

Universidad  
Politécnica  
de Cartagena



**industriales**  
etsii UPCT

# **Estudio energético en el Campus de la Muralla del Mar: Diseño de soluciones energéticas para lograr unos edificios de consumo casi nulo**

**Titulación:** Ingeniero Industrial

**Alumno:** Jesús Grande Finch

**Director:** Francisco Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, Septiembre 2013

# *Agradecimientos*

---

*En primer lugar, a mis padres, porque sin vosotros, nada de esto sería posible. Gracias por la educación que me habéis transmitido desde pequeño, por la oportunidad que me habéis dado, el apoyo y empuje incondicional que siempre he sentido, y por vuestros consejos y confianza puesta en mí.*

*A mi abuelos, Piedad, y a los ya fallecidos, Enrique, José y Carmen, quienes, allí donde estén, estarán orgullosos de que su “machote” y su “cabeza electrónica” sea ingeniero.*

*Asimismo, gracias al resto de mi familia, en especial a mi hermana Patricia y mis titos Javier e Isabel, por estar siempre ahí.*

*A ti, Elena, por ser lo mejor que me llevo de toda esta etapa. Gracias porque, además de mi novia, has sido mi mejor compañera de estudio. Gracias por hacer de toda esta etapa la más feliz de mi vida y porque estoy seguro de que sin ti, estos años hubieran sido diferentes. Gracias por hacerme sacar lo mejor de mí, por apoyarme, comprenderme, animarme, por estar ahí en todo momento, y, en definitiva, por ser como eres.*

*A Fernando, Cuco, Pablo y Pedro, porque empezasteis como simples compañeros, y os habéis convertido en grandes amigos. Gracias por todos estos momentos compartidos y por alegrarme estos duros años. Agradecerte a ti, Fernando, el hacer de todos esos momentos juntos haciendo prácticas, tan buenos ratos.*

*Del mismo modo, gracias a mi amigo David, por convertirte en estos casi 6 años de convivencia, en prácticamente un hermano.*

*Y por último, expresar mi más sincero agradecimiento a las personas sin las cuales, este proyecto no se hubiera llevado a cabo. En primer lugar a mi tutor, Francisco Javier Cánovas, por dirigir y guiarme en este proyecto, y por otro lado a Juan Pedro Solano, por todo lo que me han servido los conocimientos adquiridos en tu asignatura, Tecnología Energética. Gracias a los dos por vuestra incondicional ayuda, implicación, vuestros consejos, cercanía transmitida y tiempo dedicado*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## Índice

<b>1. ANTECEDENTES .....</b>	<b>8</b>
<b>2. OBJETO DEL PROYECTO.....</b>	<b>9</b>
<b>3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>9</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EDIFICIO .....</b>	<b>10</b>
<b>5. DESARROLLO Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....</b>	<b>11</b>
5.1. Cogeneración y Trigeneración .....	11
5.1.1. Generalidades.....	11
5.1.2. Ventajas e inconvenientes .....	13
5.1.2.1. Beneficios energéticos.....	13
5.1.2.2. Beneficios medioambientales.....	14
5.1.2.3. Beneficios económicos .....	14
5.1.2.4. Inconvenientes .....	14
5.1.3. Aplicaciones de la cogeneración y trigeneración .....	14
5.1.4. Tecnologías de aplicación.....	18
5.1.4.1. Tecnologías de cogeneración y trigeneración .....	18
5.1.4.2. Máquinas de Absorción para producción de frío .....	26
5.1.5. Microcogeneración. Edificios de consumo casi nulo.....	32
5.1.6. Situación en España.....	35
5.1.6.1. Marco regulatorio .....	41
5.2. Energía Solar Fotovoltaica .....	42
5.2.1. Generalidades.....	42
5.2.2. Componentes de una planta solar fotovoltaica .....	45
5.2.3. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica .....	46
5.2.4. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica.....	47
5.2.5. Situación en España.....	48
5.2.5.1. Marco regulatorio .....	52

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

5.3. Energía Eólica .....	54
5.3.1. Generalidades.....	54
5.3.2. Eólica de pequeña potencia. Minieólica.....	57
5.3.3. Componentes de un aerogenerador .....	59
5.3.4. Aplicaciones de la energía eólica.....	60
5.3.5. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica .....	60
5.3.6. Situación en España.....	61
5.3.6.1. Marco regulatorio .....	63
<b>6. ESTUDIO ENERGÉTICO .....</b>	<b>64</b>
6.1. Abastecimiento energético actual del edificio .....	64
6.1.1. Información general .....	64
6.1.2. Tarifa eléctrica contratada .....	64
6.1.3. Máquinas térmicas instaladas actualmente.....	68
6.1.4. Consumo eléctrico y coste del aprovisionamiento energético actual .....	72
6.1.4.1. Análisis del consumo eléctrico .....	73
6.2. Medidas de ahorro en el consumo eléctrico .....	76
6.3. Obtención de las demandas térmicas de calor y frío .....	79
<b>7. ANÁLISIS TARIFARIO. OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DE LA POTENCIA CONTRATADA..</b>	<b>81</b>
<b>8. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS DE TRIGENERACIÓN.....</b>	<b>86</b>
8.1. Demanda de calor horaria durante el año. Elección de la máquina de absorción...	86
8.2. Descripción del método de cálculo de los parámetros de cogeneración.....	88
8.2.1. Rendimiento eléctrico equivalente .....	88
8.2.2. Rendimiento global .....	89
8.2.3. Ahorro de energía primaria (PES).....	90
8.2.4. Ahorro neto de energía primaria (AEP).....	91
8.3. Precios de compra y venta de energía considerados .....	91

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

8.3.1. Electricidad .....	91
8.3.2. Gas Natural .....	93
8.4. Escenario 1 con Motor de Cogeneración.....	94
8.4.1. Descripción general .....	94
8.4.2. Selección de equipos .....	94
8.4.3. Cálculo horario .....	98
8.4.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración .....	100
8.4.5. Cálculo mensual.....	105
8.4.5.1. Alternativa 1 .....	103
8.4.5.2. Alternativa 2 .....	104
8.4.6. Coste del aprovisionamiento energético .....	105
8.4.6.1. Gas Natural .....	105
8.4.6.2. Electricidad .....	105
8.4.7. Estudio económico .....	107
8.4.7.1. Alternativa 1 .....	108
8.4.7.2. Alternativa 2 .....	110
8.5. Escenario 2 con Motor de Cogeneración.....	112
8.5.1. Descripción general .....	112
8.5.2. Selección de equipos .....	112
8.5.3. Cálculo horario .....	116
8.5.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración .....	118
8.5.5. Cálculo mensual.....	120
8.5.5.1. Alternativa 1 .....	120
8.5.5.2. Alternativa 2 .....	120
8.5.6. Coste del aprovisionamiento energético .....	121
8.5.6.1. Gas Natural .....	121
8.5.6.2. Electricidad .....	122
8.5.7. Estudio económico .....	123
8.5.7.1. Alternativa 1 .....	123

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

8.5.7.2. Alternativa 2 .....	125
<b>8.6. Escenario 3 con Microturbinas .....</b>	<b>126</b>
8.6.1. Descripción general .....	126
8.6.2. Selección de equipos .....	126
8.6.3. Cálculo horario .....	129
8.6.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración .....	130
8.6.5. Cálculo mensual.....	132
8.6.5.1. Alternativa 1 .....	132
8.6.5.2. Alternativa 2 .....	133
8.6.6. Coste del aprovisionamiento energético .....	134
8.6.6.1. Gas Natural .....	134
8.6.6.2. Electricidad .....	135
8.6.7. Estudio económico .....	136
8.6.7.1. Alternativa 1 .....	136
8.6.7.2. Alternativa 2 .....	138
8.7. Tabla resumen de los escenarios planteados.....	139
<b>9. ANÁLISIS DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>140</b>
9.1. Consumo energético anual en el edificio.....	140
9.2. Estimación de la energía generada.....	141
9.2.1. Origen de los datos de radiación.....	141
9.2.2. Energía generada en la cubierta de la nave .....	141
9.2.2.1. Orientación Sur .....	142
9.2.2.2. Orientación Este .....	143
9.2.3. Comparación de la energía generada por el sistema fotovoltaico y la energía consumida en el edificio. Estimación del ahorro económico obtenido .....	144
9.2.3.1. Orientación Sur .....	144
9.2.3.2. Orientación Este .....	145
9.3. Selección de elementos de la instalación y descripción del campo fotovoltaico...	146

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

9.3.1. Módulos fotovoltaicos.....	146
9.3.2. Selección del inversor.....	148
9.3.3. Descripción del campo fotovoltaico.....	149
9.4. Estudio económico.....	152
<b>10. ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO .....</b>	<b>154</b>
10.1. Velocidades de viento.....	154
10.2. Estimación de la energía generada.....	155
<b>11. CONCLUSIONES .....</b>	<b>156</b>
11.1. Medidas de ahorro adoptadas en el edificio .....	156
11.2. Optimización económica de la potencia contratada .....	157
11.3. Viabilidad de los escenarios de trigeneración .....	157
11.4. Potencial fotovoltaico .....	159
11.5. Potencial eólico.....	159
<b>12. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>160</b>

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 1. ANTECEDENTES

Existe un proyecto de actualización del Documento Básico DB-HE de Ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación (CTE), relativo al ahorro energético. Mediante una propuesta de Orden, se actualizará dicho documento y se transpondrán parcialmente las siguientes directivas:

- Directiva **2009/28/CE**, en lo relativo a la exigencia de niveles mínimos de energía procedente de fuentes renovable en los edificios, establecida en su artículo 13.
- Directiva **2010/31/UE**, en lo relativo a los requisitos de eficiencia energética de los edificios, establecidos en sus artículos 3, 4, 5, 6 y 7.

Cabe destacar que la Directiva 2010/31/UE establece, además de los requisitos relativos a eficiencia energética, las **fechas límites** siguientes:

- A partir del 31-12-2018, los edificios nuevos que estén ocupado y sean propiedad de autoridades públicas deberán ser edificios de consumo de energía casi nulo.
- A más tardar el 31-12-2020, todos los edificios nuevos deberán ser edificios de consumo de energía casi nulo.

Para alcanzar este objetivo, se hace necesario una definición del concepto “**edificio de consumo de energía casi nulo**” determinándose su correspondiente nivel de eficiencia energética, así como el porcentaje de energía requerida que debe estar cubierta por energía procedente de fuentes renovables.

La Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de edificios (directiva EPBD), define en su artículo 2 los edificios de consumo de energía casi nulo como aquéllos "con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinará de conformidad con el anexo I de dicha Directiva".

En dichos edificios, en general no se aprovecha completamente el potencial que ofrece la utilización de fuentes de energía alternativas, por lo que ha de considerarse el uso de tales fuentes en edificios nuevos y existentes, independientemente de su tamaño, de conformidad con el principio de asegurar en primer lugar una reducción de las necesidades de calefacción y refrigeración a unos niveles óptimos de rentabilidad.

En definitiva, esta propuesta de modificación del DB-HE constituye la primera fase para conseguir edificios de consumo de energía casi nulo antes de las citadas fechas. A corto plazo, la administración tiene previsto establecer nuevas exigencias más estrictas orientadas a conseguir dicho objetivo.

El **Antiguo Hospital de Marina**, edificio objeto de estudio del presente proyecto, y sede actual de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial (ETSII) de la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT), **no cuenta con ningún sistema de abastecimiento energético propio, a parte del eléctrico.**

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 2. OBJETO DEL PROYECTO

Los objetivos principales del proyecto que nos ocupa son los siguientes:

- Evaluación de la situación actual de consumos energéticos del Antiguo Hospital de Marina, obteniendo como resultado las curvas de consumo eléctrico del mismo, así como las curvas de demanda térmica.
- Estudio tarifario y optimización económica de la potencia contratada.
- Analizar la posible sustitución de las máquinas climatizadoras instaladas actualmente en el edificio por otras tecnologías, tales como sistemas de trigeneración, energía solar fotovoltaica y energía eólica, de modo que la posterior instalación de las mismas permitan satisfacer las demandas de dichos edificios en cuanto a electricidad, calor y frío se refiere, de forma que obtengamos un ahorro energético y una utilización de dicha energía de una manera más eficiente, con respecto a la situación que actualmente tiene nuestro edificio objeto de estudio.
- Estudiar la viabilidad técnica y económica de dichas tecnologías, seleccionando la que nos proporcione un mejor resultado en cuanto a coste inicial de la inversión, retorno de la misma y ahorro obtenido.

