*.

Aunque las tecnologías utilizadas son las mismas en cogeneración y microcogeneración, independientemente de las potencias instaladas, lo que segmenta la potencia instalada eléctrica (y por ende térmica) es el cliente o «*host*» que utiliza la microcogeneración.

Una de las características propias de la microcogeneración es que la totalidad de los elementos que forman la instalación vienen encapsulados de manera compacta, con su aislamiento acústico incluido, de manera que el equipo suele estar listo para ser conectado y puesto en marcha. Por otro lado, los equipos de microcogeneración operan con un sistema de regulación y control automáticos y pueden también ser controlados a distancia si fuera necesario.

Llamamos microtrigeneración a la utilización de parte de la energía térmica generada en la microcogeneración como alimentación de una máquina de absorción para la producción de frío. Esto permite, en climas mediterráneos, aumentar las horas de funcionamiento del equipo con el ahorro de energía primaria y eficiencia que lleva consigo, aunque también haga que la inversión y la complejidad de la instalación sean mucho mayores. La producción de aire caliente/frío permite la utilización de microcogeneración en edificios en los que la demanda de ACS no es significativa (edificios de oficinas, etc.).

Cuando se habla de microcogeneración, se pueden distinguir tres grandes áreas de aplicación:

Sector residencial

- Áreas residenciales y bloques de viviendas
- Grandes viviendas unifamiliares

Sector terciario

- Hoteles y auditorios
- Residencias de la tercera edad
- Guarderías infantiles
- Centros escolares
- Hospitales
- Polideportivos y piscinas
- Spas y balnearios
- Edificios comerciales
- Edificios industriales (almacenes, talleres) en polígonos industriales

Edificios públicos

- Edificios de la Administración

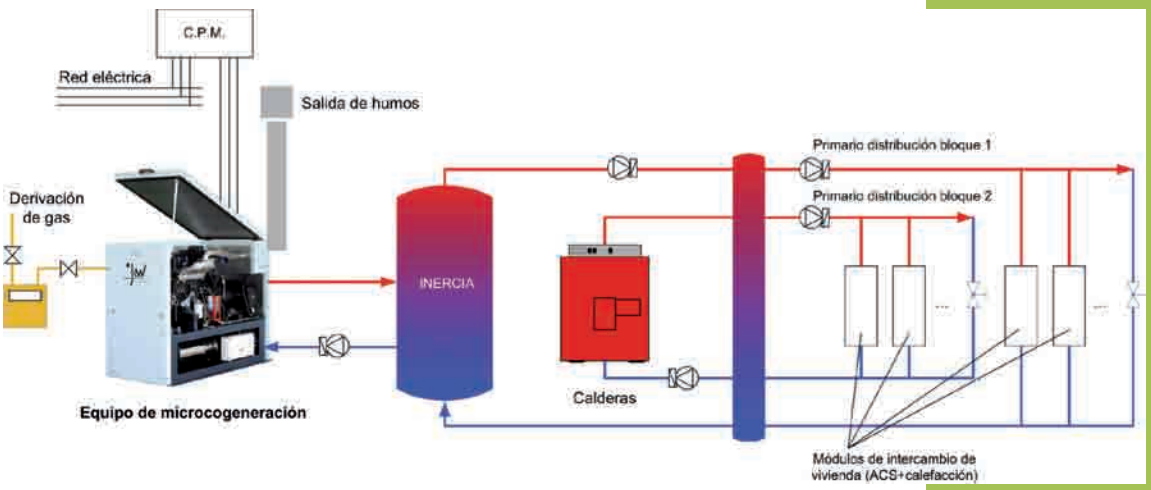


Figura 2. Esquema de microcogeneración aplicado a viviendas, con aporte de energía calorífica de calderas (Altare).

Como ventajas operativas respecto a soluciones convencionales, la microcogeneración ocupa espacios reducidos y modulares y no ocupa espacios arquitectónicos que pueden ser utilizados para otros fines. También pudieran utilizarse en caso de emergencia como equipos electrógenos en caso de fallo de suministro de la red.

La microcogeneración se diferencia de la cogeneración industrial, no sólo en la capacidad eléctrica instalada de los equipos, sino sobre todo en la modularidad en los mismos. El hecho de que puedan instalar varios módulos compactos en paralelo permite ajustarse a las variaciones de demanda de manera más flexible.

El mercado más importante a nivel mundial de microcogeneración es Japón, que en el período 2005-2010 conectó 104.194 instalaciones, siendo la marca Honda el líder mundial en instalaciones realizadas. En Europa, Alemania es el segundo mercado mundial con 18.415 instalaciones y el Reino Unido tercero con 2.515 instalaciones.

Con respecto a la situación actual de la microcogeneración en España, el IDAE publicó en 2007 que el potencial hasta el 2020 en los sectores residencial y terciario sería de unos 9.700 MW. Bien es verdad que aunque este potencial incluye tanto microcogeneración como cogeneración a pequeña escala, lo que sí parece evidente es la baja penetración de la cogeneración en estos sectores (en torno al 2%) según estudios del IDAE en 2008.

A finales del año 2009, según ECLAREON, existían 150 instalaciones en España menores de 100 kW eléctricos, con una potencia media de 21 kW eléctricos por unidad.

Sin embargo en 2011, sólo 67 instalaciones de menos de 100 kW estaban inscritas en el Registro de Instalaciones del Régimen especial (RIPRE) y ECLAREON estimaba en 120 instalaciones las que están en espera de autorizaciones para conexión a red.

El desarrollo futuro de las instalaciones de microcogeneración en España está ligado también a las acciones previstas en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER 2011–2020)

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renova-

bles, establece que cada Estado miembro debe elaborar un Plan de Acción Nacional en materia de Energías Renovables (PANER) para conseguir los objetivos nacionales fijados en la propia Directiva.

Para España, estos objetivos vinculantes se concretan en que las energías renovables representen un 20% del consumo final bruto de energía, con un porcentaje en el transporte del 10%, en el año 2020.

Dentro de la Directiva 2009/28/CE, el sector de la edificación representa un sector estratégico donde es vital establecer una serie de medidas que permitan fomentar la el uso de las energías renovables debido a que es un sector donde se registra un gran consumo energético.

En este sentido, los apartados 3, 4, 5 y 6 del artículo 13 de la Directiva 2009/28/CE establecen una serie de directrices encaminadas a que el sector de la edificación juegue un papel importante dentro del fomento de las energías renovables. Para ello, los Estados miembros deberán conseguir que:

- Los organismos administrativos locales y regionales velen por que se instalen equipos y sistemas para la utilización de electricidad, calor y frío a partir de fuentes de energía renovables, y para sistemas urbanos de calefacción o refrigeración, a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales.
- Las normas y códigos de construcción contengan las medidas apropiadas para aumentar la cuota de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la construcción.
- Los edificios públicos ya existentes que sean objeto de una renovación importante, a escala nacional, regional y local, desempeñen un papel ejemplar a partir del 1 de enero de 2012.
- Las normas y códigos aplicados al sector de la construcción sean un instrumento para fomentar la utilización de sistemas y equipos de calefacción y refrigeración a partir de fuentes renovables que permitan reducir notablemente el consumo de energía.

El PANER prevé estima que la contribución de energía solar térmica al cumplimiento de los objetivos vinculantes para 2020 será de 644 ktep, producidos por los 10.000.000 m^2 previstos para 2020. Esto supone un incremento en el periodo de aproximadamente 7.600.000 m^2.

La principal aplicación de la energía solar térmica esta actualmente asociada al sector de la edificación, derivada de las exigencias de la sección HE4 del Código Técnico de la Edificación.

Para alcanzar esta superficie instalada en 2020 es necesario incrementar la superficie instalada anual desde los 376.000 m^2 estimados para 2011 hasta los más de 1.300.000 m^2 estimados hasta 2020.

Para conseguir este importante incremento de superficie instalada cada año, resulta imprescindible complementar esta aplicación principal de producción de agua caliente sanitaria derivada del Código Técnico de la Edificación con otras.

Esto supone que la demanda de ACS de la nueva edificación, así como el abastecimiento de agua caliente en otro tipo de aplicación, deberá ser cubierta mediante fuentes de energía renovables para cumplir los objetivos del PANER lo que repercutirá de manera negativa en la cuota de mercado de la microcogeneración para esas mismas aplicaciones, salvo en aquellos casos en que el combustible empleado por la microcogeneración sea renovable.

Los sistemas de microcogeneración, se basan en cuatro tecnologías básicas de producción de electricidad: El motor alternativo de combustión interna, la turbina de gas, la pila de combustible y el motor Stirling.

2. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

2.1. Micromotores

2.1.1. Principios básicos

Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía térmica y eléctrica (o en su defecto mecánica). Mediante los movimientos alternativos y lineales de los pistones se consigue el movimiento de giro de un eje, que mediante un alternador acoplado a dicho eje produce la energía eléctrica, siendo la energía térmica obtenida de los gases de escape y del agua de refrigeración de las camisas del motor. Ambas fuentes de calor se recuperan para convertir toda la energía térmica posible en agua caliente que pueda

ser utilizada en calefacción o ACS o bien como entrada para una máquina de absorción si estamos hablando de microtrigeneración.

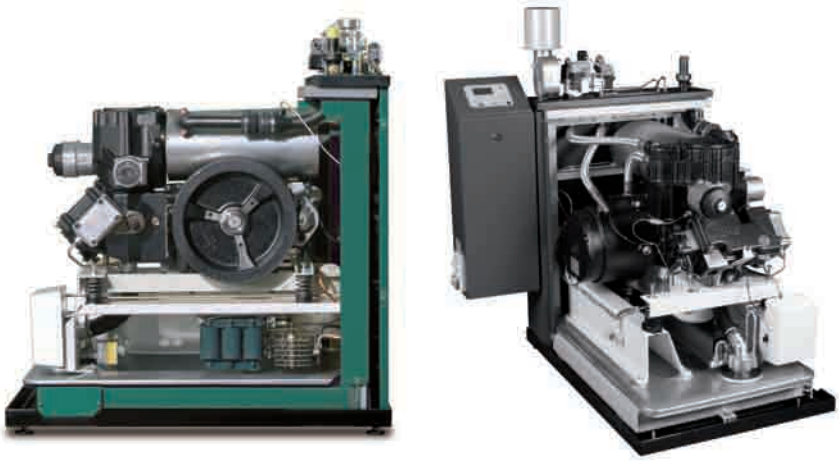


Foto 1. Motor en instalación de micro cogeneración DACHS (Baxiroca).

El rendimiento de un motor depende básicamente de la relación de compresión Rc (relación entre el volumen al inicio y al final de la compresión del gas). En la Figura 3 se observa el esquema de compresión de gases en un motor de ciclo Otto donde:

Rendimiento = 1 – (QBC/QDA) = 1 – (1/Rc-1)

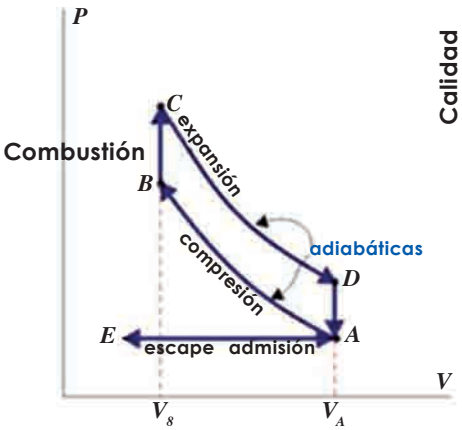


Figura 3. Esquema de compresión de gases en un motor de ciclo Otto (Buderus).

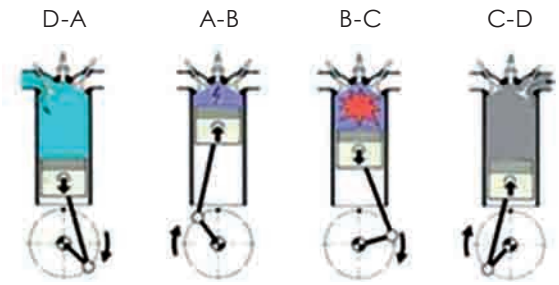


Figura 4. Esquema gráfico de funcionamiento de un motor de combustión de 4 tiempos (Buderus).

Por otro lado, a mezclas más ricas en combustible se obtiene mejor rendimiento ($\lambda<1$), pero más emisiones. La sonda λ o sensor de oxígeno y la incorporación del catalizador garantiza valores de λ cercanos a $\lambda=1$ mezcla estequiométrica, con menores consumos.