## 3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El Antiguo Hospital Militar de Marina de Cartagena se encuentra ubicado en el casco antiguo de la ciudad, junto a la Plaza de Toros, el Cuartel de Antiguones y la Muralla de Carlos III.

La dirección del mismo es Calle Muralla del Mar s/n, 30202, Cartagena (Murcia). Sus coordenadas exactas son: 37° 35' 59" Norte, 0° 58' 44" Oeste.

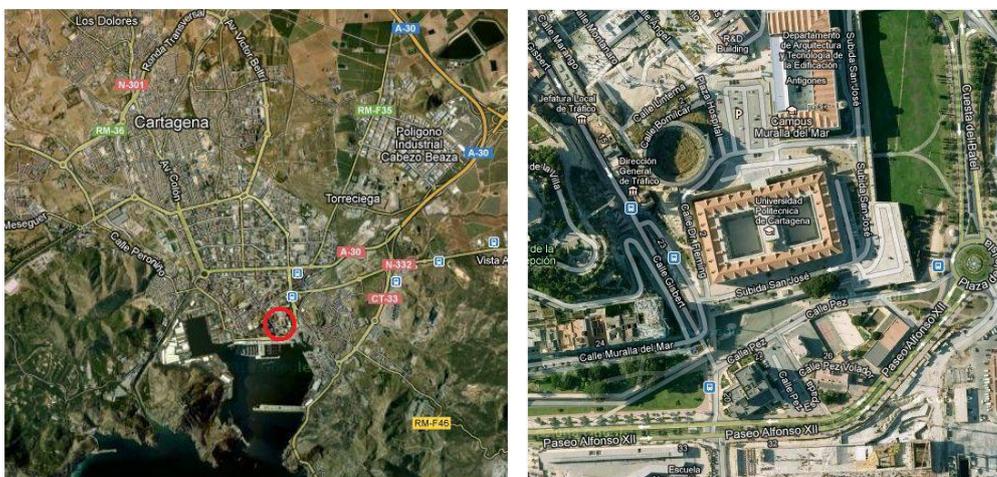


Figura 1 – Situación y emplazamiento del edificio

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE EDIFICIO

El Antiguo Hospital Militar de Marina de Cartagena, llamado Real Hospital de Antiguones hasta 1801, es un antiguo hospital de la Armada Española situado en el casco antiguo de Cartagena, que, como ya hemos comentado anteriormente, alberga a la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de la Universidad Politécnica (ETSII).

El edificio de aproximadamente 30.000 metros cuadrados, supone para dicha Escuela vislumbrar el objetivo de cubrir buena parte de sus necesidades en cuanto a aulas, sedes departamentales, servicios y laboratorios, que no deben faltar en ninguna Escuela que se precie.

El edificio consta de sótano, planta baja, dos pisos y buhardilla. Se encuadra dentro de una serie de obras militares realizadas en la plaza fuerte de Cartagena en el siglo XVIII (Real Arsenal, Murallas, Cuartel de Antiguones...), siendo sin duda la más destacable de todas ellas, y fruto de un proyecto histórico muy ambicioso visto desde una perspectiva actual (el Hospital estaba pensado para albergar de 4.000 a 9.000 enfermos).

El 1 de Julio 1749 comenzaron las obras bajo la dirección del ingeniero segundo y director de obras militares D. Sebastián Feringán, que falleció 7 días antes de la inauguración oficial del mismo, el 20 de Mayo de 1762. Muchos personajes históricos están ligados a su construcción por diversos motivos (Carlos III, Jorge Juan...) y sus muros han sido testigos mudos de numerosos acontecimientos históricos.

En sus más de 200 años de existencia, su utilización ha sido diversa: hospital militar, viviendas para usos militares, cuartel, almacén, y muchos sus propietarios: la Marina, la Real Hacienda, el Ministerio de la Guerra, y por último la Universidad Politécnica de Cartagena, tras abandonarlo la Armada en los años 80, y quedar en una situación de franco deterioro en la década de los 90.

La rehabilitación del edificio se inició en 1999. El proyecto fue realizado por el arquitecto Martín Lejárraga, y contemplaba la conservación de las condiciones estructurales y espaciales originales. Se proyectó la ubicación de amplios espacios abiertos y diáfanos, así como la desaparición del muro piñón en el cuerpo central, para posibilitar la inserción del salón de actos, que se desarrolla en tres niveles y se ilumina con luz natural.

Por otra parte, el aprovechamiento de la superficie de los patios en un nivel bajo rasante (sótanos) permite disponer los espacios necesarios, habilitando aulas de mayor tamaño sin alterar las trazas de la edificación del siglo XVIII. Igualmente, los responsables del proyecto consideraron oportuno habilitar la planta bajo la cubierta inclinada (buhardilla) –cuyos elementos estructurales de madera se han recuperado y restaurado uno a uno- realizándose también unos huecos casi inapreciables al exterior, que dotan de iluminación natural suficiente y homogénea al nuevo espacio.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 5. DESARROLLO Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS

A continuación se procede a explicar detalladamente cada una de las tecnologías susceptibles a implantar y que posteriormente se analizarán (sistemas de trigeneración, energía solar fotovoltaica y energía eólica).

Además de definir las y explicar los conceptos básicos de cada una, veremos cuáles son las ventajas e inconvenientes que suponen la implantación de las mismas, así como los componentes y aplicaciones más comunes.

Por último se explicará la evolución experimentada por cada tecnología en nuestro país, analizando la situación actual de la misma, así como el marco regulatorio referente a cada una.

### 5.1. Cogeneración y Trigeneración

#### 5.1.1. Generalidades

Se define **cogeneración** como la producción y utilización de forma secuencial de dos fuentes de energía, eléctrica (o mecánica) y térmica útil, a partir de un mismo combustible haciendo uso de una máquina térmica. La producción combinada de calor y electricidad (CHP) se aplica en la industria y en edificios donde hay una gran demanda simultánea de electricidad y calor.

La principal característica de la cogeneración es el aumento del rendimiento energético global del proceso, lo que conlleva a su vez un importante ahorro de energía primaria con respecto a la situación en la que obtuviésemos la energía eléctrica mediante una central térmica tradicional y la energía térmica mediante una caldera convencional.

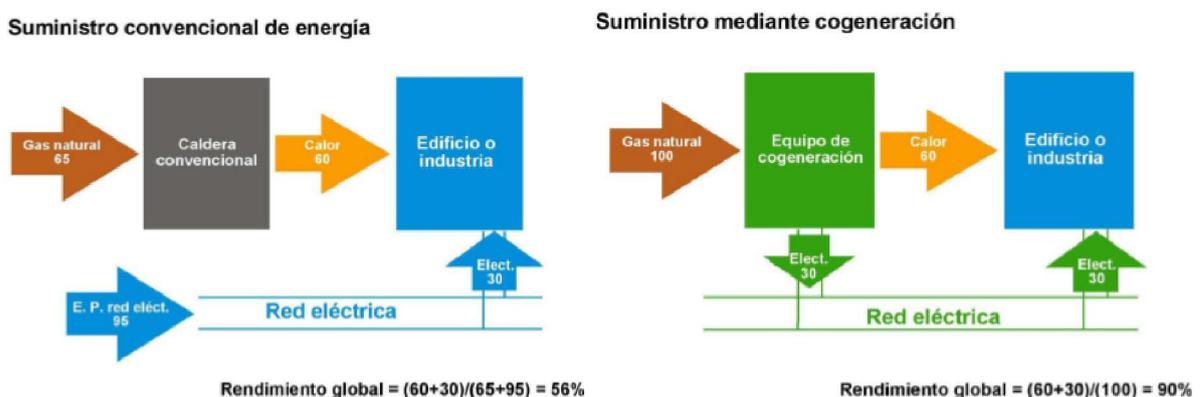


Figura 2 – Fundamentos de cogeneración

Del mismo modo, se conoce como **trigeneración** a la producción simultánea de energía eléctrica, calor y frío, a partir de la energía contenida en un mismo combustible (CHCP). Básicamente, una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de cogeneración a la que se le añade un sistema de absorción para la producción de frío.

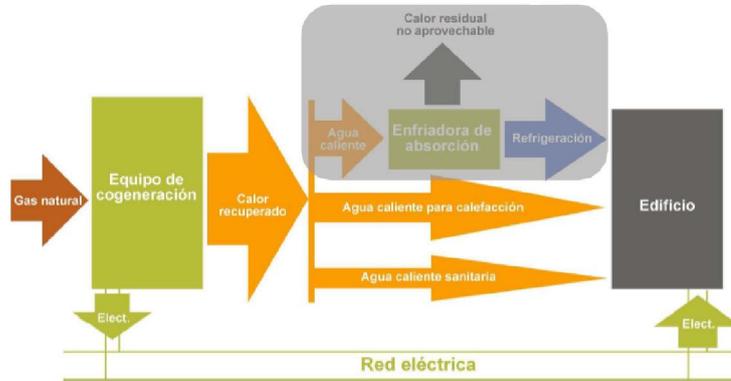


Figura 3 – Fundamentos de trigeneración

La **cogeneración**, además de ser una solución de producción de electricidad eficiente en sí misma, evita pérdidas al sistema eléctrico, al tratarse de generación distribuida que produce electricidad y calor en las proximidades de su uso, evitando producciones eléctricas por centrales más ineficientes y pérdidas de transmisión a través de las redes de transporte y distribución del sistema. El modelo centralizado de generación eléctrica, además de las inversiones en grandes centrales, requiere redes de transporte y distribución que provocan una disminución de la eficiencia final en bornes de usuario.

La cogeneración de calor y electricidad, al producirse en las instalaciones del usuario o en zonas de concentración del consumo, evita gran parte de las pérdidas de transmisión. Es una alternativa de futuro a la construcción de nuevas centrales eléctricas ya que su garantía de suministro, al estar constituida por un gran número de pequeñas plantas distribuidas por todo el territorio, permite evitar centrales del régimen ordinario.

La **trigeneración** es aplicable al sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume una gran proporción de la demanda eléctrica. La estacionalidad de estos consumos (calefacción en invierno y climatización en verano) impediría la normal operación de una planta de cogeneración clásica.

Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del coste energético de los procesos productivos allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío industrial o energía eléctrica.

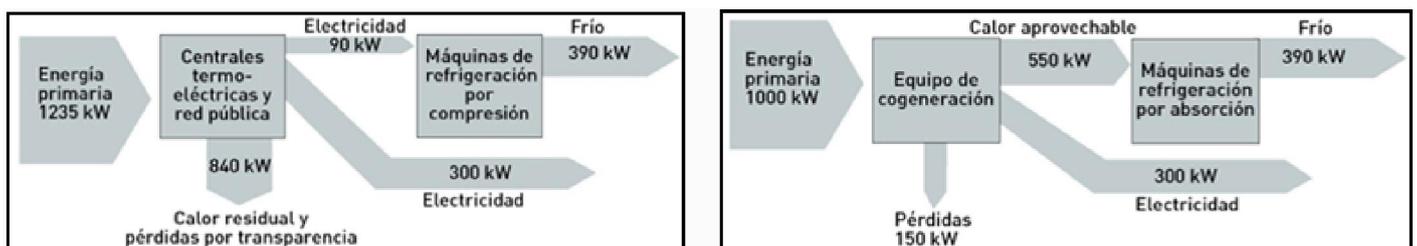


Figura 4 – Generación energética convencional frente a Trigeneración

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Las **máquinas de absorción** se instalan cuando existe una demanda de frío, bien sea para algún proceso de fabricación, climatización, congelación o conservación, y una energía residual.

Este calor residual puede ser aportado por diferentes fluidos térmicos, como vapor, agua caliente, agua sobrecalentada o gases calientes.

La instalación de una máquina de absorción nos permite tener una curva de demanda térmica más homogénea a lo largo del año, permitiendo aumentar el tamaño de la instalación de cogeneración.

### 5.1.2. Ventajas e inconvenientes

La cogeneración y trigeneración han sido aplicadas en el sector terciario a un amplio abanico de edificios, concretamente, hoteles, hospitales, centros de ocio y polideportivos, campus universitarios, aeropuertos, supermercados y grandes superficies.

#### 5.1.2.1. Beneficios energéticos

- Reducción de pérdidas en la red de transmisión y distribución de electricidad, al reducirse la distancia generador-consumidor.
- Menor consumo de energía primaria, por lograrse mayores rendimientos globales al aprovecharse parte del calor residual.
- Electrificación de determinadas zonas alejadas de la red: en zonas que dispongan o donde vayan a implantarse centros que demanden electricidad y calor (polígonos industriales, parques empresariales, zonas comerciales, etc...), puede plantearse el aprovisionamiento energético mediante cogeneración.
- Posible reducción de los picos de consumo: “aplanamiento” de la curva de demanda como consecuencia de la generación distribuida.
- Independencia total o parcial del suministro eléctrico exterior. Garantía de suministro y fiabilidad del sistema.
- Aumento de la fiabilidad del suministro de energía: La planta de cogeneración conectada a la red eléctrica, donde aporta o absorbe electricidad, garantiza un funcionamiento ininterrumpido de la unidad, en caso de interrupción de la operación de la planta o del suministro eléctrico de la red. A escala, reduce la necesidad de instalación de grandes centrales eléctricas y mejora la estabilidad de la red eléctrica del país.
- Incremento de la estabilidad de la red eléctrica: Las unidades de trigeneración ofrecen un alivio significativo a las redes eléctricas durante los meses calurosos de verano. Las cargas de refrigeración se transfieren de las redes eléctricas a las redes de combustibles fósiles, ya que el proceso de refrigeración cambia de los ciclos de compresión generalizados a los de absorción. Esto incrementa aún más la

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

estabilidad de la red eléctrica y mejora la eficiencia del sistema, ya que los picos del verano son cubiertos por empresas eléctricas mediante unas ineficaces unidades de reserva y líneas de transporte de electricidad sobrecargadas.

- Introducción de tecnologías más eficientes y competitivas.

#### 5.1.2.2. Beneficios medioambientales

- Utilización de combustibles más limpios como el gas natural, en lugar de petróleo o carbón.
- Reducción de emisiones de gases efecto invernadero contaminantes, debido a que es menor la cantidad de combustible que consume para producir la misma cantidad de energía útil.
- Descentralización de los focos de emisión.

#### 5.1.2.3. Beneficios económicos

- Ahorro económico: la adopción de un sistema de cogeneración por la industria no representa una disminución de energía térmica ni eléctrica, sino que produce una reducción de la demanda de electricidad a la compañía suministradora (incluso puede producirse un aporte de electricidad a la red) y un aumento del consumo de combustible. El ahorro económico es debido a la diferencia entre la reducción de los costes de energía eléctrica respecto del aumento de los costes de combustible. Cuando se producen ingresos por venta de electricidad el ahorro económico conseguible es mayor. En consecuencia, la diferencia entre el precio de la energía eléctrica y el precio de los combustibles va a ser un factor determinante de la rentabilidad del sistema de cogeneración.

#### 5.1.2.4. Inconvenientes

- Inversión adicional y además, en una actividad apartada de las líneas normales de actuación de la empresa.
- Aumento de la contaminación local, como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia instalación.

### **5.1.3. Aplicaciones de la cogeneración y trigeneración**

Los usuarios potenciales de las plantas de **cogeneración y trigeneración** son instalaciones que cumplen con las siguientes características:

- Demanda continua y simultánea de calor y electricidad.
- Disponibilidad de combustibles de calidad.
- Programa de trabajo de al menos 4.500-5.000 horas anuales.
- Espacio suficiente y un lugar adecuado para instalar los nuevos equipos.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- Efluentes térmicos de calidad.

Dentro del **sector industrial**, los sectores del papel y del refino de petróleo son los más atractivos para la instalación de este tipo de plantas, debido a sus altos requerimientos de energía primaria.

También existen otros sectores donde la cogeneración puede también reportar importantes beneficios, como los sectores químico y cerámico.

En la siguiente tabla analizamos la tecnología más adecuada para cada sector en función de la utilización que se haga del calor producido en la cogeneración, de las horas de utilización y del parámetro E/V (relación entre la electricidad y el calor útil) de la instalación:

Sector	Utilización	Parámetro E/V
Alimentación	Vapor de agua y aire y agua calientes.	0,45
Automóvil	Producción de vapor y gases calientes para calefacción, estufas de secado, etc...	0,61
Caucho	Usos térmicos a nivel bajo	0,56
Cerámica y azulejero	Recuperación del calor de los hornos de alta temperatura para secados	0,12
Extractiva y minería	Alto calor cogenerable	0,67
Química	Usos térmicos a temperatura baja	0,46
Madera y corcho	Consumo eléctrico muy importante y usos térmicos	1,26
Pasta y papel	Gran consumidor de energía eléctrica y térmica	0,34
Textil	Vapor, agua caliente y aire caliente	0,41
Transformadores de metal	Usos térmicos a alta y baja temperatura	0,53

Tabla 1 – Uso de la cogeneración en la industria

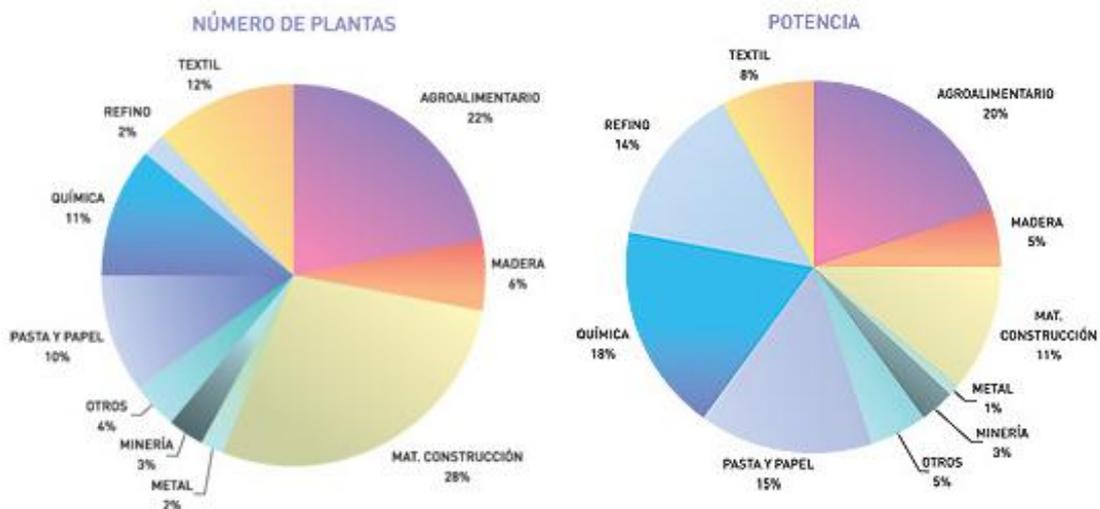


Figura 5 – Cogeneración en el Sector Industrial

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Por otro lado en el **sector terciario**, aunque sea bastante intensivo (un elevado número de horas al año) el consumo de energía está más vinculado a la climatología. Las principales demandas térmicas son para calefacción, ventilación y aire acondicionado y en menor medida, demandas de vapor o agua caliente para usos varios como lavandería, cocinas y esterilización.

Los principales cogeneradores potenciales en este sector son hospitales, hoteles, centros deportivos, edificios de oficinas, centros comerciales y sistemas de calefacción de distrito. La elección de la tecnología depende de una serie de factores, tales como la relación calor electricidad, el nivel de temperatura, la disponibilidad de combustible, las variaciones en la demanda térmica, etc. Los motores alternativos y las microturbinas, junto con las máquinas de absorción son las tecnologías que actualmente se están utilizando en aplicaciones de trigeneración al sector terciario.

Las **máquinas de absorción** tienen unas aplicaciones muy determinadas en aquellos proyectos en los que existe la posibilidad de obtener efluentes térmicos gratuitos.

En caso contrario, los estudios de viabilidad demuestran periodos de amortización más largos que las máquinas de compresión convencionales, ya que los COP obtenidos en máquinas de absorción sólo son rentables si la energía térmica de calentamiento no tiene coste económico ninguno.

Los tres grandes grupos de usuarios en el mercado del frío industrial español son:

- Industria agroalimentaria.
- Aplicaciones industriales no alimentarias.
- Transporte refrigerado.

Existen tres tipos principales de instalaciones con obtención de fluentes térmicos residuales o gratuitos en los que se recomienda mayoritariamente la instalación de máquinas de absorción:

- Instalaciones con trigeneración para producción de agua caliente y motores de combustión

La máquina de absorción puede ser alimentada con energía térmica procedente de los motores de combustión. Esta energía se obtiene de la recuperación del calor de los humos procedentes de la combustión y del agua caliente de refrigeración de las camisas del motor.

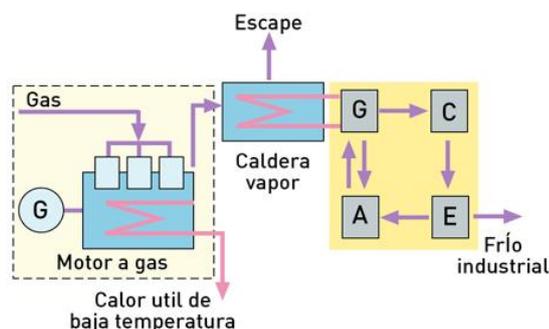


Figura 6 – Instalaciones con trigeneración



- Instalaciones con trigeneración para producción de vapor y calderas de postcombustión

En las calderas de postcombustión se obtiene vapor a distintas presiones que puede utilizarse para las máquinas de absorción. De esta manera se puede obtener un rendimiento del 29 % de la potencia aportada en combustión como potencia frigorífica disponible.

Las instalaciones de cogeneración mediante turbina de gas y ciclo combinado con ciclo de vapor exigen que el consumo eléctrico sea constante, ya que la turbina alcanza sus máximos rendimientos a plena carga, siendo desaconsejable su utilización para instalaciones que van a ser utilizadas frecuentemente a carga parcial.

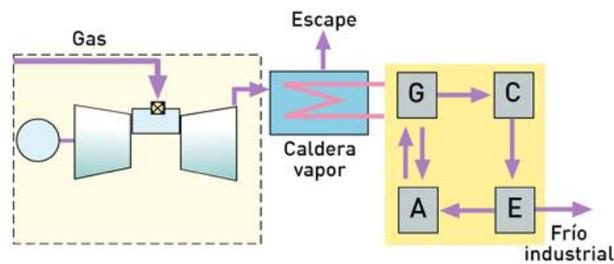


Figura 7 – Instalaciones con trigeneración

- Instalaciones con energía solar

Los paneles solares producen agua caliente a una temperatura aproximada de 80 °C. Mediante un intercambiador de calor, el circuito de los paneles cede su energía al agua almacenada en un tanque de acumulación.

La máquina de absorción se acciona con el agua caliente del tanque, y produce frío que es distribuido al local a través de los fancoils.

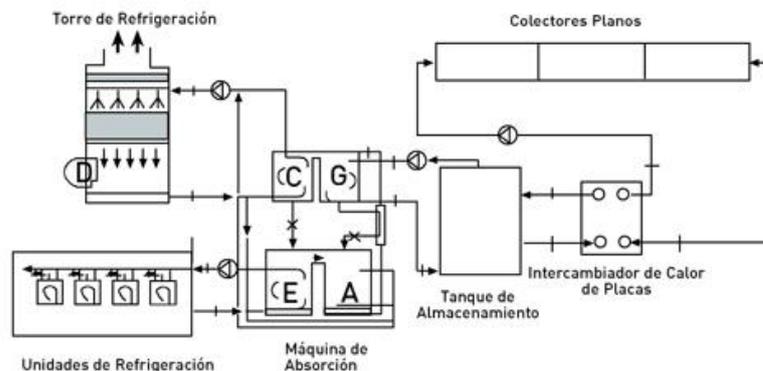


Figura 8 – Instalaciones con trigeneración

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 5.1.4. Tecnologías de aplicación

##### 5.1.4.1. Tecnologías de cogeneración y trigeneración

En una instalación de trigeneración, por un lado tendremos la máquina principal de cogeneración, encargada de producir la electricidad y el calor, y por otro lado el equipo generador de frío (máquina de absorción), que utiliza el calor residual del proceso de combustión.

El Real Decreto 616/2007, del 11 de Mayo, acerca del fomento de la cogeneración, recoge en su Anexo I, las tecnologías de cogeneración consideradas como tal:

- Turbinas de gas (ciclo Brayton)
- Turbinas de vapor (ciclo Rankine)
- Ciclo combinado
- Motor de combustión interna
- Microturbinas
- Pila de combustible
- Motores Stirling
- Ciclo de Rankine con fluido orgánico

Las tecnologías que con más éxito se han aplicado y se aplican hasta hoy día son la turbina de gas, turbina de vapor, ciclo combinado y motores de alternativos de combustión interna.