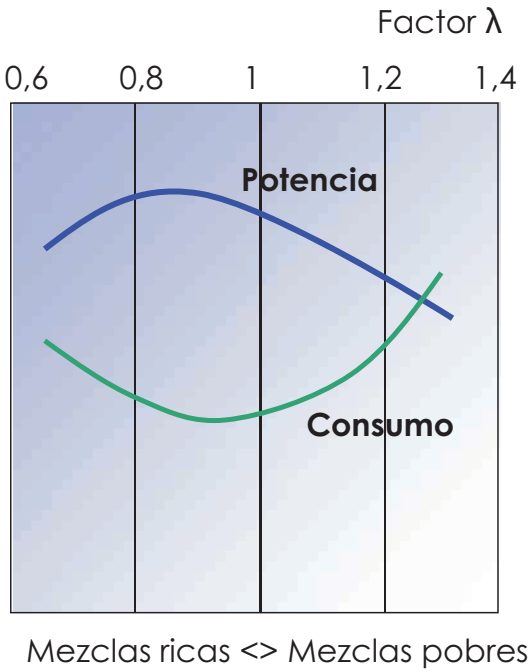


Figura 5. Curvas de potencia y consumo en función del enriquecimiento del gas de combustión (Buderus).

2.1.2. Componentes

2.1.2.1. Planta de potencia

El motor utilizado de manera generalizada es un motor de combustión interna que trabaja según el principio del motor Otto de cuatro tiempos y que utiliza como combustible gas (normalmente gas natural, aunque también los hay que pueden ser alimentados por GLP).

El motor tiene entre 1 y 6 cilindros, que pueden ser, desde el punto de vista de la alimentación del combustible, atmosféricos o turboalimentados.

Desde el punto de vista de la proporción aire/combustible podemos distinguir los motores de aspiración natural $\lambda = 1$ con catalizador de tres vías, motores de $\lambda > 1$ (motores de mezcla pobre) y los motores de carga (la mayoría con sistema turbo de compresión).

El motor de combustión interna es un producto fiable, con enorme disponibilidad y ampliamente probado y del que se posee un conocimiento profundo, lo cual hace que se puedan llegar a 40.000-80.000 horas de vida útil con mantenimientos adecuados.

Foto 2. Equipo Loganova EN20: 19 kW eléctricos y 34 kW térmicos (Buderus).

Los motores de cuatro tiempos requieren una formación adecuada de la mezcla de combustible y aire. El gas natural pasa por un mezclador tipo Venturi que mezcla gas y aire. La proporción está controlada por la válvula de alimentación del gas. Una sonda λ mide el oxígeno contenido en los gases de escape y hace la regulación automática de la mezcla.

La mayoría de los motores están equipados con un sistema de control de lubricado, así como de un vaso de expansión para realizar los cambios de aceite necesarios.

En los motores de cuatro tiempos, la mezcla gas/aire es prendida por una chispa producida por una bujía. La descarga de la bujía se produce normalmente mediante la descarga de un condensador.

El sistema de seguridad del gas posee, de manera general, un filtro, válvula doble de solenoide, preostato y una válvula de bola para corte de gas activado térmicamente.

Para el arranque de los módulos, los equipos están dotados normalmente de un sistema de baterías.

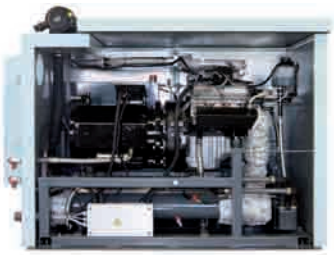


Foto 3. Corte transversal de una instalación de microcogeneración con motor kW Energie (kW Energie/Altare).

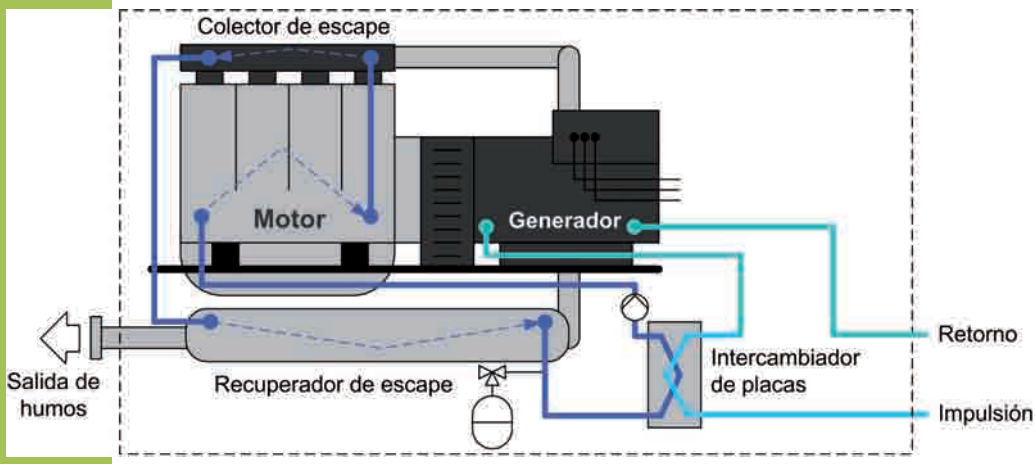


Figura 6. Esquema de disposición de elementos en un equipo de microcogeneración con motor (Altare).

2.1.2.2. Generador

Normalmente es un generador industrial de corriente alterna trifásico 400 V-50 Hz (4 polos-1.500 r/min).

Los generadores pueden ser asíncronos o síncronos. En el caso de los motores asíncronos, los más comunes de los instalados en España, el motor acciona directamente el generador a través normalmente de ruedas dentadas. Si se produce una desconexión de la red de una o más fases, se pueden activar los dispositivos de seguridad y el generador se desconectaría de la red.

➔ Generador asíncrono	➔ Generador síncrono
↑ - Construcción robusta - No necesita regulación - Se puede usara agua para refrigeración	↑ Rendimiento eléctrico alto. - Conexión. síncrono a la red - No produce corriente reactiva - Posibilidad de sustitución de la red
↓ - Rendimiento eléctrico más bajo - Conexión asíncrona a la red - Se necesitan resistencias para limitar el corriente de arranque - Funcionamiento como equipo de emergencia o para sustitución de la red no es posible - Necesidad de corriente reactiva = costes	↓ Tecnología más costosa - Altos requisitos a control de la red - En caso de arranque manual peligro de deterioro - Solamente refrigramiento por aire posible

Figura 7. Ventajas e inconvenientes de los generadores síncronos y asíncronos (Buderus).

En el caso de los motores asíncronos, el motor acciona directamente el generador a través normalmente de ruedas dentadas. Si se produce una desconexión de la red de una o más fases, se pueden activar los dispositivos de seguridad y el generador se desconectaría de la red.

Desde el punto de vista de la refrigeración, pueden ser refrigerados por aire o agua.

En los asíncronos, normalmente el retorno del agua de calefacción enfría el generador.

Foto 4. Generador (en azul) refrigerado por aire del equipo Senergino S5 (Altare).

La sincronización con la red se realiza de manera automática en el caso de exportación de electricidad por medio de un dispositivo de sincronismo, que controle el diferencial de voltaje con la red, el diferencial de frecuencia y el diferencial del ángulo de fase. También incluye protecciones, interruptores y regulaciones del factor de potencia.

2.1.2.3. Sistemas de recuperación de calor

El fin de los intercambiadores de calor es el de recuperar la mayor cantidad posible de energía térmica en forma de calor utilizable.

Básicamente, el calor se transfiere al refrigerante de las camisas, al aceite refrigerante (entre ambos el 25% del total producido) y a los gases de escape (65% del total producido). El 10% se consideran pérdidas.

La recuperación se hace normalmente mediante uno o dos circuitos en forma de agua caliente (entrada a 70 °C y salida a 85-90 °C).

El retorno debe estar regulado en torno a 65-70 °C. El comportamiento es semejante al de una caldera normal.

2.1.2.4. Sistema de evacuación de gases de escape

Normalmente se usan catalizadores de tres vías para asegurar emisiones de acuerdo a la normativa vigente.

El principio químico en que se basa es la reducción de óxidos de Nitrógeno (NO y NO_2) y la oxidación simultánea de hidrocarburos y monóxido de carbono (CO). Los productos resultantes de la reacción son dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y sus óxidos complejos (NO_x).

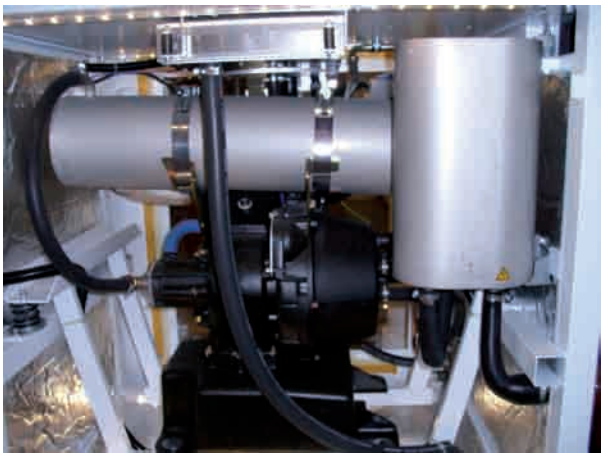


Foto 5. Recuperador de gases de escape en la parte superior de la instalación ecoPOWER e4.7 (Vaillant).

El catalizador está integrado en la salida de gases de escape antes del intercambiador de calor de gases quemados. El catalizador puede ser reemplazado sin ser una actuación mayor. La temperatura de salida de gases es controlada para optimizar la vida del catalizador, que suele estar protegido por una carcasa de acero resistente a altas temperaturas.

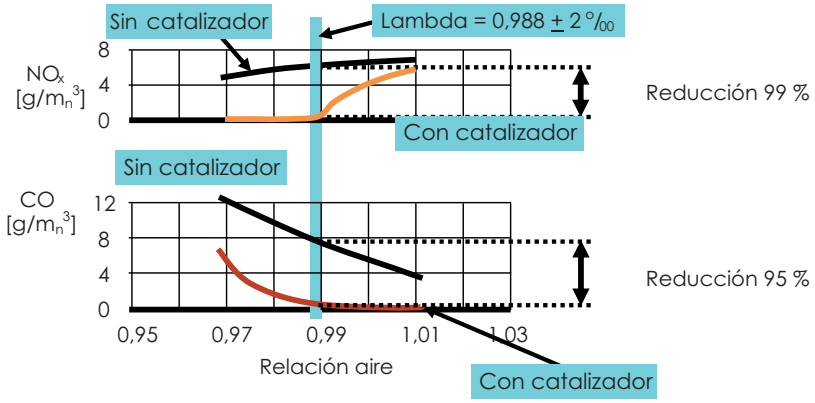
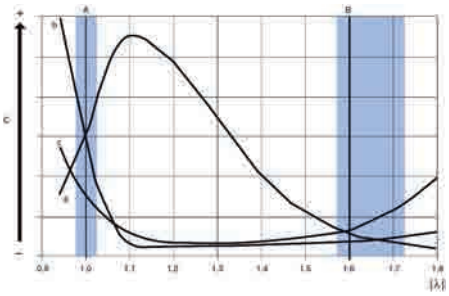


Figura 8. Efecto del catalizador de tres vías para las emisiones de NO_x y CO (Buderus).

El sistema de evacuación de los gases de escape también incluye normalmente un sistema silenciador.



A. Motor estequiométrico
B. Motor de mezcla pobre
C. Concentración de NOx, CO, y CnHm en los gases de escape
De – (bajo) a + (alto)
λ. Exceso de aire/combustible
a. NO_x
b. CO
c. Hidrocarbonos

Figura 9. Emisiones en un motor de microcogeneración en función de la proporción del aire de entrada y combustible (Buderus).

2.1.2.5. Cabinado y auxiliares

Es la envolvente de protección y aislamiento térmico y acústico.

Normalmente el control integrado y el armario eléctrico, así como el depósito de regulación (depósito de inercia o acumulador) de agua caliente se encuentra fuera del cabinado del equipo.

El acumulador o depósito de inercia sirve para regular la «irregularidad» de la demanda térmica a las capacidades de la instalación. Es importante obtener una estratificación óptima de la temperatura del agua almacenada en su interior.

Para transportar el agua hasta el acumulador, normalmente, es necesaria la instalación de una bomba que debería tener regulación de caudal y temperatura para obtener una estratificación óptima. Este tipo de bombas, llamadas termostáticas, llevan instalado un termostato en la entrada de la bomba que regula la temperatura de impulsión y se puede adaptar el funcionamiento de la instalación a la demanda de ACS o calefacción de manera más exacta y fiable.