##### • Turbina de Gas

Se produce la combustión del gas dentro de una cámara y los gases resultantes de esta reacción se introducen en la turbina. En la turbina se extrae el máximo de la energía térmica de estos gases de escape, transformándola en energía mecánica.

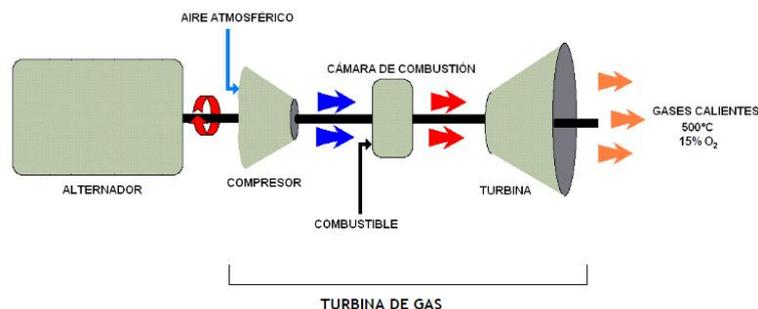


Figura 9 – Turbina de gas

Es el ciclo más usual para instalaciones medianas en consumidores con demanda de vapor, y su regulación suele hacerse mediante un sistema de postcombustión que permite ajustar la producción de vapor a su demanda.

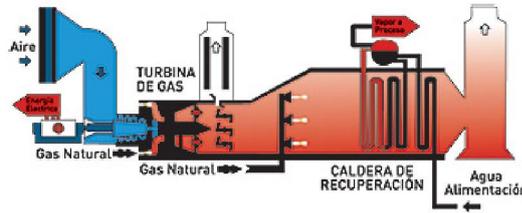


JESÚS GRANDE FINCH

Proyecto Fin de Carrera:  
"Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo"



Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica



TURBINA DE GAS EN CICLO SIMPLE

Figura 10 – Ciclo con Turbina de Gas

- **Turbina de Vapor**

La energía mecánica se produce por expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera. El sistema genera menos energía eléctrica (mecánica) por unidad de combustible que su equivalente con turbina de gas. Sin embargo, el rendimiento global de la instalación es superior.

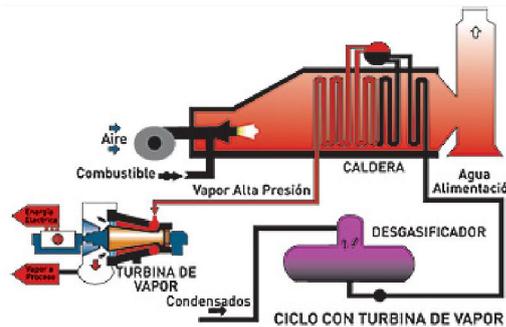


Figura 11 – Ciclo con Turbina de Vapor

- **Ciclo combinado**

Consiste en la aplicación conjunta de una turbina de gas y una de vapor, con todas sus posibles combinaciones en lo referente a tipos de combustibles utilizados, quemadores de postcombustión, salidas de vapor de turbina a contrapresión o condensación, etc. El rendimiento global en la producción de energía eléctrica es mayor que las soluciones anteriores.

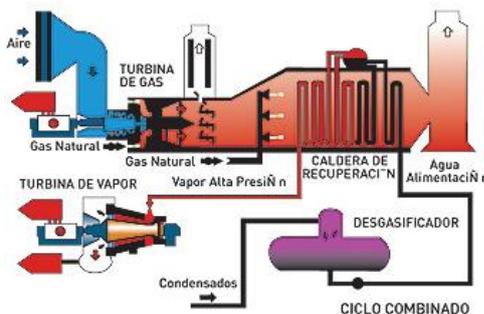


Figura 12 – Ciclo combinado

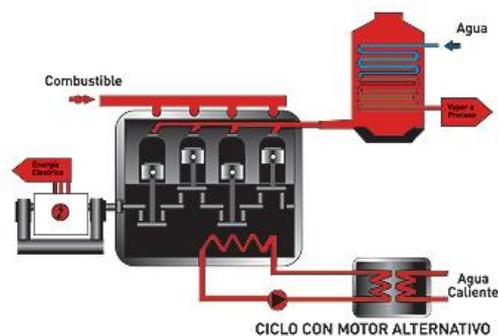
	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Motor de combustión interna alternativo**

El motor alternativo es una máquina de combustión interna capaz de transformar la energía desprendida en una reacción de combustión en energía mecánica.

La característica técnica más importante de un motor alternativo es su eficiencia mecánica debido a los ahorros que se obtienen en la facturación de la energía eléctrica.

Otra característica destacable de los motores alternativos es la alta eficiencia a cargas parciales, es decir, existe la posibilidad de regular la carga del motor sin perder proporcionalmente la eficiencia mecánica de la máquina. Como valor aproximado se puede considerar que un motor alternativo a un 50% de la carga tiene una reducción de eficiencia mecánica del 10% sobre la nominal con el consiguiente incremento de la energía térmica recuperable.



*Figura 13 – Motor alternativo de combustión interna*

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura que provoquen la reacción del combustible en el motor, se pueden distinguir los dos siguientes ciclos en los motores alternativos:

- **Ciclo OTTO**, el combustible introducido en el motor reacciona por la ignición de una chispa.
- **Ciclo DIESEL**, el combustible introducido en el motor reacciona al ser sometido a alta presión y temperatura.

El gas puede ser utilizado como combustible principal en los motores con cualquiera de los dos ciclos.

En los motores diesel que utilizan como combustible gas natural, es necesaria la adición de una pequeña cantidad de fueloil gasoil, aproximadamente un 5% del combustible total, para que faciliten la explosión de la mezcla de combustible-aire. Estos motores son denominados duales. Dependiendo del rango de potencias, para la combustión de gas se utiliza uno u otro de los motores. Frecuentemente son utilizados los de ciclo Otto hasta potencias unitarias de 5.000 kW y entre 3.500 y 15.000 kW los de ciclo diesel.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Las **ventajas** que presenta la utilización de **motores alternativos de gas** son las siguientes:

✓ **Recuperación de calor**

La relación entre el calor teórico aprovechable en los gases de escape y los circuitos de refrigeración es muy parecida para los motores de gas de alto rendimiento y los motores diesel que operan con fueloil o gasóleo.

La ausencia de óxidos de azufre en los gases de combustión del gas natural determina un aprovechamiento más elevado del calor en la producción de calor, agua caliente o agua sobrecalentada.

En los casos de secado, cuando se emplea gas es habitual el empleo directo de los gases de escape, sin necesidad de utilizar intercambiadores gases/aire.

✓ **Inversión y rentabilidad**

La rentabilidad de la inversión en las plantas de cogeneración depende de la inversión inicial y de los costes de combustible, el coste de mantenimiento y la eficiencia en el aprovechamiento del calor, que suele ser óptima en las instalaciones que operan con combustibles gaseosos.

✓ **Vida útil**

Las plantas de cogeneración con motor de gas tienen una vida útil que oscila entre 50.000 y 80.000 horas, frente a las de cogeneración con motor de gasoil que tienen una vida útil que oscila entre 20.000 y 40.000 horas.

✓ **Mantenimiento**

El coste de mantenimiento de las plantas de cogeneración basadas en motor de gas es menor que el coste de mantenimiento de las plantas de cogeneración con motores diesel de gasoil o fueloil.

✓ **Impacto ambiental**

Las plantas de cogeneración con motor de gas tienen las siguientes ventajas:

- El gas tiene contenidos inapreciables de azufre, por lo que con motores de gas no se producen emisiones de  $\text{SO}_2$  ni  $\text{SO}_3$ .
- En las últimas generaciones de motores de gas, basados en el principio de mezcla pobre, las emisiones de  $\text{NO}_x$  se han reducido sustancialmente y el porcentaje de inquemados es prácticamente nulo.

Las microturbinas, las pilas de combustibles y los motores Stirling pertenecen al grupo de nuevas tecnologías de cogeneración en las que se está avanzando en los últimos años, para que a corto plazo su comercialización sea del todo viable.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En el caso de las **microturbinas** existen desde los años 60, cuando en los aviones comerciales se sustituyeron los motores alternativos por turbinas (más fiables y menos pesadas) para generar la energía auxiliar que les permita arrancar las turbinas de propulsión y tener luz cuando están detenidos en mitad del aeropuerto.

Hoy día la **implantación** de dicha tecnologías en instalaciones de cogeneración está aumentando, especialmente en el **sector terciario** (hospitales, centros comerciales, redes de calefacción o refrigeración de distrito, debido su gran eficiencia energética, modulación, alta fiabilidad, fácil instalación y bajo mantenimiento.

Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de tamaño pequeño, con potencias que actualmente se sitúan entre 28 y 200 kW. Están basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales, pero simplificando los elementos mecánicos. En este sentido, solamente dispone de una pieza móvil en toda la máquina y ausencia total de aceites lubricantes y agua de refrigeración. Los cojinetes sobre los que soporta el eje son de aire (el régimen de funcionamiento es entre 45000 y 96000 rpm).

El modo de funcionamiento de la microturbina no difiere mucho del de una turbina convencional. La diferencia principal se encuentra en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento eléctrico y a la ausencia de reductor para conectarse al alternador.

Así, las microturbinas generan energía alterna a frecuencia variable, que es convertida a corriente continua y, mediante un inversor parecido al que incorporan los sistemas fotovoltaicos, se convierte a corriente alterna trifásica 400 V y 50 Hz, que exigen las aplicaciones en baja tensión. Finalmente, los gases de escape tienen una temperatura de 300 °C, aproximadamente, que permite una recuperación térmica útil para la producción de ACS, calefacción y frío.

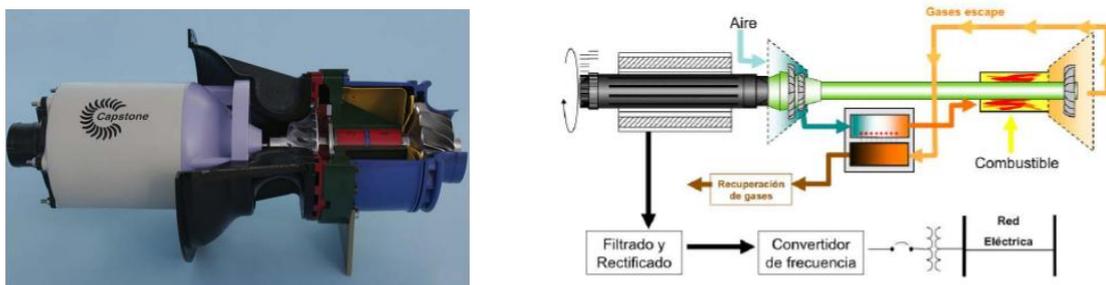


Figura 14 - Microturbina

En cuanto a las **pilas de combustible**, son ideales para operación en el sector terciario, debido a su eficiencia y operación silenciosa. Actualmente su coste de fabricación es demasiado alto para permitir su penetración en el mercado. La otra ventaja básica de este sistema se refiere al combustible para su operación, concretamente el hidrógeno. El hidrógeno se puede emplear como fuente de almacenamiento intermedio de energía creando un tampón entre la demanda de energía y su

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

producción. Esto es extremadamente importante para el implemento del rendimiento global (factor de utilización) de la planta de cogeneración.

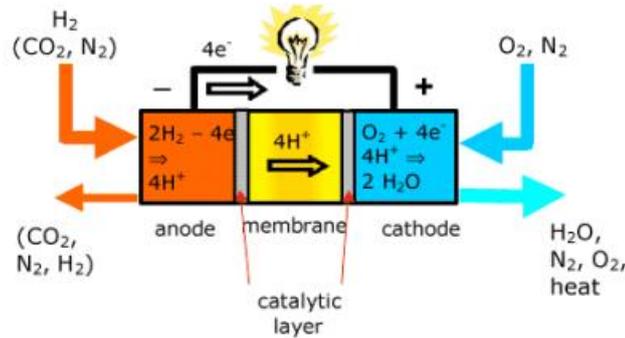


Figura 15 – Esquema de funcionamiento Pila de Combustible

El gran interés de las pilas de combustible frente a otras tecnologías de generación de energía eléctrica es el alto rendimiento del proceso, que suele estar en torno al 50%.

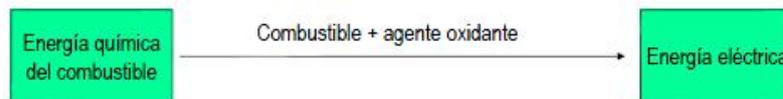


Figura 16 – Conversión energética en la Pila de Combustible

La tecnología de **motores Stirling**, por otro lado, no ha experimentado el mismo interés que las pilas de combustible. La tecnología se conoce desde hace muchos años y su desarrollo tiene lugar en diversos países como Dinamarca y Australia. Mientras que un cierto número de instalaciones de pequeño tamaño han sido apoyadas por la Unión Europea, un esfuerzo significativo es necesario para que los motores Stirling alcancen un nivel competitivo con el resto de tecnologías.

El principio de funcionamiento es el trabajo realizado por la expansión y contracción de un gas (normalmente helio, hidrogeno, nitrógeno o simplemente aire) al ser obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío, con lo cual se contrae, y de calentamiento en un foco caliente, con lo cual se expande. Es decir, es necesaria la presencia de una diferencia de temperaturas entre dos focos y se trata de un motor térmico.

Este motor continúa en investigación debido a la versatilidad de fuentes de energía utilizables para su funcionamiento, ya que al necesitar solamente una fuente de calor externa al cilindro, es posible usar una gran variedad de fuentes energéticas (energía solar térmica, todo tipo de combustibles, uso de la biomasa, energía geotérmica, etc.).

En España, en la Plataforma Solar de Almería, se han construido equipos formados por grandes discos parabólicos que reflejan y concentran la luz solar hacia un motor Stirling, el cual produce energía mecánica que mediante un alternador es transformada en energía eléctrica. Son modelos experimentales y demostrativos de gran rendimiento.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

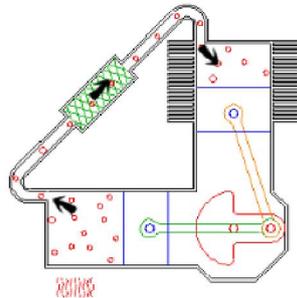


Figura 17 – Motor Stirling

Podemos ver resumidas las ventajas e inconvenientes de las microturbinas, pilas de combustible, y motores Stirling, resumidas en la siguiente tabla:

	<b>VENTAJAS</b>	<b>INCONVENIENTES</b>
<b>MICROTURBINAS</b>	Alta fiabilidad. Instalación simple. Poco mantenimiento. Tamaño compacto. Peso ligero. Bajo ruido. Emisiones bajas.	Costes
<b>PILAS DE COMBUSTIBLE</b>	Bajas emisiones. Alto rendimiento. Diseño modular. Operación automatizada. Bajo mantenimiento.	Costes. Durabilidad. Densidad de potencia. Tiempo de puesta en marcha. Degradación. Corrosión para electrolitos líquidos.
<b>MOTOR STIRLING</b>	Pocas partes móviles. No hay cámara de combustión. Alto rendimiento. Emisiones muy bajas. Fácil de controlar.	Las máquinas actuales tienen una eficiencia punta baja. Mejor eficiencia a 3000 W de potencia punta.

Tabla 2 – Ventajas e inconvenientes

Una última tecnología de cogeneración es el **Ciclo de Rankine con fluido orgánico**.

El proceso de ciclo orgánico de Rankine (OCR) es similar al ciclo básico de Rankine pero en vez de agua utiliza un aceite orgánico o fluido orgánico en una caldera de baja temperatura como fluido intermedio.



Figura 18 – Ciclo Rankine con fluido orgánico

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

La temperatura de operación está entre 70°C y 300°C. Debido a las propiedades físicas del fluido orgánico, la expansión del vapor saturado no conduce a la zona de vapor húmedo, sino que queda en la zona de vapor sobrecalentado.

Para incrementar la eficiencia puede utilizarse un regenerador entre la turbina y el condensador para precalentar el aceite orgánico. Además, puede utilizarse un economizador para recuperar el calor de los gases de escape de la caldera. Gracias a las bajas temperaturas, el aceite orgánico puede calentarse directamente en una caldera.

Puesto que no se requiere una caldera de vapor, los costes de inversión y mantenimiento son considerablemente menores que en plantas de vapor. Otra ventaja frente a las turbinas de vapor convencionales es la posibilidad de operar a cargas parciales en un rango entre el 30% y el 100% de plena carga. Los ORC son bien conocidos para aplicaciones geotérmicas, pero hay pocas aplicaciones de combustión de biomasa.

Las plantas instaladas tienen potencias entre 300-400 kW<sub>e</sub>, aunque hay equipos de hasta 1 MW<sub>e</sub>. Los costes de inversión son similares o ligeramente superiores a una planta de vapor. Sin embargo, el aumento del número de instalaciones podría lograr una reducción de los costes de producción.

Para acabar con las tecnologías de cogeneración, se refleja en la siguiente tabla las distintas tecnologías anteriormente explicadas, donde se **resumen sus principales características técnicas**, así como los respectivos costes económicos de las mismas, tamaño, y vida estimada de funcionamiento:

	Motor Diesel	Motor de Gas	Turbina de Vapor	Turbina de Gas	Microturbinas de Gas	Ciclo Combinado	Pila de Combustible
Potencia (MW)	0.05-15	0.005-5	0.5-1500	0.2-100	0.025-0.25	4-100	0.005-1
Calor/Electricidad	0.4-1.7	0.4-1.7	2-10	1.25-2	1.25-2	0.5-1.7	1.1
Eficiencia eléctrica (%)	30-50	25-45	30-42	25-40	20-30	40-60	40-70
Eficiencia térmica (%)	40-60	40-60	40-60	40-59	40-60	40-50	20-50
Eficiencia total (%)	70-85	70-85	60-85	60-85	60-85	70-90	55-90
Espacio Requerido (m <sup>2</sup> /kW)	0.021	0.021-0.029	<0.01	0.002-0.006	0.018-0.18	0.002-0.006	0.06-0.45
Vida (años)	10-20	10-20	20-35	15-20	15-20	15-25	>5
Carga mínima (%)	50	50	20	75	75	75	Sin límite
Disponibilidad (%)	>95	>95	90-98	99	90-98	92-97	>98
Inversión (€/kW)	500-1400	200-1400	700-900	600-800	400-1200	600-800	>2500
Mantenimiento (€/MWh)	6-12	5-10	3	2-7	2-4	2-6	2-12

Tabla 3 – Resumen características tecnologías cogeneración

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 5.1.4.2. Máquinas de Absorción para producción de frío

Las **técnicas** más importantes para la **generación de frío** son:

- Compresión mecánica
- Máquinas de absorción

Las **ventajas** principales de los **sistemas de absorción** frente a los de compresión mecánica son:

- El ciclo de vapor consume energía mecánica, mientras que el ciclo de absorción consume energía térmica.
- En igualdad de condiciones, por cada unidad de efecto refrigerante, se requiere más energía calorífica en el sistema de absorción que energía mecánica en el sistema de compresión de vapor.
- El precio de la energía eléctrica o mecánica, es superior al de la energía térmica, que a menudo proviene de una fuente residual prácticamente gratuita.
- Desgaste y ruido mucho menores en una máquina de absorción frente a un sistema de compresión mecánica.
- Mayor fiabilidad en los sistemas de absorción debido a la casi total ausencia de partes móviles, lo cual también implica un mantenimiento mucho menor
- Emisiones contaminantes nulas en los sistemas de absorción.

Del mismo modo, los **inconvenientes** de un sistema frente a otro son:

- Costo inicial superior de un sistema de absorción frente a un sistema de compresión mecánica.
- Los aparatos generadores por absorción son más voluminosos y requieren inmovilidad (lo que no permite su utilización en automóviles, lo que sería muy conveniente como ahorro de energía puesto que el motor tiene grandes excedentes de energía térmica, disipada en el radiador).

En un enfriador con ciclo de **compresión mecánica**, el frío se produce en el evaporador donde el refrigerante o fluido de trabajo se vaporiza y el calor se elimina en el condensador, donde el refrigerante se recupera. El compresor mecánico es el encargado de elevar la presión y temperatura del vapor para poder condensarlo.

Por otro lado, las **máquinas de absorción** se basan en la condensación y evaporación de una solución concentrada para producir frío. En lugar de un compresor mecánico, estos refrigeradores utilizan una fuente de calor que es, o bien gases calientes generados en un quemador, o usando vapor, agua caliente o calor residual. Las máquinas de absorción que están comercialmente disponibles son alimentadas por vapor, por agua caliente o por gases de combustión.

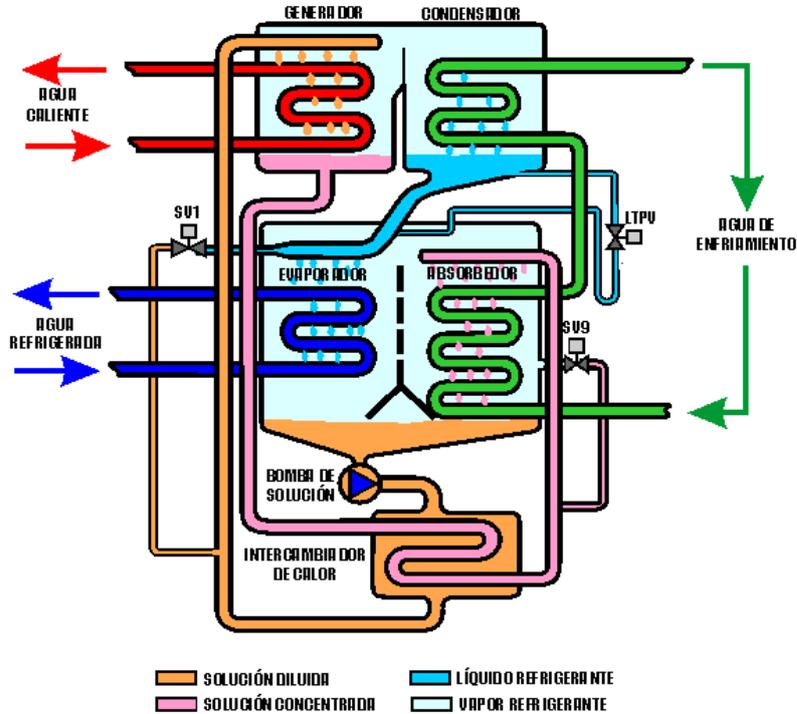


Figura 19 – Principio básico de una Máquina de Absorción accionada con agua caliente

En su diseño más simple, la máquina de absorción consta de un evaporador, un condensador, un absorbedor, un generador y una bomba de solución.

La solución “rica” en refrigerante penetra en el **generador**, en el cual se calienta por adición de una potencia térmica procedente de una fuente externa, provocando con ello la separación de vapores de refrigerante, prácticamente puros en su salida, los cuales son condensados en un intercambiador (**condensador**) por cesión de calor a un agente externo, con lo que se obtiene un caudal líquido de refrigerante a alta presión.

El paso a través de una válvula produce la laminación hasta la baja presión (y por tanto baja temperatura) y una vaporización parcial de este, con lo que a la salida del órgano de estrangulación, coexisten las fases líquida y vapor. Es la fracción líquida la que se encuentra en condiciones de absorber calor (producción de frío) en el **evaporador** de la instalación, mediante ebullición con lo que a la salida de este intercambiador el estado es de vapor saturado o recalentado.

Si ahora analizamos el circuito por el que circula la mezcla refrigerante-absorbente, vemos que los vapores producidos en el evaporador son aspirados hacia el **absorbedor**, debido a la afinidad que por estos muestra una solución “pobre” en refrigerante, produciendo una mezcla rica en este componente a baja presión, por lo que para recuperar el refrigerante, esta solución debe ser comprimida hasta el nivel de alta presión, proceso que tiene lugar en la bomba de solución.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En estas condiciones se introduce en el generador, en el que por adición de calor tiene lugar la separación; por un lado de vapores de refrigerante, y por otro la solución líquida restante pobre en refrigerante que se lleva nuevamente al absorbedor para aprovechar su afección por los vapores de refrigerante puro. Ahora bien, dado que esta solución pobre se encuentra a alta presión debe expandirse previamente a su entrada en el absorbedor, para alcanzar la baja presión reinante en este equipo.

Una de las principales mejoras que se pueden realizar en los sistemas de absorción, y que por su efecto beneficioso ha pasado a constituir un elemento universalmente adoptado en estas máquinas, es la disposición de un **intercambiador de calor** entre las soluciones rica y pobre, cuyo objetivo es el precalentamiento de la solución rica antes de su entrada al generador mediante el enfriamiento de la solución pobre procedente del generador. De esta forma desciende la potencia térmica necesaria a suministrar al generador, así como la que es necesaria eliminar en el absorbedor.