Foto 6. Cabinado de una máquina kW Energie 30G (Altare).

2.1.3. Puesta en marcha

En el momento de la instalación y puesta en marcha hay que verificar adecuadamente los siguientes puntos:

a) Aislar la instalación respecto a vibraciones.

b) Asegurar un aporte de aire fresco (menor de 30 °C y en caudal adecuado) a la sala donde se realice la instalación y asegurar la disipación de calor y evacuación de los gases de escape.

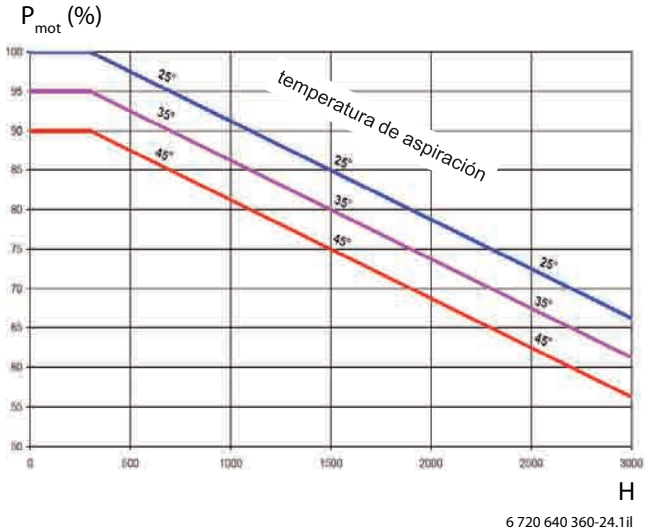
c) Asegurar que el suministro de gas se realiza a la presión adecuada (normalmente entre 25 y 80 mbar) y que el llamado número de metano (o porcentaje de metano en el gas natural) del suministro de gas es el adecuado para evitar problemas en el funcionamiento del motor.

d) Realizar la conexión eléctrica de acuerdo con los requisitos de la compañía distribuidora.

e) Realizar la conexión del agua sanitaria.

Foto 7. Equipo Vitobloc 200 (Viessmann).

Hay que tener en cuenta que las instalaciones con micromotores sufren ajustes en la potencia nominal dependiendo de la altura sobre el nivel del mar y la temperatura del aire de aspiración. Este punto debe también ajustarse durante la puesta en marcha ya que de lo contrario se sobrecargaría el motor y se modificaría su vida útil.



H = Altura sobre el nivel del mar
P_{mot} = Potencia del motor

Figura 10. Reducción de la potencia del motor debido a cambios de temperatura y a la altura de la instalación: Loganova EN50 (Buderus).

2.1.4. Operación y mantenimiento

Aunque la mayoría de los motores tienen posibilidad de operar regulados por la demanda térmica o la eléctrica, la mayoría de las operaciones de los motores de microcogeneración se rigen por las necesidades de la demanda térmica.

Normalmente el motor de microcogeneración aporta una base mínima de la demanda térmica de la instalación que le permite funcionar prácticamente en base (al menos 4.500 h/año) y la demanda térmica complementaria se suele aportar mediante calderas convencionales.

Si los módulos de microcogeneración se utilizan como fuente de energía eléctrica de emergencia, se tienen que cumplir los requisitos especiales de la compañía distribuidora local. El cumplimiento es especialmente importante en lo que se refiere a los límites operacionales estáticos y dinámicos, tales como las características de voltaje y de frecuencia en caso de cambios de carga, las características de cargas desequilibradas o la distorsión total de los armónicos, protección, etc.

En cuanto al mantenimiento, es fundamental el acceso libre a todas las partes de la instalación dentro del cabinado o carcasa para evitar tiempos de demora en operaciones de montaje y desmontaje.

Muchos equipos son controlados en remoto por el mismo fabricante que puede adelantarse a cualquier actuación en las instalaciones.

Podemos distinguir dos tipos de intervenciones: Preventivas y correctivas.Las preventivas deben ser programadas de manera escrupulosa. El básico consiste en los cambios de aceite y filtros (entre 1.000 y 4.000 horas de funcionamiento según marcas y modelos).

La sustitución de otros componentes adicionales se realiza cada 4.000-8.000 horas, realizándose un overhaul parcial de las piezas de mayor desgaste (cilindros y culatas) cada 18.000-22.000 horas, realizándose el cambio de motor u overhaul total cada 36.000-44.000 horas.

Los intervalos de mantenimiento preventivo están siempre sujetos a ajustes en función de las condiciones de operación del motor en cada proyecto concreto y a indicaciones del fabricante en base a la experiencia adquirida.

El mantenimiento correctivo incluye la sustitución y reparación de piezas por roturas o daños debidos al funcionamiento de la instalación.

E1	E2	E3	E4	E5	E6	Modelo: LIEBHERR G 926 T	Acción
1er mante-nimiento	Chequeo diario	1.500 h	6.000 h	30.000 h	60.000 h		
X		X	X	X	X	Aceite lubricante	suministrar
X		X	X	X	X	Análisis de aceite lubricante	suministrar
X		X	X	X	X	Aceite lubricante	retirar
X		X	X	X	X	Material para mantenimiento	suministrar
		X	X	X	X	Material para Overhaul	suministrar
		X	X	X	X	Malfunción	reparar
X	CL	X	X	X	X	Inspección visual	comprobar
X		X	X	X	X	Prueba de operación	comprobar
X	CL	X	X	X	X	Chequeo de fugas agua / aceite	comprobar
X		X	X	X	X	Nivel de refrigerante	comprobar / reponer
X			X	X	X	Anticorrosivo	comprobar / reponer
X			X	X	X	Circuito de agua de refrigeración	comprobar, airear
X		X	X	X	X	Válvulas del motor	comprobar, ajustar
X		X	X	X	X	Bujías	comprobar, ajustar, cambiar
X			X	X	X	Cables de bujía	comprobar
X			X	X	X	Tiempos de encendido	comprobar
X		anualmente				Medida de contaminantes	
X		X	X	X	X	Recogida de datos de operación	
X			X	X	X	Función de stop	comprobar
X			X	X	X	Contrapresión de escape	comprobar
X			X	X	X	Intercambiador de escape	comprobar, limpiar
X			X	X	X	Rampa de gas	comprobar visualmente
			X	X	X	Precarga de vaso de expansión	comprobar
X	CL	X	X	X	X	Bypass de aceite	comprobar
X	CL	X	X	X	X	Nivel de aceite	comprobar
X			X	X	X	Análisis de aceite	llevar a cabo
		X	X	X	X	Aceite lubricante	cambiar
		X	X	X	X	Filtro de aceite	cambiar
X			X	X	X	Presión de aceite	comprobar
X		X	X	X	X	Filtro de aire	comprobar, limpiar / cambiar
			X	X	X	Motor paso a paso del mezclador de gas	comprobar / lubricar
			X	X	X	Posición del mezclador de gas	comprobar
			X	X	X	Regulador	comprobar
			X	X	X	Mando ralentí	comprobar / lubricar
			X	X	X	Filtro de gas	comprobar / limpiar / cambiar
				X	X	Catalizador de oxidación	comprobar / cambiar
				X		Culatas de los cilindros	cambiar
				X		Turbocompresor	comprobar / limpiar / cambiar
				X	X	Intercooler	comprobar / limpiar
				X	X	Válvula de mariposa	comprobar / lubricar
				X	X	Mezclador de gas	comprobar / lubricar
				X		Camisas de los cilindros	comprobar / limpiar / cambiar
				X	X	Camisa de agua de refrigeración	comprobar / cambiar
				X	X	Sensor de pick-up	comprobar / limpiar
				X		Balancines	comprobar / limpiar / cambiar
				X		Taqués	comprobar / limpiar / cambiar
				X		Rodamientos de motor	comprobar / cambiar
					X	Motor	cambiar
					X	Embrague del generador	comprobar / cambiar
					X	Rodamiento del generador	cambiar

Figura 11. Programa de mantenimiento preventivo del módulo G 926 T de Liebherr (Altare).

En cuanto a los costes de mantenimiento integral, varían evidentemente con los fabricantes y dependiendo de las garantías que se estén ofreciendo, pero en términos generales se puede tener en mente, para un mantenimiento integral durante 60.000 horas de trabajo (o 10 años) que incluya lubricante, reparaciones, piezas de repuesto y mantenimiento preventivo y correctivo por técnicos especialistas en torno a 0,8-1,5 €/h de funcionamiento.

2.1.5. Aspectos medioambientales

Los aspectos medioambientales que deben tenerse en cuenta fundamentalmente en la instalación de motores en microcogeneración son las emisiones de CO, NO_x y también de CO_2, así como los ruidos producidos en la instalación y la temperatura de los gases de escape.

En cuanto a la generación de CO, el rango de emisiones de los aparatos comerciales es, en general, menor a 300 mg/Nm^3 en cualquier rango de operación, incluidos los arranques.

Las emisiones de NOx son, en general, en los aparatos disponibles en el mercado, menores de 250 mg/Nm^3 y las temperaturas de escape de los gases, en torno a 90 °C.

En cuanto a emisiones acústicas, debido a la evolución de las envolventes y la optimización de los sistemas de vibración y silenciadores en los gases de escape, en la actualidad se encuentran en torno a los 50 dB(A) a 1 m de la instalación.

Las emisiones de CO_2, son reseñadas por los fabricantes dependen de la composición del combustible utilizado, el exceso o pobreza de la mezcla y del régimen de funcionamiento, pero suelen situarse en torno a 250 kg de CO_2/kWh PCI del gas natural.

Foto 8. Equipo de microcogeneración con motor TEDOM T30 (Levenger).

Este dato debería ser suministrado en las fichas técnicas por todos los fabricantes por su importancia en los cálculos necesarios.

2.2. Microturbinas

2.2.1. Fundamentos y componentes

Las turbinas de gas, al igual que un motor alternativo, convierten la energía química incluida en un combustible en energía térmica y eléctrica (como conversión de energía mecánica).

Los turbogeneradores a gas son sistemas constituidos por una turbina de gas (normalmente en ciclo simple y con circuito abierto) y una serie de auxiliares (cámara de combustión, intercambiadores de calor, compresor rotativo, etc).

Una turbina de gas en ciclo simple abierto funciona según el ciclo Brayton. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido mediante un compresor rotativo para conducirse a la cámara de combustión, donde los productos de la combustión expansionan (se expanden) en la turbina hasta presión atmosférica.

La energía eléctrica se obtiene a partir de un alternador acoplado, directamente o a través de un reductor, acoplado al eje de la turbina y que aprovecha el trabajo neto del ciclo.

Las microturbinas actúan de manera semejante a las turbinas convencionales pero simplificando los elementos mecánicos. Los rendimientos de las microturbinas son menores que las turbinas de gran potencia.

La diferencia más importante respecto a las turbinas convencionales se sitúa en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento total y la ausencia de reductor para conectarse al alternador.

La producción de energía eléctrica se produce en forma alterna a frecuencia variable que es convertida a continua y, mediante un inversor semejante a los utilizados en la conversión en la tecnología fotovoltaica, se convierte en alterna a 50 Hz y 400 V, necesaria para sus aplicaciones y exportación a red. Estos pasos intermedios que son los que impone la no utilización de un conversor, hacen que existan diferencias de rendimiento respecto a las turbinas de gran potencia.

La eficiencia térmica, de manera general oscila entre 50-60% y la eléctrica en torno al 30%. La conexión y desconexión a la red es automática, por lo que se comporta como si estuviese permanentemente sincronizada a la red.

El rotor de la turbina es su única parte móvil. Tanto el compresor como el alternador son solidarios. Se utilizan cojinetes de aire para evitar el uso de lubricantes. Al no utilizarse ni aceites lubricantes ni agua de refrigeración, al estar refrigerado por aire, el mantenimiento mecánico es menor.

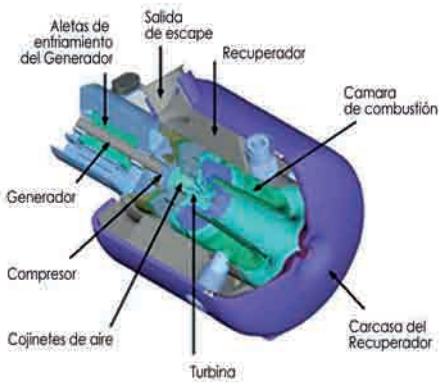


Figura 12. Esquema de una microturbina (Capstone).

La diferencia fundamental con los motores es que la energía térmica generada está contenida casi íntegramente en los gases de escape, que salen en torno a 300 °C, con lo que el sistema de recuperación térmica de los gases de escape debe ser sofisticado para obtener los máximos rendimientos.

2.2.2. Puesta en marcha

Las microturbinas se suministran en forma compacta, con todos los componentes incluidos en una configuración en la que sólo hace falta las conexiones básicas para poder funcionar.

El punto clave de la puesta en marcha de las microturbinas consiste en la adaptación a las condiciones ambientales (temperatura y altura) del emplazamiento.

La eficiencia de las microturbinas es sensible a las condiciones ambientales, pudiendo variar hasta un 30% la eficiencia de la instalación con la temperatura ambiental y suponer una bajada de hasta un 40% la potencia de la instalación con la altura.

La pérdida de presión en el aire de entrada también produce pérdidas, tanto de eficiencia como de potencia eléctrica de salida de hasta un 8%, por lo que la limpieza de los filtros de aire de entrada es muy importante que se tenga en cuenta en el mantenimiento preventivo.

Foto 9. Microturbina Capstone C30 (Capstone).

2.2.3. Aspectos medioambientales

Las características medioambientales de las microturbinas son semejantes a las indicados en los micromotores, es decir, emisiones de CO, NO_x y también de CO_2, así como los ruidos producidos en la instalación y la temperatura de los gases de escape.

La ventaja fundamental de las turbinas es la posibilidad de uso de gases de características no estándar (ácidos, biogás, etc.) como alimentación de las mismas.

En cuanto a la generación de CO, el rango de emisiones de los aparatos comerciales es, en general, similar a los motores en cualquier rango de operación, incluidos los arranques.

Las emisiones de NO_x son, en general, en los aparatos disponibles en el mercado, menores de 50 mg/Nm^3 (con 15% de exceso de oxígeno sobre el estequiométrico).

En cuanto a emisiones acústicas, debido a la evolución de las envolventes y la optimización de los sistemas de vibración y silenciadores, en la actualidad se encuentran en torno a los 65 dB(A) a 10 m de la instalación.

Las emisiones de CO_2, que son reseñadas por los fabricantes dependen de la composición del combustible utilizado, el exceso o pobreza de la mezcla y del régimen de funcionamiento, pero suelen situarse en valores de orden de magnitud similar a los motores de capacidad instalada semejante.

2.3. Pilas de combustible

2.3.1. Fundamentos

La pila de combustible es un sistema de cogeneración que suministra energía eléctrica y térmica a partir de gas natural (en su defecto también a partir de hidrógeno, donde este estuviera disponible).

La diferencia fundamental entre las tecnologías anteriormente descritas y las pilas de combustible es la producción de electricidad, no mediante energía mecánica, sino mediante un proceso de electrolisis inversa. Este hecho

hace que la recuperación directa en forma de energía eléctrica sea mayor que en los procesos anteriores.

La primera descripción de la electrolisis inversa se realiza en el siglo XIX, aunque no es hasta hace unas décadas que se empiezan a diseñar aplicaciones en el mundo energético.

La base de actuación es la producción, a partir de gas natural, de una mezcla enriquecida en hidrógeno y el posterior paso de dicho gas por unas celdas catódicas y anódicas, produciendo corriente continua y agua caliente como subproducto.

Entre las ventajas de este sistema de producción de electricidad se encuentran la inexistencia de partes móviles, lo cual hace que el mantenimiento mecánico sea más sencillo y de menor coste de desgaste de piezas, así como menor generador de ruidos.

Su versatilidad (uso para aplicaciones de transporte o de cogeneración) así como en los gases o combustibles de los que pueden ser alimentadas es también uno de sus puntos fuertes, característica que comparte con las turbinas. También el alto rendimiento eléctrico así como las nulas emisiones en el caso de alimentación de la instalación con hidrógeno, ya que en ese caso el único subproducto sería agua.

Entre las desventajas, la más relevante es su alto coste y la existencia de un reducido número de fabricantes y de instalaciones en uso comercial. La degradación del electrolito es también un inconveniente importante, al reducir de manera notable la vida útil de la instalación.

Los diferentes tipos de pilas se clasifican según las membranas de las celdas de electrolisis y el electrolito empleado así como por la temperatura de trabajo.

Se pueden distinguir, dependiendo del electrolito empleado/membrana, los siguientes tipos:

- Pila de combustible polimerica (pem fc) (polimérico perfluoro-sulfonado)
- Pila de combustible de metanol directo (dm fc) (metanol)
- Pila de combustible alcalina (a fc) (hidróxido potásico)
- Pila de combustible de acido fosfórico (pa fc) (ácido fosfórico)

- Pila de combustible de carbonatos fundidos (mc fc) (carbonatos de litio o potasio)
- Pila de combustible de oxido solido (so fc) (óxido de circonio estabilizado con itria)

La más utilizada en la microcogeneración es la PEM FC.

Por otro lado, según la temperatura de trabajo podemos distinguir:

- Pilas de baja temperatura: Entre 60 °C y 130 °C
- Pilas de temperatura media: Entre 160 °C y 220°C
- Pilas de alta temperatura: Entre 600 °C y 1000 °C.

El tipo más empleado en microcogeneración es el de baja temperatura.

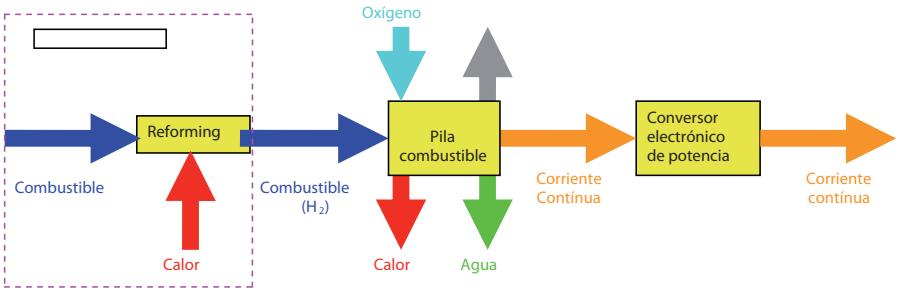


Figura 13. Esquema de funcionamiento de una pila de combustible con alimentación de gas natural (ICI Caldaie).

Tratamiento químico

La mayor parte del gas natural absorbido antes de entrar en el sistema debe ser depurado por el desulfurador. Es importante la depuración del gas natural de todos los contaminantes, ya que puedan dañar los aparatos internos del sistema (por ejemplo, los catalizadores) con particular atención a los compuestos de azufre, presentes sobre todo como odorizantes para evidenciar eventuales fugas de gas de la red o de las instalaciones de uso.

Se llama *reforming* a la conversión del gas natural de red en un gas enriquecido en hidrógeno.

El gas depurado es introducido junto a vapor acuoso en el reformador (SR), zona se lleva a cabo la producción de hidrógeno a través de la reacción entre el gas y el vapor acuoso. En su interior se encuentra un catalizador que tiene la función de favorecer la reacción a temperaturas aceptables.

Para poder alcanzar la temperatura recomendable en el SR, se utiliza un quemador multifuel, que inicialmente, en las fases de encendido funciona a gas metano y en marcha funciona con una mezcla de gas metano y de los gases derivados del ánodo de las celdas.

Las principales funciones del quemador, son el del aumento la temperatura para la activación de las reacciones catalíticas, la de producción de vapor para ser inyectado al proceso junto al metano y la de combustión del agotado anódico proveniente de las celdas de combustible.

En el SR, se produce la reacción química endotérmica:

$$CH_4 + H_20 \rightarrow 3H_2 + CO$$

obteniéndose un caudal de gas y otra de vapor acuoso, los cuales pasan a través de un lecho de catalizadores manteniendo una elevada temperatura (750-900 °C) gracias al aporte de calor obtenido de la recuperación térmica ó de la combustión. El gas así obtenido contiene hidrogeno al 50-60%.

El gas obtenido en el SR es enviado a la segunda sección llamada *Water Gas Shift*.

La mezcla producida, rica en hidrógeno, pero con un contenido de monóxido de carbono inaceptable para las celdas de combustible, debe pasar cediendo calor directamente al agua, produciendo vapor, y posibilitando su recirculación hacia el SR. De esta forma la reacción consiste en hacer emigrar, a través de la utilización de catalizadores, un átomo de oxígeno de la molécula de agua a la del monóxido de carbono, completándose la oxidación a CO_2 y, a la vez, obteniendo una molécula de hidrógeno.

La reacción química es descrita por la ecuación:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$$

Esta reacción es exotérmica y se produce a temperaturas entre los 200 °C y los 400 °C.

El CO residual contenido en el gas tratado debe ser ulteriormente reducido a menos de 20 ppm para no comprometer la vida de las celdas.

Se pasa, por tanto, a una tercera sección llamada COPROX ó oxidación selectiva (Preferential Oxidation of CO) donde se produce la siguiente reacción química:

$$CO + 0.5_2 \rightarrow CO_2$$

El proceso consiste en hacer pasar el gas tratado a través de un catalizador selectivo multietapa, a temperaturas del orden de 90-200 °C. Cada etapa incluye un difusor de aire y el intercambiador de calor para la estabilidad térmica del sistema. El gas así obtenido tiene un contenido de CO de 2 a 50 ppm.

El enfriamiento en todas las etapas anteriores, se obtiene siempre mediante el paso del agua a través de los intercambiadores, lo que conlleva un calentamiento del agua que pasa a través de ellos, y que se utilizará posteriormente para mejorar el rendimiento térmico de la pila de combustible.

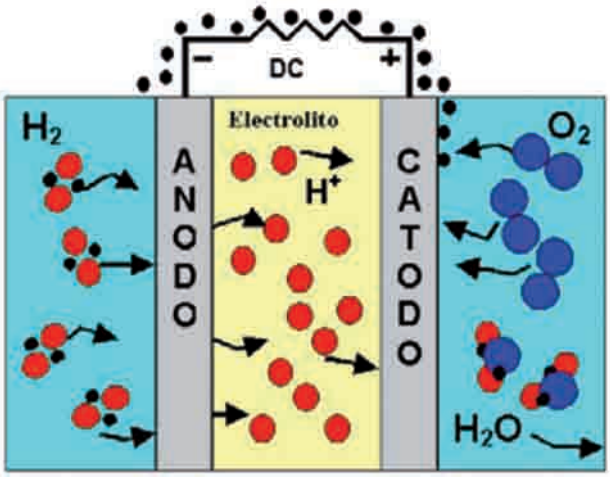
Electrolisis

El hidrógeno está ya preparado para alcanzar las celdas de combustible.

Las celdas de combustible pueden ser de varios tipos, aunque como hemos dicho, las más utilizadas en microcogeneración y las comercialmente más desarrolladas son del tipo PEM *(Proton Exchange Membrane)* y constituyen las pilas *(stacks)* para la producción de la energía eléctrica en corriente continua y la producción de calor. El hidrógeno producido es alimentado hacia el ánodo y el aire que contiene el oxígeno necesario para la reacción, es alimentado hacia el cátodo.

La temperatura de los stacks se mantiene constante por la circulación en su interior de agua de refrigeración proveniente del intercambiador conectado a la instalación térmica. El funcionamiento correcto de las celdas de combustible está garantizado por un sofisticado sistema de humidificación

del aire en la entrada de las mismas consiguiendo la recuperación del calor latente de evaporación.



$H_2 \rightarrow 2H+ + 2e-$ ANODO

$½\ O_2 + 2H+ + 2e- \rightarrow H_2O$ CATODO

TOTAL: $H_2 + ½\ O_2 \rightarrow H_2O$ + Energía

Figura 14. Principios básicos de funcionamiento de la pila de combustible (CSIC).

El humidificador permite transferir el agua para la humidificación directa del vapor contenido en el exhausto catódico con una recuperación energética significativa que aumenta la eficiencia energética de la pila de combustible

El exhausto anódico (hidrógeno, CO_2, etc.) es recirculado al quemador para cooperar con el metano para el calentamiento del reformador (SR).

Acondicionamiento corriente continua

La corriente continua producida por las pilas combustible es convertida por medio de un inversor en corriente alterna a 400 V y 50 Hz, de manera que puede ser volcada en la red.

La pila de combustible está equipada con un controlador electrónico (inversor) con procesador en tiempo real que opera sobre todos los

componentes del equipo para obtener en todas las fases de funcionamiento el máximo rendimiento y la seguridad operativa. El sistema prevé señalar al controlador del sistema las demandas de potencia de la red y regular la tensión obtenida para la sincronización de la potencia eléctrica. El controlador también debe registrar y acumular todos los datos de funcionamiento y de producción de energía eléctrica. El sistema de control puede estar conectado en red internet y puede ser controlado en remoto.