El refrigerante y el absorbente en un ciclo de absorción forman lo que se denomina un par de trabajo. Existen dos principales pares de trabajo para las máquinas de absorción, las que emplean una solución **agua-bromuro de litio**, y las que emplean una solución de **agua-amoniaco**. En las primeras el refrigerante es el agua, y en las segundas lo es el amoniaco.

El par agua-amoniaco se encuentra sobre todo en aplicaciones de refrigeración, con bajas temperaturas de evaporación, inferiores a 0°C, ya que el amoniaco se evapora a temperaturas inferiores al agua para la misma presión, lo que permite conseguir en esta máquina temperaturas más bajas.

Por otro lado, el par agua-bromuro de litio se emplea extensamente en aplicaciones de refrigeración por aire, donde no es necesario enfriar por debajo de 0°C. Los niveles de presión en la máquina de agua amoniaco son normalmente superiores a la presión atmosférica, mientras que las máquinas de agua-bromuro de litio funcionan generalmente en vacío parcial.

En cuanto a los sistemas de refrigeración por absorción que utilizan bromuro de litio como absorbente y agua como refrigerante, la fuente de calor (energía calorífica procedente del sistema de cogeneración, en principio) debe estar a una temperatura mínima de 60-80°C, o hasta 150°C si se considera un sistema de doble efecto. Para los sistemas que usan amoniaco como refrigerante, se necesita una fuente de calor de 100-120°C (sistema de simple efecto).

Además de la mejora que ya hemos comentado de añadir un intercambiador de calor para precalentar la solución rica que entra al generador, también existen otras soluciones constructivas, como los llamados **Ciclos de Absorción de Doble Efecto**, que constan de dos generadores, uno de alta temperatura y otro de baja temperatura, con el fin de conseguir un mayor aprovechamiento del calor de alta temperatura.

Existen dos tipos de configuraciones para las máquinas de absorción de doble efecto, según el modo de distribución del caudal de la disolución procedente del absorbedor:

- *Flujo paralelo*: se suministra el mismo caudal de disolución tanto al generador de alta como al de baja.
- *Flujo en serie*: el caudal de disolución es conducido al generador de baja y posteriormente al de alta.

A continuación se muestra el esquema de funcionamiento de una máquina de absorción de doble efecto que trabaja con agua-bromuro de litio:

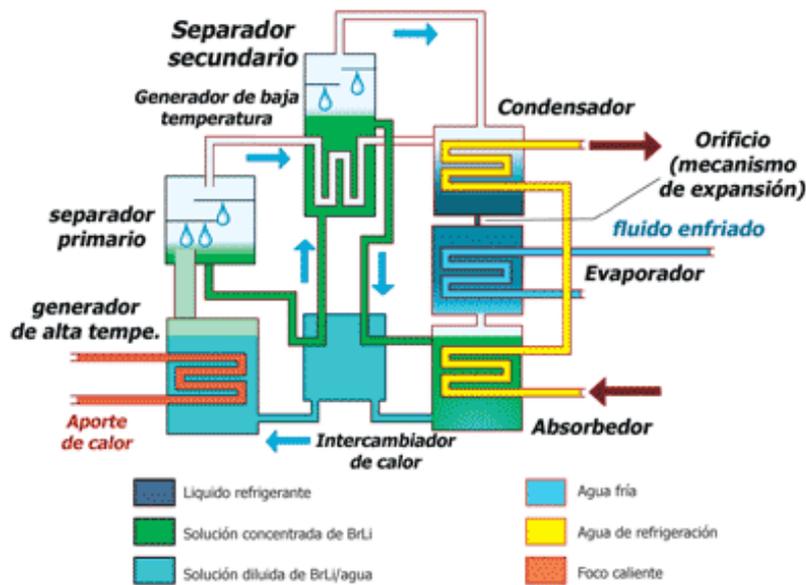


Figura 20 – Esquema de funcionamiento de sistema de absorción de doble efecto

Al rendimiento de un ciclo de absorción se le denomina COP (coeficiente de operación), y se define como:

$$COP = \frac{\text{Frío producido en Evaporador}}{\text{Calor aportado en Generador}}$$

Los valores típicos del COP según las máquinas se muestran a continuación:

	COP <sub>simple efecto</sub>	COP <sub>doble efecto</sub>
Agua-Bromuro de Litio	0.6 - 0.7	0.9 - 1.2
Agua-Amoniaco	0.4 - 0.5	-

Tabla 4 – COP característicos máquinas absorción

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Máquinas de Absorción con Agua - Bromuro de Litio**

La mayoría de los equipos de absorción basados en el par de trabajo agua-bromuro de litio se diseñan para aplicaciones de aire acondicionado. Por motivos históricos las potencias se dan en toneladas de refrigeración (US RT, una tonelada de hielo por hora. Una RT equivale a 3.5 kW frigoríficos).

- Máquinas de simple efecto:

La mayoría de los fabricantes ofrecen máquinas de simple efecto en el rango de aproximadamente 100RT a 1500RT, es decir, de 350 kW<sub>t</sub> a aproximadamente 5.2 MW<sub>t</sub>. Estas se pueden alimentar con vapor a 135-205 kPa (1-2 bares manométricos, 2-3 bares absolutos), que corresponden a una temperatura de vapor de 110 a 120°C. Alternativamente pueden ser alimentadas con agua caliente a 115-150°C y una presión máxima de 9 bares. El coeficiente de rendimiento se sitúa en el rango de 0.6 a 0.7.

El consumo de vapor de una máquina de simple efecto es aprox. 2.3 kg/h por kW<sub>t</sub>. El flujo de agua caliente requerido está en el rango de 30 a 72 kg/h por kW<sub>t</sub> dependiendo de la caída de temperatura permitida.

- Máquinas de doble efecto:

Las máquinas de doble efecto están aproximadamente en el mismo rango de capacidades que las de simple efecto. La capacidad de refrigeración más baja ofrecida por algunos fabricantes es ligeramente mayor: 200RT para una empresa y 350RT para otra (700 y 1200kW<sub>t</sub> respectivamente). El vapor parece ser el medio preferido para alimentar estas máquinas. Dicho vapor debería estar a 9-10 bares manométricos, 10-11 bares absolutos o 1100-1200 kPa, que corresponde a unas temperaturas en el rango de 175 a 185°C.

También es posible alimentar una máquina de doble efecto con agua caliente, cuya temperatura deberá estar en el rango de 155 a 205°C. El rendimiento en uno u otro caso es de 0.9 a 1.2. El consumo de vapor de la máquina de doble efecto es aproximadamente 1.4 kg/h por kW<sub>t</sub>.

La complejidad de los enfriadores de doble efecto incrementa su coste respecto a los de simple efecto. Los enfriadores de absorción de doble efecto oscilan de aproximadamente 400 a 1.000 toneladas de capacidad. Todas las máquinas de ciclo de absorción comercialmente disponibles disipan el calor a través del circuito de torre de refrigeración. En la mayoría de los casos, las temperaturas en el circuito de la torre de refrigeración son de 32-37°C.

	<p><b>JESÚS GRANDE FINCH</b></p> <p>Proyecto Fin de Carrera:  “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”</p>	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En cuanto al coste de las máquinas de absorción que trabajan con Agua – Bromuro de Litio, este oscila entre 870€ y 920€ por tonelada de capacidad (las de doble efecto tienen un sobrecoste de 58€ por tonelada). A modo de comparación, un equipo de compresión centrífugo cuesta entre 290 y 350€ por tonelada de potencia.

Una regla habitual es que las máquinas de doble efecto cuestan aproximadamente un 20% más que las de simple efecto para la misma capacidad. La razón de este sobrecoste radica en el diseño de un generador y condensador adicional. Sin embargo la información procedente de los manuales ASHRAE y de un estudio alemán indica que el coste extra es probablemente de un 30% a un 40%.

Del mismo modo, otra aproximación es suponer que las máquinas alimentadas con agua caliente son aproximadamente un 25% más caras que las alimentadas con vapor para la misma potencia. Esto se debe al sobredimensionamiento mecánico necesario para entregar la potencia térmica equivalente a utilizar vapor. Las máquinas de simple efecto alimentadas con agua caliente de baja temperatura (90-95°C) son comparativamente más caras que una de simple efecto convencional. Una comparativa entre datos obtenidos de diferentes fabricantes confirma que la diferencia de precio es de aproximadamente un 35%.

- **Máquinas de Amoniaco – Agua**

Este tipo de máquinas están diseñadas principalmente para aplicaciones de refrigeración industriales, por ejemplo, alimentos congelados o refrigeración de procesos, con unas temperaturas de evaporador de hasta -60°C.

Este tipo de máquinas se emplean preferiblemente cuando se trabaja con temperaturas cercanas o inferiores a 0°C, ya que las unidades de agua-bromuro de litio no pueden funcionar en este rango de temperaturas. El COP normal de funcionamiento suele estar en torno a 0.4 y 0.5.

Si se desea considerar un ciclo de agua amoníaco en lugar del ciclo de simple efecto de agua-bromuro de litio, es razonable esperar que el rendimiento, la demanda de calor y los requisitos de temperatura sean básicamente los mismos que para un ciclo de agua-bromuro de litio.

El coste de estos equipos esta en torno a 1.250 a 1.750€ por tonelada de capacidad.

Por último, los **costes de mantenimiento** de las máquinas de absorción varían enormemente según el tipo de contrato. En la mayoría de los casos se emplea el “outsourcing” que incluye el mantenimiento del sistema de climatización completo.

En otros casos el usuario de la máquina de absorción es el mismo que la opera, limitándose a subcontratar únicamente unas revisiones periódicas establecidas por el fabricante.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.1.5. Microgeneración. Edificios de consumo casi nulo

La microgeneración es el término empleado para denominar la cogeneración hasta 50 kW. El concepto se extiende habitualmente hasta la cogeneración de pequeña escala, que extiende dicha potencia hasta 1 MW.

La microgeneración, con microturbinas de gas o micromotores de combustión, son aplicaciones que se han implantado con éxito en instalaciones del sector terciario tan diversas como son las correspondientes a hospitales, hoteles y oficinas. Ello se debe a que las microgeneradores cubren unas gamas de potencia adecuadas para poder actuar como cogeneraciones a escala reducida, que se adaptan bien a las necesidades de este tipo de establecimientos, aportándoles rendimientos competitivos y prestaciones energéticamente atractivas frente a los sistemas convencionales.

Según el Código Técnico de Edificación, la exigencia de contribución solar mínima en el aporte energético de agua caliente sanitaria de toda nueva vivienda puede ser sustituida por otros sistemas que usen fuentes renovables o procesos de cogeneración. De este modo, en cada situación las características energéticas, físicas y operativas determinará la viabilidad de la instalación de equipos de microgeneración ó de sistemas de captación solar.

La solución basada en la generación de las necesidades de calor mediante sistemas de microgeneración para la generación de ACS, calefacción y frío, reporta ventajas respecto a la generación de esta demanda mediante sistemas convencionales (calderas) y en muchos casos en los basados en colectores solares térmicos exclusivamente:

- ✓ **Disponibilidad:** La planta de microgeneración no depende de la climatología y garantiza el suministro energético para ACS y calefacción e incluso el eléctrico en los equipos que pueden funcionar como generadores de emergencia.
- ✓ **Liberación de espacio en comparación con la solar térmica y los sistemas convencionales:** La planta de microgeneración ocupa unas dimensiones reducidas, y no necesita invadir espacios arquitectónicamente visibles como fachadas y tejados, ya que se pueden ubicar bajo techo. La cogeneración al ser un sistema centralizado libera espacios de alto valor (interior de viviendas), ocupados por los sistemas convencionales.
- ✓ **Generación distribuida de electricidad:** La energía, tanto térmica como eléctrica, se genera junto al lugar de consumo por lo que no hay pérdidas en el transporte, distribución ni en transformación.
- ✓ **El aprovechamiento del calor y la generación de electricidad de manera eficiente reportan un ahorro de energía primaria.** Esto implica un ahorro en emisiones de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Los sistemas de generación usados en la microgeneración son principalmente micromotores y microturbinas.

Los **micromotores alternativos** de combustión interna son bien conocidos por todos ya que sus aplicaciones en nuestras actividades diarias son muchísimas. Desde los pequeños generadores que vemos en los puestos de venta ambulante hasta los motores que incorporan todos los vehículos, hay un abanico de potencias en el que se incluirían los micromotores para cogeneración.