Las pilas de combustible, como las demás tecnologías, se ofrecen al mercado en forma compacta, en una disposición preparada para las conexiones. Normalmente, el inversor se suministra fuera de la carcasa en la que se ubican los demás componentes de la pila de combustible.

Foto 10. Vista de pila de combustible ICI Caldaie tipo SIDERA 30 (ICI Caldaie).

2.3.2. Operación y mantenimiento

La operación de este tipo de instalaciones está automatizada. El elemento crucial del mantenimiento son los stack, al ser el corazón tecnológico de las pilas. Las operaciones de comprobación que se realizan en la puesta en marcha son fundamentalmente las siguientes:

- Encendido del equipo
- Revisión reformador y reactores catalíticos
- Revisión y limpieza quemador de reformado
- Revisión y comprobación de los stack
- Revisión y comprobación de Bombas
- Revisión y comprobación seguridades
- Revisión y comprobación circuitos de refrigeración equipo
- Comprobación electroválvula seguridad
- Revisión y comprobación compresor
- Análisis de gases
- Revisión refractario, aislamiento y juntas
- Revisión y comprobación filtros de aire
- Revisión y comprobación humidificador
- Revisión y Comprobación aceite refrigerante
- Revisión y comprobación desulfurador
- Comprobación desmineralizador.

2.3.3. Aspectos medioambientales y normativos

Debido al escaso número de instalaciones en uso comercial, los requerimientos normativos son un tanto más prolijos que con las tecnologías anteriormente descritas que ya poseen un histórico de funcionamiento importante y no existe normativa específica para este tipo de instalaciones.

Las pilas de combustible deben cumplir los certificados CE de conformidad respecto a las siguientes Directivas europeas:

- Directiva de Gas: 90/396/CEE
- Directiva de Baja Tensión: 2006/95/CEE
- Directiva EMC: 89/336/CEE (revisada por 92/31/CEE, 93/68/CEE y por 2004/108/CEE).

- Directiva de Máquinas: 98/37/CEE, revisada por 98/79/CEE y por 2006/41/CEE. 2006/42/CE.

Normalmente las pilas de combustible también aportan documento de exención de la aplicación de la normativa ATEX de atmósferas explosivas al no haber acumulación de hidrógeno en ninguna de las partes del aparato. En cualquier caso, las medidas de seguridad recomendadas son:

- Detector de hidrógeno para detección de posibles fugas, conectado a las electroválvulas de alimentación de gas
- Sondas de temperatura para control de temperaturas máximas admisibles
- Sistema de detección y control de la llama en el reformador
- Presostatos de: agua de alimentación para refrigeración, aire en el quemador, presión mínima de gas en la red, aire en el quemador
- Seguridades eléctricas habituales: Diferencial magneto térmico, etc.

Se recomienda una temperatura máxima de uso de 50 °C, por lo que, unido con las consideraciones de seguridad, se recomienda una ventilación amplia para este tipo de tecnología, sobre todo si ha de instalarse en habitáculos no plenamente abiertos.

En cuanto a las emisiones por parte de las pilas de combustible de tipo comercial, nos encontramos en los siguientes rangos:

Tabla 1

Emisiones NO_x inferiores a	ppm	10
Emisiones CO inferiores a	ppm	20
Emisiones SO_2 en régimen de encendido	mg/Nm^3	2,38
Emisiones SO_2 en régimen normal	mg/ Nm^3	0,04

En cuanto a las emisiones de CO_2, existe una gran diversidad en cuanto a la tecnología y al tipo de membranas utilizadas, variando entre 0,2 kg de CO_2 por cada kW eléctrico producido hasta 0,02 kg de CO_2 por cada kW eléctrico producido.

En cuanto al ruido producido, los valores están en torno a 45-47 dB(A) a 1 metro de distancia del aparato.

2.4. Motores Stirling

Como aplicación más novedosa en la actualidad de la microcogeneración se encuentran los motores Stirling.

La base es la aplicación de un motor Stirling de pistón libre. Dentro del motor se encuentra un fluido inerte, en la mayoría de los casos helio, que se calienta y enfría de manera indirecta y alternativa por el circuito de gases de combustión y su retorno al calentar el ACS.

Al calentarse y enfriarse el helio, el pistón realiza un movimiento ascendente y descendente que mediante un campo magnético produce una corriente eléctrica. El motor Stirling sólo produce energía eléctrica de manera instantánea cuando hay demanda de calor, que es efectivamente el fin de la cogeneración.

La presentación se hace en forma de caldera mural individual y compacta dentro del cual se encuentran todos los elementos de la instalación. La instalación es también sencilla al estar preparada para realizar únicamente las conexiones eléctricas, de agua y gas.

Foto 11. Equipo con motor Stirling ECOGEN. Vista externa (Baxiroca).

Figura 15. Equipo con motor Stirling ECOGEN. Vista interna de sus elementos (Baxiroca).

El uso y disposición es semejante a las calderas murales, con lo que el usuario está ya familiarizado con su uso y fisonomía.

Foto 12. Disposición de un equipo motor Stirling en una vivienda (Baxiroca).

El rango de capacidad eléctrica instalada en este tipo de instalaciones está en el entorno de 1 kW eléctrico con alrededor de 6 kW térmicos, siendo posible la instalación de fuentes adicionales de energía térmica si fuera ne-

cesario. Su rendimiento eléctrico es bajo comparado con las tecnologías descritas con anterioridad.

Las emisiones de CO_2 son reducidas, entre 0,2 y 0,3 kg de CO_2 por cada kWh eléctrico producido. La regulación de la temperatura en las habitaciones se realiza por medio de termostatos convencionales y semejante a una caldera mural individual. Al ser soluciones diseñadas para viviendas, su implantación será paralela al desarrollo de la legislación de autoconsumo eléctrico.

3. CRITERIOS ECONÓMICOS BÁSICOS

La aplicación de la microcogeneración tanto en el sector residencial como terciario, ha de plantearse más como un método de eficiencia energética y de reducción de costes que como una inversión financiera.

Las instalaciones, al ser de baja potencia, tienen las siguientes desventajas respecto a grandes instalaciones:

- Inversión unitaria más elevada
- Coste de combustible normalmente más alto, al tratarse de pequeños volúmenes suministrados a baja presión
- Coste de mantenimiento unitario más alto.

Sin embargo, el precio de venta de la energía eléctrica exportada normalmente es más alto.

En general, los actuales diseños y fabricantes de microgeneración tanto con motores como con turbinas y pilas aseguran el cumplimiento por los equipos de los requisitos incluidos en el Real Decreto 661/2007 respecto al Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) lo cual es condición necesaria para la venta de la energía eléctrica producida a la red bajo el esquema de incentivos/primas del Régimen Especial.

En la UE es práctica habitual la compensación de los consumos eléctricos con la energía generada «in situ», ganando el sistema las pérdidas por transporte y distribución de la red, lo que hace que los modelos económicos se basen en los precios de compra del consumidor o «*host*», lo cual hace más

atractivo el modelo de microcogeneración a consumidores conectados a menor voltaje y menor potencia contratada.

Con toda probabilidad un sistema de microcogeneración será económicamente más viable cuanto más se incremente el ratio entre los precios específicos de venta a la red de la energía eléctrica y el precio del gas natural.

La figura 16 muestra una valoración cualitativa aproximada de los costes respecto a la comparativa de precios de electricidad y del gas:

RATIO DE PRECIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESPECTO PRECIO DEL GAS	VIABILIDAD DEL PROYECTO
1:1	Muy Improbable
2:1	Improbable
3:1	Posible
4:1	Viable
5:1	Viabilidad garantizada

Figura 16. Viabilidad del proyecto vs precio de energía en microcogeneración con motores (Buderus).

Por otro lado, cuantas más horas el módulo de microcogeneración con motor está en funcionamiento, la inversión inicial puede ser compensada por mayores cantidades de energía eléctrica y térmica generadas, con lo que la eficiencia económica aumenta.

La Figura 17 muestra una correlación cuantitativa aproximada entre el número de horas de funcionamiento y la eficiencia económica para un módulo de microcogeneración con motores.

HORAS DE FUNCIONAMIENTO AL AÑO	EFICIENCIA DEL MÓDULO
2.000	Muy improbable
3.000	Improbable
4.000	Posible
5.000	Eficiente
6.000	Muy eficiente

Figura 17. Viabilidad económica de un módulo de microcogeneración con motores respecto a las horas de funcionamiento al año (Buderus).

Esto hace que este parámetros básico (horas de funcionamiento) junto a la demanda térmica, emisiones a la atmósfera y costes de operación/CAPEX sean los criterios básicos de diseño de una microcogeneración.

Hay que tener en cuenta que las tecnologías más elevadas en cuanto a CAPEX son por orden de mayor a menor, motor Stirling, pila de combustible, microturbinas y micromotores.

En cuanto a rentabilidades de la inversión, la microcogeneración, tanto con motores como con turbinas, debe ser considerada como una inversión a largo plazo, como anexa a una infraestructura que es también una instalación de largo plazo.

Es difícil conseguir períodos de retorno de la inversión inferiores a 6 años y las tasas de retorno difícilmente son mayores del 6% lo que en la actualidad no hace que estos proyectos sean suficientemente atractivos con fines puramente de rentabilidad financiera a gran escala, aunque su utilización puede tener otro tipo de ventajas en cuanto al ahorro de energía primaria o emisiones y optimización de espacios, sobre todo en obra nueva o instalaciones en las que por las características singulares, la microcogeneración se erige como la solución óptima.

4. CRITERIOS DE DISEÑO Y ELECCIÓN

4.1. Diseño y elección de la instalación de microcogeneración

Los módulos de microcogeneración pueden ser dimensionados con diversos criterios.

El criterio fundamental es la demanda térmica del consumidor. Con posterioridad se deberá comprobar, si estamos en obra nueva o de renovación, los criterios de ahorro de energía primaria y de disminución de emisiones de CO_2, así como que se cumplen los límites de emisiones que apliquen relativos a CO, NO_x, etc., así como la viabilidad económica del proyecto.

Existen normas (como la VDI 3985 alemana) que pueden ayudar a hacer un primer análisis de diseño. La tarea inicial es determinar la demanda de energía térmica requerida total (energía para calefacción, ACS) a lo largo de un día tipo en cada una de las estaciones del año (sería ideal determinar

demandas horarias si fuera posible en el caso de disponer de históricos) y, por extensión, a lo largo de un año. Con estos datos se determina la curva de demanda acumulada en forma de curva monótona creciente.

Para confeccionar esta curva, se determina también el pico máximo de demanda como la demanda térmica máxima (ACS y calefacción) del día más frío del año. A partir de esta demanda máxima, se determina la curva determinando las horas anuales de funcionamiento para cada porcentaje de ese pico de demanda máxima.

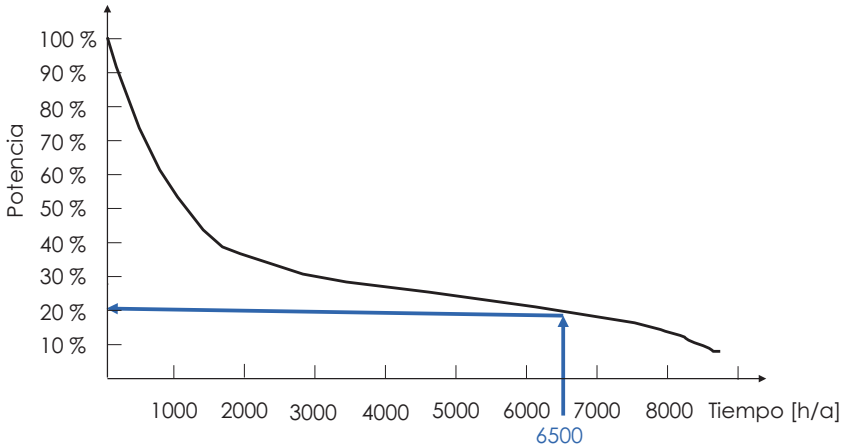


Figura 18. Ejemplo de curva de demanda térmica acumulada (Buderus).

Esta curva es básica para dimensionar los módulos de microcogeneración porque facilita información sobre cuántas horas al año se requiere una demanda térmica. Esta curva de demanda en muy raras ocasiones termina en el punto del 0% pues siempre existirá a lo largo del año una cierta demanda térmica, por ejemplo, para el servicio de ACS.