La diferencia de estos motores es principalmente su rango de trabajo ya que están diseñados para funcionar un elevado número de horas en continuo con la máxima eficiencia por lo que se trata de buscar el régimen de funcionamiento que maximice el rendimiento eléctrico.

Los motores disipan calor a través de los circuitos de agua de refrigeración y de los gases de escape. En los micromotores, se recuperan ambas fuentes de calor para finalmente dar toda la energía en forma de agua caliente que pueda ser usada para climatización.

En cuanto a las **microturbinas**, tal y como ya se ha explicado en puntos anteriores, son equipos altamente fiables y eficaces para la producción de electricidad y calor en modo cogeneración, para la climatización de edificios que tengan servicios de climatización centralizados como hospitales, hoteles, escuelas, clubes deportivos, mercados, etc.

Los costes de suministro eléctrico, calefacción y aire acondicionado para edificios públicos y de servicios resultan cada vez más caros, debido a los costes de los combustibles, al margen de los costes medioambientales de sistemas de climatización obsoletos que aún operan en muchos inmuebles.

Es por ello, por lo que las microturbinas son una de las soluciones tecnológicas más apropiadas para garantizar el suministro energético es la micro-trigeneración, ya que ofrecen la posibilidad de generar de forma simultánea la electricidad, el calor y el frío necesarios para la correcta climatización de un edificio durante todo el año con ahorro energético y garantía de suministro.



*Figura 21 – Micromotor alternativo y Microturbina*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Los sistemas de microgeneración tienen rendimientos de generación eléctricos inferiores a los equipos de cogeneración, de mayor tamaño, esta menor capacidad de transformar el combustible en electricidad produce una mayor capacidad de recuperación térmica.

Centrándonos en el ámbito de la microgeneración, si comparamos ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (entorno al 30% frente al 35%) pero queda compensado con la recuperación térmica cuando se comparan sus rendimientos globales. Por otra parte, cabe destacar que la ausencia de aceites lubricantes, sistemas auxiliares para el arranque y la refrigeración y una única parte móvil, hacen que su fiabilidad sea superior y sus costes de mantenimiento inferiores. En cada caso se escoger debe la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación.

Como ya se explicó en los “Antecedentes” de este presente proyecto, **las nuevas Directivas de la Unión Europea exigen una mayor eficiencia energética.**

La **Directiva 2010/31** relativa a la eficiencia energética en los edificios, obliga que para el año 2020, los edificios de nueva construcción sean de “consumo casi nulo”, imponiendo unos consumos máximos (kWh/m<sup>2</sup>/año). De hecho, y sin ir más lejos, en Francia han fijado el límite de consumo de energía primaria en 50 kWh/m<sup>2</sup>/año (media del país), que deberán aplicarse en todos los edificios residenciales a partir del año 2013.

De hecho, en el punto 4 del Anexo I de la Directiva 2010/31, sobre el Marco general común del cálculo de la eficiencia energética de los edificios, se establece que en dicho cálculo se tendrá en cuenta la **incidencia positiva** de, entre otros aspectos, la electricidad producida por **cogeneración** (punto b) y sistemas urbanos o centrales de calefacción y refrigeración, que pueden incluir también cogeneraciones (punto c).

Del mismo modo la **Directiva 2012/27/UE**, sobre la eficiencia energética señala lo siguiente:

- Se tiene que reducir un 1,5% el consumo de energía cada año
- A partir de 2013, cada año un 2,5% de los edificios de la Administración deben adoptar medidas de eficiencia y ahorro energético
- Las compras de la Administración se harán con criterios de eficiencia
- Promoción del “smart metering” o contador inteligente
- **Apuesta clara por la cogeneración**

Con lo cual, queda claro que la Microgeneración no solo tiene sentido, sino que es una herramienta clave para cumplir con los mandatos de la Unión Europea.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.1.6. Situación en España

A comienzos de los **años 80**, España poseía las tarifas eléctricas más caras del continente europeo. Este factor, a primera vista perjudicial, unido a la **Ley de Conservación de la Energía Eléctrica** de ese mismo año, y el posterior decreto de **Fomento de la Cogeneración**, emitido dos años después, fueron los desencadenantes de un giro en política energética que abrió las puertas a las Instalaciones de Cogeneración de Gruppo AB.

A pesar de que la citada Ley de Conservación de la Energía Eléctrica y el decreto de Fomento de la Cogeneración, tenían como propósito propiciar estos sistemas, la cantidad de instalaciones no era relevante. Fue a través de las subvenciones que instituyeron diversos programas europeos, cuando se realizaron inversiones importantes y la cogeneración fue adquiriendo relevancia en el campo de la producción de energía.

Durante los últimos años de la década, la falta de respaldo desde el gobierno, la inexistencia de asociaciones ligadas al sector, partes de una brutal liberalización de la industria energética, hicieron tambalear las posibilidades de futuro de la cogeneración y la desconfianza la privó de inversiones.

Ya en los **años 90**, en el año 1994 exactamente, la sanción de la **Ley del Sector Eléctrico** fue un impulso potente para la cogeneración, ya que disminuyó los impuestos a los cogeneradores, lo que supuso un gran impulso. En este aspecto, las medidas de apoyo tuvieron, al principio, un rasgo común: se basaban en las tarifas de la electricidad y la de venta de energía cogenerada era siempre inferior a la que compraba el consumidor en igual nivel de tensión.

El sector eléctrico tradicional vivía, en aquellos años, épocas doradas; y la industria era reacia a embarcarse en proyectos nuevo. Pero el surgimiento de las instituciones de promoción (IDAE, ICAEN, entre otras) dio el respaldo necesario y, aun con diferentes posturas en cuanto a participación económica dentro de los proyectos, propiciaron la “explosión” de los sistemas de **cogeneración** en la década del 90.

- **Posturas de los distintos sectores**

Al principio, las **compañías de electricidad** se opusieron a la cogeneración y lograron frenar varios proyectos, pero con el tiempo, vieron que pararlos todos era imposible y que la política más conveniente consistía en sumarse a ellos. Sin embargo, estas empresas nunca vieron en la cogeneración sistemas de producción de electricidad “reales”, sino más bien un modo de ramificación de su negocio, siempre y cuando continuase siendo rentable. De hecho, en ciertas situaciones complicadas, como la de principios de los años 2000 optaron por desinvertir y relegar estos proyectos.

Por su parte, las **empresas de gas** vieron en la cogeneración formas de ampliar el consumo y, por ello, alentaron el desarrollo de estas instalaciones en sus clientes industriales. Sin embargo, las industrias de combustible y gas no invirtieron en el sector, aun siendo las que más se beneficiaron de la cogeneración.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

A finales de los 80, una política de liberalización energética puso en jaque el futuro de esta energía sostenible, sobre todo por la falta de respaldo institucional, que se plasmaba como imposición de trabas específicas. Así fue que se generó una enorme escasez de confianza en los inversores y las empresas financieras.

Más adelante en el tiempo, finalizando los años 90, el sector de la cogeneración continuaba estando completamente regulado y, con el proceso de liberalización eléctrica aun en vigencia y la crisis del petróleo del año 99, tanto las plantas existentes como los nuevos proyectos recibieron otro impacto negativo.

- **Una nueva era**

Dos años después, el **17 de diciembre del año 2001**, fue, paradójicamente, el amanecer de una nueva era para la cogeneración. Aquel día, el país padeció una **demanda récord de energía**, llegando las plantas tradicionales productoras casi al colapso y, aunque desde hacía más de 15 años no había inversiones para la producción alternativa, fueron las pocas plantas de cogeneración existentes las que ayudaron a revertir el hundimiento del sistema.

A consecuencia de esto, el Gobierno comenzó a ofrecer incentivos a la inversión y ayuda a las centrales ya existentes. A continuación, las empresas eléctricas tradicionales comenzaron a optar por centrales de ciclo combinado con gas, logrando aumentar sus rendimientos hasta un 15 % más.

Durante el mismo año 2001, otra consecuencia positiva de la crisis, fue el nacimiento de asociaciones como COGEN España que, trabajando paralelamente a su homónima europea COGEN Europe, fueron consiguiendo el desarrollo de un marco regulatorio que impulsara y garantizara las inversiones para el sector de la cogeneración.

Seis años después, en 2007, las pruebas sobre la eficiencia de estos sistemas eran contundentes y, siguiendo las pautas de la Directiva Europea, el gobierno español emitió diferentes leyes y normativas que apuntaban al aprovechamiento real de sus ventajas, al aseguramiento del suministro eléctrico, el rendimiento y el favorecimiento de modos de producción más respetuosos del medio ambiente.

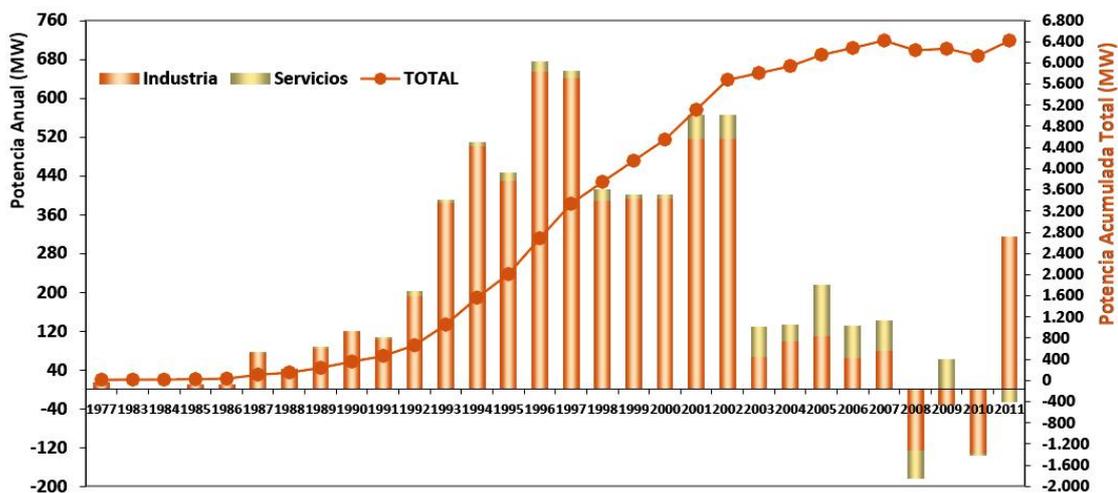
- **Situación actual**

La cogeneración en España, apenas se ha desarrollado desde el año 2002 aproximadamente (la producción se ha mantenido prácticamente constante los últimos 5 años con apenas un 3% de incremento desde 2008), y está muy por debajo de las metas marcadas en el Plan de Acción 2011-2020, en el cual se fija un objetivo de cogeneración de 9.800 MW instalados, lo que supondría producir 55.000 GWh/año (14% de la producción nacional de energía).

Para alcanzar por tanto dicho objetivo, se requieren en torno a 3.750 MW de nueva potencia instalada. La distribución de esta nueva potencia instalada comprendería por un lado el Sector Industrial y, por otro lado, el Sector de la Edificación:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- Sector Industrial
  - Renovación de 3.925 MW en instalaciones existentes, lo que supondría una inversión de 2.000 M€
  - Nuevas plantas, cuya potencia total instalada sería aproximadamente de 2.620 MW y una inversión de 2.600 M€.
- Sector Edificación
  - Nuevas plantas a pequeña escala y calefacción y refrigeración de distrito, lo que supondría 1.350 MW instalados con un coste de 1.350 M€.



Fuente: IDAE/MINETUR

Figura 22 – Desarrollo histórico de la cogeneración en España

Desde el año 2007 (en el que había 6.012 MW de potencia instalada en cogeneración) hasta ahora, dicha potencia ha aumentado únicamente un 2%. La **potencia instalada en 2012** según la Comisión Nacional de la Energía es de **6.110 MW**, de los cuales aproximadamente 5.100 MW corresponden a instalaciones que usan como combustible el gas natural. Por otro lado, el potencial de cogeneración industrial es 3 veces el actualmente aprovechado: el 40% del PIB industrial está en sectores potencialmente cogeneradores.

La **demanda anual** peninsular de energía eléctrica se situó en 2012 en **252.191 GWh**, un 1,2% inferior a la del 2011.