Una vez construida esta curva, se recomienda que la microcogeneración no supere el 20% (entre 10 y 30%) del pico de demanda térmica máxima, con la condición de que ese 20% corresponda en la curva de demanda a un mínimo de 4.500 horas de funcionamiento, sin los cuales la instalación es difícilmente rentabilizable.

En el ejemplo de la Figura 18, el punto corresponde a unas 6.750 horas de funcionamiento del equipo, luego, entra dentro de los parámetros de rentabilidad.

Maximizando las horas de funcionamiento, también se minimizan los arranques del equipo. Durante esas 6.750 horas, el complemento para completar hasta el total de la demanda térmica, se utilizan calderas convencionales.

En la Figura 19 se muestran ejemplos de demanda térmica acumulada para diferentes instalaciones típicas:

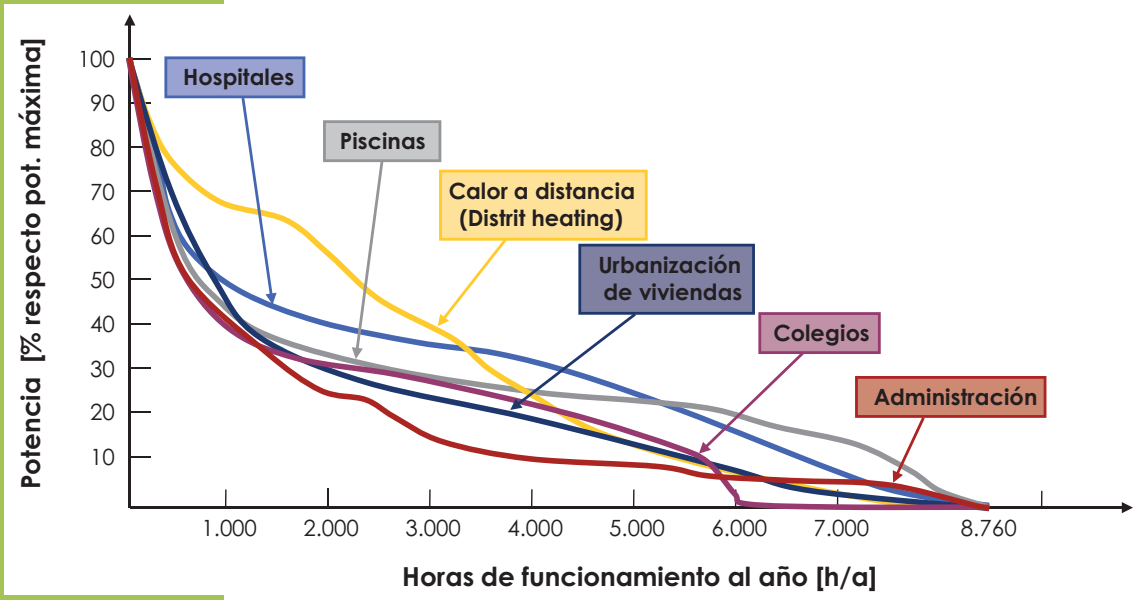


Figura 19. Ejemplos de curvas de demanda térmica acumulada (Buderus).

En la Figura 20, la curva muestra que durante una serie de horas, la demanda calorífica es menor que la ofertada por la microcogeneración. La manera por tanto de regular la oferta es por medio de un acumulador.

Este acumulador de inercia permite que cuando la potencia del módulo de microcogeneración se quede por encima de la demanda total, acumule. Así, parte de la demanda cubierta por calderas convencionales, es suministrada de manera puntual por la energía almacenada en el acumulador.

Una vez agotada la fuente de energía calorífica del acumulador, la caldera arrancaría y suministraría el complemento necesario. El depósito de inercia puede, por tanto, actuar como regulador en el arranque de las calderas de apoyo. El volumen de acumulación del tanque de inercia se puede di-

mensionar en una primera aproximación y como mínimo, como el volumen equivalente a la energía para satisfacer al sistema durante una hora de funcionamiento continuo de forma autónoma.

Con acumuladores de grandes dimensiones podemos por ejemplo acumular calor durante las horas nocturnas para poder emplearlo en los picos de demanda que se presentarán a primera hora del día (para ACS o para el encendido de la calefacción).

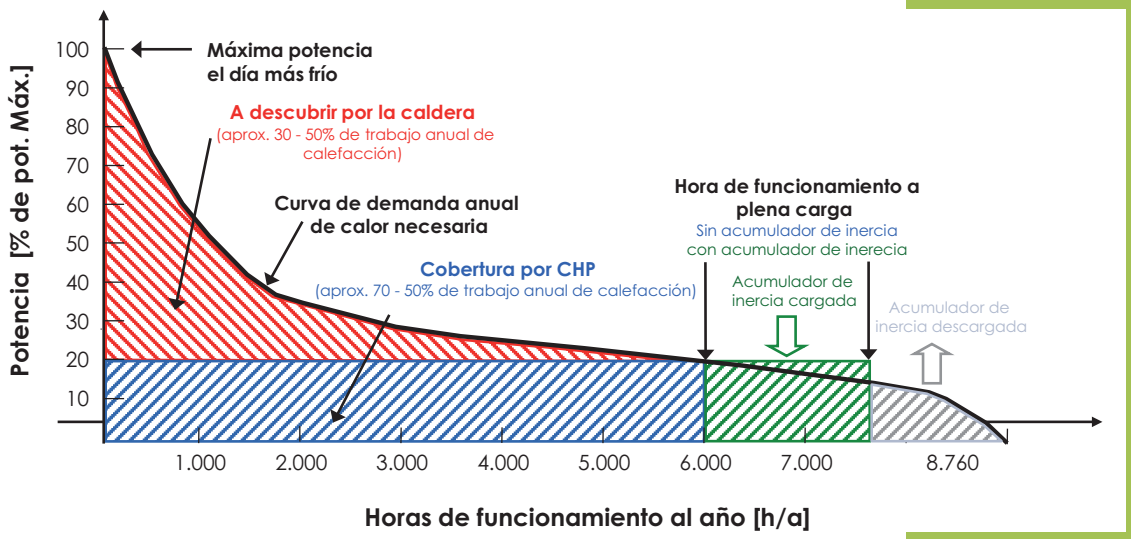


Figura 20. Funcionamiento microcogeneración con acumulador incorporado (Buderus).

La Figura 20 describe la curva de funcionamiento de un módulo de microcogeneración trabajando con un tanque de inercia. El área por encima del 20% es suministrada por una caldera convencional trabajando en paralelo con el módulo de microcogeneración. Esta caldera convencional tendrá por tanto que cubrir el 80% del pico de demanda máxima de la instalación. Si se quiere llevar la cobertura de riesgos al máximo, se puede prever que cubra el 100% para solucionar problemas de parada del módulo de microcogeneración. En el área por debajo de la mínima potencia de trabajo del módulo de cogeneración también podrá arrancar la caldera convencional, en casos de no disponer de un volumen de inercia suficiente.

En la Figura 21 se pueden ver las tipología de instalaciones donde se puede recomendar microcogeneración.

ÁREA DE APLICACIÓN	EJEMPLO	DEMANDA DE CALOR	DEMANDA DE ELECTRICIDAD	VIABILIDAD ECONÓMICA DE CHP	% DE CALOR DEL CHP SOBRE TOTAL DEMANDA TÉRMICA
Calefacción de edificios (suministro individual)	Edificios de apartamentos			Posible	10-20%
	Hoteles y auditorios			Apropiado	
	Restaurantes y hostelería			Apropiado	
	Residencias de tercera edad y guarderías infantiles			Apropiado	
Edificios públicos	Edificios Administración			Posible	10-30%
	Complejos deportivos o escuelas con pistas			Posible	
	Piscinas interior/ exterior			Apropiado	
	Hospitales			Apropiado	
Producción de calor (generación de calor industrial)	Edificios comerciales (tiendas, ...)			Apropiado	10-25%
	Producción (fábricas galvanizados, viveros, ...)			Posible	
	Conversión para frío (ciclos de absorción)			Apropiado	
Calefacción local (suministro a grandes superficies)	Chalets y adosados			Apropiado	10-15%
	Áreas residenciales o bloques de viviendas			Posible	
	Parques empresariales, complejos de vacaciones			Apropiado	

Muy alto **Alto** **Moderado**

Figura 21. Aplicaciones recomendadas de microcogeneración (Buderus).

Una vez visto el dimensionamiento de la microcogeneración se deberá estudiar el cumplimiento del ahorro de energía primaria y menores emisiones

de CO_2 si estuviese sometido a CTE-RITE y hacer un estudio de viabilidad económico con diferentes opciones y/o tecnologías.

4.2. Diseño del acumulador de inercia

Como hemos indicado en el punto anterior, si no hay otros criterios para dimensionar el acumulador, éste deberá ser capaz de almacenar como mínimo una hora de funcionamiento del módulo de microcogeneración.

En consecuencia, el tamaño mínimo del acumulador de inercia de un sistema de microcogeneración deberá calcularse de tal manera que el tiempo de almacenamiento del acumulador sea de una hora de la salida térmica mínima del módulo de microcogeneración.

Es decir:

$$V_{sp,min} = \frac{\dot{Q}_{BHKW} \cdot t}{c \cdot \Delta\theta}$$

$$V_{sp,min} = \frac{\dot{Q}_{BHKW} \cdot 860}{20}$$

siendo:

c = capacidad específica de calentamiento de agua (c= 1/860 kWh/l·K).

$\Delta\theta$ = dispersión de calor del módulo de cogeneración en K ($\Delta\theta$ = 20 K).

t = tiempo de módulo que tiene que ser almacenado en h (t= 1h).

$V_{sp,min}$ = tamaño mínimo del acumulador de inercia en l.

$\dot{Q}_{BHKW}$ = potencia del módulo de microcogeneración en kW.

Todo lo anterior según Buderus.

Un ratio aproximado para hacer una estimación del volumen en litros de acumulación es el de multiplicar por 60 el número de kW térmicos en cogeneración.

5. ASPECTOS LEGALES

La legislación básica a nivel europeo y español referente específicamente a la microcogeneración es:

- **Directiva 2004/8/CE,** relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil.
- **RD 616/2007 de 11 de mayo,** sobre el fomento de la cogeneración de alta eficiencia.
- **RD 661/2007 de 25 de mayo,** por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y que sustituye al Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo.

En cuanto a condiciones de conexión, la norma básica que se verá más adelante es el Real Decreto 1699/2011.

5.1. Remuneración específica

El documento de referencia para analizar la remuneración de las instalaciones de microcogeneración es el Real Decreto 661/2007 de 25 de Mayo. La microcogeneración se encontraría en el grupo a.1 con potencia instalada menor de 500 kW.

El artículo 24 establece la venta a la red de transporte y distribución de la electricidad generada, percibiendo una tarifa regulada, que, para el 4T del año 2011 quedó establecida en 16,34 c€/kWh en caso de microcogeneraciones alimentadas con gas natural. Esta opción de venta a tarifa es válida durante un período fijo desde la puesta en marcha de la instalación.

Para el cobro de esta tarifa se exige el cumplimiento por parte de la instalación del llamado Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE).

El REE de la instalación se determinará por la fórmula:

$$REE = E/[Q-(V/ Ref\ H)]$$

siendo:

Ref. H: es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión

de 21 de diciembre de 2006, por la que se establecen valores de referencia 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 del Consejo o norma que lo transponga. En nuestro caso es de 0,9.

Para la determinación del REE en el momento de extender el acta de puesta en servicio, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

El REE se deberá justificar al menos anualmente y se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período y deberán cumplirse los siguientes valores mínimos:

TIPO DE COMBUSTIBLE	REE [%]
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual 1MW, es decir, las microcogeneraciones y cogeneración a pequeña escala, el valor del REE mínimo requerido será un 10 por ciento inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

El Real Decreto 661/2007 también establece en su artículo 28 un complemento adicional por eficiencia para la remuneración para todas las cogeneraciones cuyo REE sea superior al mínimo exigido en el apartado anterior.

Esta remuneración se establece por la siguiente fórmula:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1{,}1 \times (1/\text{REEminimo} - 1/\text{REEi}) \times \text{Cmp}$$

siendo:

- **REEminimo =** Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido que aparece en la tabla

- **REEi =** Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado y calculado según el anexo I
- **Cmp =** Coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWhPCS) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

El artículo 29 del Real Decreto 661/2007 establece un segundo complemento adicional por energía reactiva. Este complemento de remuneración se establece por el mantenimiento de unos valores definidos del factor de potencia y se establecerán según un porcentaje de un valor fijado anualmente en c€/kWh.

El complemento de energía reactiva no es aplicable a las microcogeneraciones de potencia igual o inferior a 10 kW conectadas a red interior.

Un tercer complemento económico establecido en el artículo 26 del Real Decreto 661/2007 es el complemento por discriminación horaria.

Los propietarios de las instalaciones se podrán acoger con carácter voluntario a este complemento, por períodos anuales, según la siguiente tabla:

Invierno		Verano	
Punta	**Valle**	**Punta**	**Valle**
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22 h	22-24 h y 0-12 h

La tarifa regulada a percibir en estos casos, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda multiplicada por un factor superior a 1 para la producción en el periodo punta y el producto de la tarifa correspondiente por un factor menor que 1 para el periodo valle.

5.2. Microcogeneración en edificación

A nivel español, las normas básicas son el Código Técnico de Edificación (CTE) (Sección HE4) y el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios).

En cuanto al nivel municipal, las normas básicas son las ordenanzas solares municipales.

A nivel europeo, la norma básica es la Directiva 2010/31/UE de Eficiencia Energética en Edificios que todavía no ha sido traspuesta.

En esta Directiva sigue considerando a la cogeneración como un sistema de ahorro energético. Establece el concepto de NET ZERO ENERGY BUILDING, edificio con un nivel de eficiencia energética alto. También se establece la necesidad para edificios nuevos de realizar un estudio de viabilidad técnica, económica y medioambiental de las instalaciones en dichos edificios, comparando las diferentes alternativas (centralizadas, cogeneración, etc.).

De acuerdo con la IT 1.2.4.6.1 del RITE, para edificaciones nuevas o edificios sometidos a reforma, se exige el aporte de energía solar térmica para la generación de un porcentaje de ACS. El cálculo del aporte de ACS por tecnología solar térmica se realiza mediante el HE4.

En cualquier caso, tanto la IT 1.2.2 como el CTE en el artículo 1.2 del Documento básico HE4 permite tanto excepciones al cumplimiento del RITE como el estudio de alternativas a esta exigencia de aporte por solar térmica (por ejemplo microcogeneración) con la condición de que se justifique que la alternativa diseñada (por ejemplo con microcogeneración) tenga un ahorro en energía primaria (AEP) y en emisiones de CO_2 con respecto a la solución básica de producción de ACS y calefacción con tecnología solar térmica.

Para realizar esta comparación debemos establecer un caso base de producción de (en el caso de Madrid) 70% de ACS con tecnología solar térmica y 30% restante. En este caso base hay que establecer las emisiones de CO_2 (para el caso de la tecnología solar térmica es 0) y la energía primaria utilizada (en el caso de la tecnología solar térmica es también 0).

Este caso base hay que compararlo con un caso alternativo de producción de un porcentaje del ACS por medio de microcogeneración y el resto de ACS producido por medio de generadores de calor que cumplan, como mínimo, los requisitos de rendimiento establecidos en el RITE. Como la microcogeneración produce también energía eléctrica, al caso base deberemos añadir la energía primaria y el CO_2 de la producción de la electricidad generada en microcogeneración para que ambos supuestos sean compatibles. Ambos datos se pueden obtener de los datos de energía primaria por kWh y CO_2 por

kWh del sistema eléctrico español, pues la generación en el sistema español es la alternativa a la electricidad generada por microcogeneración.

Debido al alto nivel de eficiencia del sistema eléctrico español y a la alta penetración de las energías renovables en nuestro país, ambos índices son bajos, por lo que se hace difícil la sustitución total de la tecnología solar térmica por microcogeneración.

Por otro lado, la obra nueva ha perdido en España en los últimos tiempos el empuje que podría dar a la microcogeneración, aunque esta solución sigue siendo plenamente válida para las excepciones del RITE en cuanto a ACS (por ejemplo en edificios históricos, restricciones en emplazamientos, etc.).

6. REQUISITOS Y RECOMENDACIONES DE INTERCONEXIÓN

Los requisitos de conexión de la microcogeneración se reflejan en documentos legales, normativos y en requisitos particulares de las compañías distribuidoras.

Los requisitos se refieren a:

- **Regulación de tensión:** Son equipos y procesos que permiten al operador de la red de distribución mantener una tensión constante a pesar de las variaciones de carga y de la fluctuación de las fuentes renovables
- **Puesta a tierra:** para evitar sobretensiones
- **Desconexión del sistema ante interrupciones en la red:** se evitan sobretensiones y protección de los equipos ante el restablecimiento del suministro
- **Sincronización:** la unidad de microcogeneración debe tener la misma tensión, frecuencia y ángulo de fase que la red de conexión
- **Inyección de armónicos:** no permitido por encima de un umbral máximo para asegurar el funcionamiento de la red.

La llegada del *smart grid* y del *smart metering* permitirá una mejor gestión de las cargas tanto de consumo como de generación.

El Real Decreto 1699/2011 publicado el 8 de Diciembre de 2011 es el documento básico legal para regular la conexión a red de las instalaciones de microcogeneración.

Este Real Decreto traspone dos directivas Europeas (2004/8/CE de fomento de Cogeneración y 2009/28/CE de fomento de fuentes renovables).

Esta última directiva establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de transporte y distribución.

Por este Real Decreto se intenta fomentar la microcogeneración en los sectores terciario y doméstico, al ser ambos sectores grandes consumidores de energía eléctrica y térmica. Estos consumidores normalmente están conectados en baja tensión, hasta 400 V.

El tamaño pequeño de las instalaciones en estos sectores, unido a la conexión en baja y a que las zonas de instalación son normalmente ciudades y por tanto con conexión viable en su inmensa mayoría, hace que la carga de trabajo soportada por las compañías de distribución sea ligera y por tanto, se debe trasladar estas ventajas de tramitación a estas tecnologías.

Entre las ventajas incluidas en este Decreto está:

- La exclusión de las autorizaciones administrativas para instalaciones de potencia nominal no superior a 100 kW.
- Simplificación de trámites para conexiones en puntos donde ya exista suministro.

Por otro lado, se anuncia en 4 meses una próxima regulación del autoconsumo y el consumo en redes interiores que permitirá la compensación de consumos, regulación necesaria para el desarrollo de manera efectiva de la microcogeneración en España.

Esta compensación de consumos haría que la remuneración de la electricidad producida en microcogeneración fuera, en muchos casos, la TUR (Tarifa de Último Recurso) equivalente de ese consumidor, que dependiendo de su perfil y de su acogida a discriminación horaria podría, a día de hoy, encontrarse entre 17 y 21 c€/kWh, remuneración más atractiva de las actuales de exportación a la red.

El Real Decreto aplica, en general, a todo tipo de generación eléctrica con potencia instalada no superior a 100 kW con conexión a una tensión inferior

a 1 kV, aunque también aplica a cogeneraciones de pequeña escala (no superior a 1 MW de potencia instalada) conectados a líneas no superiores a 36 kV.

Otra ventaja reflejada en este Real Decreto es el establecimiento de modelos de solicitud de conexión estándar, así como del contrato a firmar con el distribuidor.

El procedimiento de conexión es abreviado para el caso de instalaciones no superiores a 10 kW conectados en baja tensión en el que exista una potencia de suministro contratada igual o superior de la instalación.

En este caso, bastará con una comunicación a la empresa distribuidora de la solicitud de conexión junto a una memoria técnica y el CUPS del suministro asociado. En 10 días, la empresa distribuidora deberá confirmar o, en el caso de denegar la conexión, esta denegación deberá ser basado en un informe motivado.

Posteriormente, el solicitante realiza los trabajos de la instalación y remite a dicha empresa distribuidora de nuevo la solicitud de conexión junto con el contrato de acceso estándar debidamente cumplimentado y el certificado de la instalación. En un máximo de 10 días a partir de entonces, la empresa distribuidora deberá formalizar el contrato de acceso y procederá a verificar la instalación y proceder a la conexión, si no se señalan deficiencias.

A las instalaciones de potencia no superior a 10 kW, se les exime de la presentación de aval de la solicitud de acceso a la red de distribución.

Para el caso de instalaciones con potencia instalada igual o inferior a 20 kW situados en suelo urbanizable, los costes de conexión entre el punto frontera hasta el punto de conexión de la red de distribución y cualquier coste de repotenciación de líneas o transformadores del mismo nivel de tensión en la red de distribución a pagar por el solicitante, se sustituyen por el régimen retributivo vigente de derechos de acometida, como si fuera un suministro.

Para instalaciones con capacidad instalada mayor de 10 kW, los procedimientos de acceso se simplifican pero se mantienen de manera general los establecidos anteriormente (cuantía de avales, etc.) incluidos los análisis de potencia de red en los puntos de conexión. También se

mantienen la denegación de acceso por criterios de seguridad y continuidad del suministro.

Para instalaciones de más de 20 kW, el solicitante de manera general se hace cargo de los costes de conexión entre el punto frontera hasta el punto de conexión de la red de distribución y cualquier coste de repotenciación de líneas o transformadores del mismo nivel de tensión en la red de distribución. Estos trabajos si fueran necesarios serán presupuestados por la compañía distribuidora con sus correspondientes condiciones técnicas y presupuestos.

Con carácter general para todas las instalaciones, en cuanto a las condiciones técnicas, el titular deberá realizar una revisión al menos cada tres años y es responsable de mantener la instalación en perfectas condiciones de funcionamiento, especialmente los instrumentos de protección y conexión.

Cuando la línea de distribución quede desconectada de la red, las instalaciones no pueden mantener tensión en la línea de distribución.

El factor de potencia de la energía suministrada debe ser cercano a la unidad y en todo caso para cargas superiores al 25% de de la potencia nominal, superior a 0,98.

En cuanto a protecciones, se deberán incluir los siguientes elementos:

- Elemento de corte general
- Interruptor automático diferencial
- Interruptor automático de la conexión para desconexión-conexión automática, junto a un relé de enclavamiento
- Protecciones de la conexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión entre fases
- Para tensiones de conexión entre 1 kV y 36 kV, desconexión por máxima tensión homopolar.

Respecto a procedimientos de medida, se exige la existencia de un punto y equipo de medida para generación, propio e independiente. Sólo en los casos en los que la instalación de producción venda exclusivamente la energía excedentaria se permite un único equipo de medida con registros de generación y consumos diferentes.

7. TRÁMITES NECESARIOS PARA LA LEGALIZACIÓN Y CONEXIÓN DE UNA MICROCOGENERACIÓN

Existen tres tipos fundamentales de trámites diferentes que hay que realizar para la total legalización y puesta en marcha de la instalación:

- Conexión a Red
- Legalización de la instalación; Inscripción dentro del Régimen Especial (autorización venta electricidad a la red)
- Autorización de la actividad potencialmente contaminadora de la atmósfera, (según la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y de protección de la atmósfera y el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera, aprobado mediante Real Decreto 100/2011).

Conexión a red	Legalización	Régimen Especial	Ejecución
• Aval (CCAA) • Punto de conexión (CE) • Contrato técnico (CE) • Conexión física (CE) • Verificación (CE) • Liberación aval (CCAA)	• Inspecciones (CCAA/OCAs) • Legalización (CCAA)	• Aval (Ministerio) • Registro preasignación (Ministerio) • Inscripción previa RIPRE (CCAA) • Contrato económico (CE) • Inscripción definitiva RIPRE (CCAA) • Liberación aval (Ministerio)	

CCAA: Comunidades Autónomas. CE: Compañía distribuidora.

Figura 22. Esquema básico de tramitaciones para la legalización de una microcogeneración (Altare).

8. BIBLIOGRAFÍA

Textos legales:

Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios.

Directiva 2004/8/CE de Fomento de Cogeneración.

Directiva 2010/31/UE de Eficiencia Energética en Edificios.

Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Directiva 90/396/CEE sobre uso de gas natural.

Directiva 2006/95/CEE sobre conexión en baja tensión.

Directiva EMC 89/336/CEE (revisada por 92/31/CEE, 93/68/CEE y por 2004/108/CEE).

Directiva 98/37/CEE sobre máquinas, revisada por 98/79/CEE y por 2006/41/CEE.

Plan Nacional de Acción en Energías Renovables (PANER) (Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de Noviembre de 2011).

Real Decreto 47/2007 sobre eficiencia energética de edificios.

Real Decreto 1027/2007 Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios.

Real Decreto 314/2006 Código Técnico de la Edificación.

Real Decreto 1699/2011.

RD 616/2007 de 11 de mayo, sobre el fomento de la cogeneración de alta eficiencia.

RD 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y que sustituye al Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo.

Textos técnicos de casas comerciales:

ALTARE

BAXIROCA

BUDERUS

CAPSTONE

GAS NATURAL FENOSA

ICI CALDAIE

LEVENGER

VAILLANT

VIESSMAN

Jornadas sobre Microcogeneración (Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid) celebradas el 14 de Diciembre de 2011.

9. EJEMPLOS PRÁCTICOS DE APLICACIONES DE CADA TECNOLOGÍA

PROYECTO
BLOQUES DE 165 VIVIENDAS MAJADAHONDA

Datos de la instalación

- **Situación:** Majadahonda (Madrid). C/ Flauta Mágica 1 a 19 «Roza Martín».
- **Promotora - Constructora:** Afar 4, S.L.
- **Proyecto:** Isabel Menéndez González y Fernando Cascales Dádes de IF Ingenieros, S.L. en colaboración con Domingo González Arias de la firma Saunier Duval y asesoramiento de la firma Vaillant.
- **Instaladora:** Saneamientos e Instalaciones Vicente Rivero S.A.

Descripción

Con la instalación de microcogeneración se persigue proporcionar el 100% de la demanda de A.C.S. y una parte de la demanda de calefacción estimada (cobertura del 15%), consiguiendo una cobertura del 30% de la demanda térmica total.

La instalación de microcogeneración cubrirá los 12.419 l/día a 60 °C demandados por las viviendas y al menos un 15% de la demanda total de calefacción en los meses invernales. La producción de energía eléctrica se venderá a la red.

Los datos globales de obtenidos son los siguientes:

Aplicación	Demanda de Energía útil (kWht)	Nº de equipos eco-POWER e4.7	Nº de horas máximo totales (h)	Nº horas/ equipo	Cantidad de energía útil ahorrada con la microcog. (kWht)	% Cobertura con Microcog.	CO_2 no emitido a la atmosfera (kg)	Electricidad producida al año (kWhe)
A.C.S.	262.201,70	3,00	20.982,06	6.994,02	262.275,00	100,00	50.990,84	98.615,68
Calef.	970.737,70	2,00	11.664,00	5.832,00	145.800,00	15,02	49.260,57	54.820,80
TOTAL	1.232.939,40	5,00	32.646,06	6.529,21	408.075,00	33,09	100.251,41	153.436,48

El sistema centralizado consta de 5 equipos modulantes de microcogeneración ecoPOWER 4.7 de la marca Vaillant que a pleno rendimiento son capaces cada uno de desarrollar 4,7 kW eléctricos y 12,5 kW térmicos. El ACS producido se recoge en un depósito de inercia de 3.000 l, que a su vez suministra a otros 2 depósitos de 3.000 l cada uno. El resto de la demanda térmica es proporcionada por 3 calderas Termosystem Condens de la marca Saunier Duval, compuesta por 2 calderas de 200 kW y otra de 240 kW.

Aspectos Destacables

- Sistema de alta eficiencia energética. Sistema modulante que permite aumentar las horas de funcionamiento hasta un 60%.
- Producción de 408.075 kW térmicos al año vs Sistema convencional.

- Producción de 153.436 kW eléctricos al año.
- Sistema ocupa que poco espacio respecto a sistema solar convencional.
- Reducción de emisiones
- Reducción costes de instalación y mantenimiento posterior que con cualquier otro sistema tradicional, como son los sistemas solares.

PROYECTO
RESIDENCIA DE MAYORES FUENLABRADA

Instalación de producción de calefacción y ACS mediante el uso de tecnologías combinadas de microcogeneración y calderas de condensación.

Antecedentes

Residencia de Mayores en Fuenlabrada. La demanda térmica anual para ACS es de 197.361 kWh, considerando un consumo de 55 l/día a 60 °C por cama, habiendo un total de 170 camas (CTE HE4).

Descripción de la instalación

Dos unidades de microcogeneración Dachs aportan el 98% de la energía térmica anual necesaria para cubrir el ACS.

- Producción de 153.436 kW eléctricos al año.
- Sistema ocupa que poco espacio respecto a sistema solar convencional.
- Reducción de emisiones
- Reducción costes de instalación y mantenimiento posterior que con cualquier otro sistema tradicional, como son los sistemas solares.

Descripción general

Para la producción de ACS, se propone la instalación de equipos de microcogeneración Dachs como apoyo al sistema convencional con calderas de condensación, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética de la instalación.

El módulo de microcogeneración seleccionado para la instalación es el Dachs HKA G5.5, que está basado en un motor de combustión interna a gas natural (ciclo Otto). Cada equipo genera simultáneamente 5,5 kW eléctricos y 12,5 kW térmicos, ocupa menos de 1 m^2 de superficie en planta y pesa 520 kg. Ambos equipos se han instalado en la cubierta del edificio, en una caseta y no siendo requerido proyecto de sala de calderas por ser potencias inferiores a 70 kW.

La electricidad producida por cada módulo (trifásica 50 Hz y 400 V) es consumida por el propio edificio, mientras el calor se recupera en forma de agua caliente a unos 80 °C inyectándose al circuito de distribución de ACS. Dicho circuito discurre en lazo cerrado hasta un intercambiador de 13 placas.

La instalación cuenta con un volumen de inercia para los equipos Dachs de 1.500 l a una temperatura máxima de 60 °C .

6 calderas de condensación de 110 kW cada una, entrarán cuando sea necesario para mantener la acumulación total de ACS (15.000 l) a 50 °C y dar servicio a la calefacción por radiadores.

Aspectos destacables

La implantación del sistema de microcogeneración Dachs, permite considerar importantes ventajas en comparación con otros sistemas:

- La capacidad de producción de energía térmica anual máxima por equipo es: 100.000 kWht/año.
- La capacidad de producción de energía eléctrica anual máxima por equipo es: 44.000 kWhe/año.
- El sistema de microcogeneración DACHS permite aportar el 98% de la demanda térmica anual requerida para la producción de ACS en esta instalación, 193.744 kWh.

- Simultáneamente a la generación total de la energía para ACS, se generan 79.000 kWhe año.
- Una sencilla integración por el poco espacio ocupado, indispensable en edificios existentes con salas de calderas ya construidas, dónde la implantación de otras tecnologías como colectores solares térmicos en cubiertas es prácticamente imposible.
- Instalación muy sencilla que disminuye los costes de inversión.
- Aprovechamiento integro de la cubierta del edificio para fines lúdico – terapéuticos de los residentes.
- Obtención de un beneficio directo al gestor de la instalación, permitiendo una reducción económica de los costes globales de explotación de la instalación
- Importantes reducciones en emisiones de CO_2 y NO_x respecto a la instalación existente.

PROYECTO «ECOBARRIO» (PUENTE DE VALLECAS) – MADRID

Antecedentes

Instalación centralizada de producción de acs y calefacción para 1.738 viviendas.

Proyecto promocionado por Ayuntamiento de Madrid – Empresa Municipal de la Vivienda y Suelo (EMVS).

Instalador: Elecnor.

Ingeniería: Euroiberia Ingenieria S.L.

Suministrador de equipos: ICI Caldaie.

Descripción de la instalación

Instalación centralizada de suministro de ACS y calefacción para 17 promociones de viviendas.El proyecto original consta de un total de 6 calderas ICI Caldaie 1.600 y 6 pilas Sidera 30. La pila Sidera 30 es un equipo compacto compuesto por 4 sistemas integrados:

- Sistema de tratamiento de combustible (reformado de metano)
- Sistema electroquímico para la producción de energía eléctrica y térmica compuesto por 4 stack de 7,5 kW en paralelo
- Sistema de condicionamiento de la potencia eléctrica (Inverter)
- Sistema de control del equipo.

Características técnicas del equipo:

- Potencia electrica producida: 30 kVa
- Rendimiento eléctrico: 30%
- Potencia térmica producida: 50,4 kWt

- Rendimiento térmico (superior al): 50,5%
- Rendimiento global (superior al): 80,5%
- Consumo GN a plena potencia: 10,9 m^3/h
- Consumo gn encendido y transitorios: 16 m^3/h
- Presión mínima entrada GN: 20 mbar

Aspectos destacables

Ahorro energía primaria y de emisiones respecto a sistema convencional.

Primer *District Heating* en España con pilas de combustible y uno de los primeros a nivel europeo.

HOTEL CLARIDGE
PLAZA DE CONDE CASAL, 6(MADRID)

Datos de la instalación

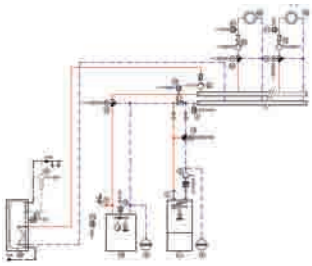
- Uso de edifico: hostelería
- Reforma realizada en septiembre de 2011
- Potencia térmica 540 kW (2 Vitorond 200 de 270 kW y un equipo de microcogeneración de 18 kW el de modelo Vitobloc 200 EM 18/36).

Condiciones de la instalación

- Consumo de calor anual unos 328.500 kWh
- Demanda de A.C.S. 15.000 l/día
- Energía neta producida 630 kWh/día
- Horas de funcionamiento 17,5 h/día.

Instalación hidráulica

Conexión en serie de dos calderas y el equipo de cogeneración, la cogeneración trabaja como equipo principal y las calderas como equipos auxiliares en la instalación. Se asegura el aprovechamiento de la tecnología de baja temperatura a conectar el retorno de la instalación directamente al equipo de cogeneración.



RESIDENCIA MILITAR DE LA ARMADA EN MADRID

Datos de la instalación

- **Aplicación:** Residencia de suboficiales con 300 plazas y un consumo de ACS superior a los 16.000 litros diarios. Central térmica con gas natural.
- **Objetivo:** Cumplimiento de normativa y ahorro energético en la operación del centro.
- **Solución de cogeneración:** 1x KWE 30G.
- **Proyectista:** IMTECH
- **Usuario final:** Armada Española
- **Puesta en marcha:** Mayo 2011.

Operación	Ahorro E. P.	Ahorro CO_2
> 4.000 h/año	> 125 MWh/año	> 25 t/año

Ahorro inteligente

La Residencia Militar de la Armada es un complejo de reciente construcción ubicado en el barrio de Manoteras en Madrid, con una capacidad máxima de 300 plazas.

El agua caliente sanitaria (ACS), cuyo consumo se estima en mas de 16.000 litros diarios, se produce en una instalación centralizada que emplea gas natural e integra como generador principal, un equipo de microcogeneración Altare KWE 30G.

El equipo de microcogeneración aporta 68 kW de calor a dos acumuladores de precalentamiento de 3.000 litros cada uno conectados en serie entre si y que alimentan a un tercer acumulador de consumo. Una pequeña caldera convencional que trabaja directamente sobre el último acumulador apoya durante las puntas de demanda.

El equipo de cogeneración permite cubrir con calor residual recuperado más del 80% de la demanda energética para la producción de ACS.

La energía eléctrica generada por el equipo de cogeneración (30 kWe) se consume íntegramente en el propio complejo, generando así un ahorro adicional en costes de explotación.

El equipo se ubica junto con la caldera y los acumuladores en una sala de máquinas a nivel de calle. Ocupa un espacio en planta inferior a 3 m^2. La baja sonoridad y ausencia de ventilación forzada hace innecesaria la insonorización de la sala. El sistema de control del equipo permite la gestión remota facilitando la supervisión y optimización de la operación y el mantenimiento.

Resultados

El equipo opera a un ritmo de más de 4.000 h/año reportando un ahorro de energía primaria de 125 MWh/año frente a la generación separada de electricidad y calor. El ahorro de emisiones de CO_2 asociado supera las 25 toneladas al año.

Estos resultados superan las prescripciones de la normativa de ahorro energético en la edificación.

Equipo: Altare KWE 30G

Potencia:	30 kWe + 68 kWt
Rendimiento:	28,3% e. 64,2% t. 92,5% total
Motor:	Ford SOHC 640 V6 4.000 cm^3
Generador:	Asíncrono refrigerado por agua

Ventajas:

- Recuperación de calor optimizada.
- Mínimos requerimientos de espacio.
- Nivel sonoro inferior a 53 dB(A) a 1m.
- Mínimas emisiones de CO y NOx.
- Control potente y versátil con telegestión.
- Cambio de aceite cada 3.000 h.

Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid

Energy Management Agency
Intelligent Energy Europe

www.fenercom.com

GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

IDAE

ahorra energía