La **producción aproximada de electricidad por cogeneración** para el cierre de **2012** ha sido de **33 TWh**, lo que supone el **13 %** de la demanda eléctrica nacional, de los cuales, 27 TWh han sido vertidos a la red, significando un 26 % de las ventas totales de energía en Régimen Especial.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Es destacable indicar cómo se complementan el gas natural y la cogeneración para aportar un alto nivel de eficiencia energética. El sistema gasista español dispone de uno de los suministros más abiertos y seguros de Europa, y aporta al mix energético seguridad para cubrir y gestionar la demanda en todo momento.

La cogeneración con gas natural representa casi el 84% de toda la potencia de cogeneración existente en España. El 14% de la potencia total instalada en Régimen Especial corresponde a cogeneración con gas. A modo de idea, de las aproximadamente 1000 plantas de cogeneración en España, 837 funcionan con gas natural.

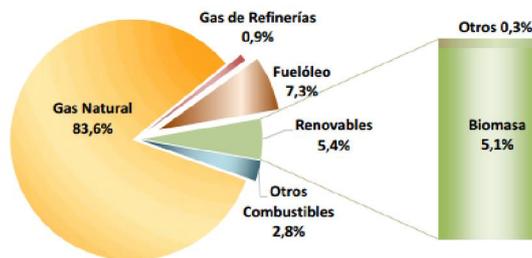


Figura 23 – Estructura de la producción eléctrica según el tipo de combustible utilizado en plantas de Cogeneración

Por otro lado, si en la década de los 80 y los 90, se veía a la cogeneración como la solución al problema energético y se fomentó el desarrollo de esta tecnología, en los últimos años, sin embargo, hemos entrado en una etapa de crisis en la que la economía del país es el principal problema, con lo que se han publicado numerosos Reales Decretos y Leyes que, por un lado, no han solucionado los principales problemas del sistema eléctrico (sobrecapacidad del sistema y el **déficit tarifario** principalmente), y por otra parte no han favorecido ni al desarrollo de las energía renovables, ni al de la cogeneración.

El **déficit tarifario**, se define como la diferencia entre lo que recaudan las compañías eléctricas en concepto de tarifa (es decir, el precio de la electricidad) y los costes de producción de electricidad. El déficit se situó en 2012 en 5.609 millones de euros, lo que supone ya un déficit total acumulado de aproximadamente unos 24.000 M€ a finales de 2012.

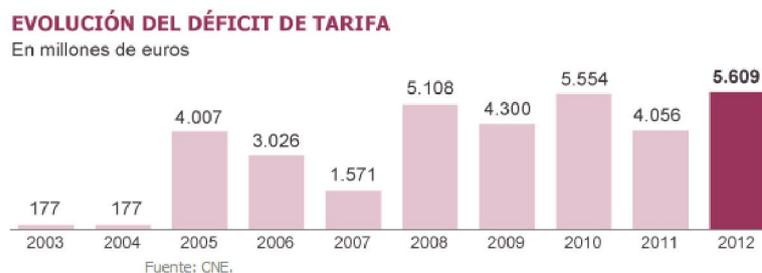


Figura 24 – Evolución Déficit Tarifario en España

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Como se ha dicho, la cogeneración se ha visto gravemente afectada por el déficit, sin ser realmente el origen del problema que se trata corregir.

En la siguiente tabla, se puede deducir que el coste de la cogeneración para el sistema es el menor de todo el régimen especial si se tienen en cuenta los autoconsumos (98,6 €/MWh). Así mismo, el coste medio de la electricidad en bornes de usuario (118,1 €/MWh) es superior al coste medio pagado a la cogeneración (98,6 €/MWh).

		Potencia (MW)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Incr. % 07 - 12
<b>COGENERACIÓN</b>	<b>VARIABLES</b>								
Cogeneración	Potencia instalada	MW	6.012	6.058	5.899	6.036	6.149	6.110	2%
	Energía vertida a la red	TWh	17,71	21,18	22,04	23,73	25,08	26,86	52%
	Energía producida	TWh	30,13	31,04	30,94	32,11	32,04	32,16	7%
	Retribución	M€	1.348	2.106	1.880	2.233	2.704	3.172	135%
	Retribución específica	€/MWh	76,1	99,4	85,3	94,1	107,8	118,1	55%
	Retribución / Energía total	€/MWh	44,7	67,8	60,8	69,5	84,4	98,6	120%
	Horas de utilización según E vertida	€/MWh	2.945	3.497	3.735	3.931	4.079	4.395	49%
	Horas de utilización según E producida	€/MWh	5.012	5.124	5.245	5.320	5.211	5.264	5%
<b>RENOVABLES</b>	<b>VARIABLES</b>								
Solar FV	Potencia instalada	MW	705	3.463	3.629	3.840	4.250	4.509	540%
	Energía vertida a la red	TWh	0,49	2,55	6,20	6,40	7,42	8,14	1571%
	Retribución	M€	216	1.155	2.868	2.899	2.667	3.004	1291%
	Retribución específica	€/MWh	443,5	453,8	462,4	453,0	359,4	369,0	-17%
	Horas de utilización	€/MWh	691	735	1.709	1.667	1.746	1.805	161%
Termosolar	Potencia instalada	MW	0	0	0	532	999	1.950	267%
	Energía vertida a la red	TWh	0	0	0	0,7	1,8	3,4	396%
	Retribución	M€	0	0	0	211,5	518,9	1092,5	417%
	Retribución específica	€/MWh	0	0	0	305,6	291,7	318,3	4%
	Horas de utilización	€/MWh	0	0	0	1.301	1.781	1.760	35%
Eólica	Potencia instalada	MW	14.537	16.323	18.865	19.710	21.059	22.591	55%
	Energía vertida a la red	TWh	27,60	32,13	38,23	43,13	41,86	48,02	74%
	Retribución	M€	2.157	3.226	3.062	3.365	3.657	4.071	89%
	Retribución específica	€/MWh	78,2	100,4	80,1	78,0	87,4	84,8	8%
	Horas de utilización	€/MWh	1.899	1.968	2.027	2.188	1.988	2.126	12%
TOTAL RENOVABLES	Potencia instalada	MW	15.242	19.786	22.494	24.082	26.308	29.050	91%
	Energía vertida a la red	TWh	28,09	34,68	44,44	50,22	51,06	59,59	112%
	Retribución	M€	2.373	4.381	5.930	6.476	6.843	8.168	244%
	Retribución específica	€/MWh	84,5	126,3	133,4	128,9	134,0	137,1	62%
	Horas de utilización	€/MWh	1.843	1.753	1.976	2.085	1.941	2.051	11%

Tabla 5 – Evolución de las tecnologías pertenecientes al Régimen Especial

El año 2012 ha sido uno de los más complejos en cuanto a marco legal para la cogeneración se refiere. La incertidumbre y el riesgo de las medidas y leyes aprobadas, y los futuros cambios estructurales para 2013, ha caracterizado dicho año.

El año empezó con la promulgación del **Real Decreto-ley 1/2012**, aprobado el 27 de enero, cuyas medidas principales fueron las siguientes:

- Establece una suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución a las energías renovables (y también a la cogeneración), suprimiendo los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- El artículo 3.3 del R.D, menciona la posibilidad de crear una legislación específica para la cogeneración, con lo que podría dejar de estar agrupada con las energías renovables en el régimen especial.
- En la exposición de motivos del R.D se destaca que resulta necesario un modelo retributivo a través de mecanismos de mercado.

Por otra parte, a finales de año se aprobó la **Ley 15/2012**, de 27 de diciembre, sobre las medidas fiscales para la sostenibilidad energética, introduciendo las siguientes medidas:

- Impuesto del 7 % para todo tipo de generación eléctrica.
- Impuesto sobre la producción sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica.
- Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas.
- Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica.
- Impuesto sobre los hidrocarburos. El llamado “**Céntimo Verde**”:
  - En primer lugar, un impuesto específico asociado al gas natural destinado a la producción de electricidad de 0,65 €/GJ
  - Por otro lado, otro impuesto reducido asociado al gas natural destinado a la producción de calor de 0,15 €/GJ.
- Impuesto sobre el carbón.

Las **consecuencias** que han traído consigo tanto el Real Decreto-ley 1/2012 como la Ley 15/2012, ha sido la paralización de todos los proyectos de cogeneración (nuevas plantas y renovaciones), además de otros con una avanzada inversión.

Además de estas consecuencias directas, hemos de tener también en cuenta, lógicamente, los grandes beneficios que, a corto plazo, aportaría la cogeneración a nuestro país, y que se perderían por tanto:

- ✓ **Competitividad industrial y mantenimiento del empleo:** las empresas cogeneradoras suponen el 40% del PIB industrial español, y suponen 1,4 millones de empleos.
- ✓ **Inversión, innovación y creación de empleo:** el desarrollo de la cogeneración supondrá más de 10.000 M€ de inversión y generará 25.000 empleos distribuidos por toda España.
- ✓ **Ahorro de energía y reducción de emisiones:** Ahorra anualmente al país 1,5 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Además, reduce un 3,2% nuestras emisiones de gases de efecto invernadero y supone un ahorro de 170 M€ en derechos de emisión.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- ✓ **Reducción de la dependencia energética:** reduce un 2% las importaciones energéticas. También reduce aproximadamente en 340 M€ la factura energética de España.
- ✓ **No genera déficit al sistema eléctrico:** el coste de suministro con cogeneración es un 25% inferior que el coste real de suministro eléctrico.
- ✓ **Generación distribuida, dando seguridad de suministro y ahorrando en redes:** existen múltiples instalaciones de cogeneración en el sistema español, cercanas al punto de consumo y con una capacidad de generación garantizada y previsible. Además, ahorraríamos en torno a 440 M€ en redes.

La **gran preocupación** en lo referente a estas dos leyes aprobadas en 2012, es, sin duda, la incertidumbre al no existir un plazo temporal fijado para resolver la situación, y también el que parecen ir en contra de los principios defendidos por la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración.

#### 5.1.6.1. Marco Regulatorio

La **legislación vigente** actualmente, relativa al ámbito de la cogeneración es la siguiente:

- Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- Real Decreto 616/2007, sobre el fomento de la cogeneración.
- Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Plan de Acción de la Eficiencia Energética IDAE, que incluye medidas para el fomento de plantas de cogeneración.
- Código Técnico de la Edificación DB HE-2 y RITE.
- Real Decreto Ley 1/2012, por el que se suspende la pre-asignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones en Régimen Especial.
- Real Decreto Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la eficiencia energética.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 5.2. Energía Solar Fotovoltaica

### 5.2.1. Generalidades

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la energía que irradia el Sol en energía eléctrica sin mediación de reacciones químicas, ni ciclos termodinámicos, ni procesos mecánicos. Este proceso de transformación de energía solar en energía eléctrica se produce en un elemento que se denomina célula fotovoltaica.

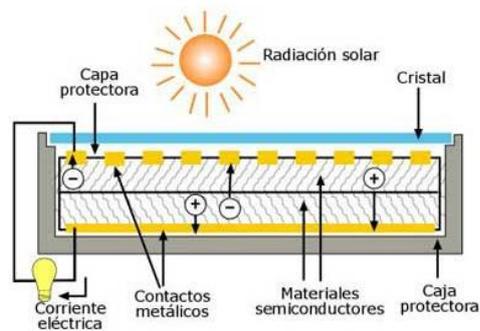


Figura 25 – Fundamento energía solar fotovoltaica

Las células fotovoltaicas, se construyen con **materiales semiconductores** principalmente, el germanio (Ge), y el silicio (Si). La propiedad principal de estos elementos es que presentan el llamado efecto fotoeléctrico o fotovoltaico.

El **efecto fotovoltaico** consiste en la liberación de los electrones de la última capa de los átomos de silicio cuando son sometidos a un haz lumínico, de manera que cuando un fotón choca de la manera adecuada con un electrón libre del silicio, ese adquiere la energía suficiente para formar parte de la corriente de electrones que salen a la superficie de la célula fotovoltaica, produciendo una corriente eléctrica.

Esta corriente es recogida de la superficie de la célula por unas líneas de material conductor de manera que la colocación de varias células en serie nos permite ir aumentando la tensión de funcionamiento de las células, así pues, para fabricar módulos que funcionen a 12 V DC se utilizan 36 células o bien para que funcionen a 24 V DC se utilizan 72 células.

La **eficiencia** de conversión media obtenida por las células fotovoltaicas varía según el grado de pureza del silicio, determinado durante el crecimiento o recristalización del mismo. Así podemos tener dos tipos de células:

- **Monocristalinas:** un único frente de cristalización. Eficiencia entre el 16-25%.
- **Policristalinas:** varios frentes de cristalización. Eficiencia entre el 12-13%.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		



Figura 26 – (a) Célula silicio monocristalino. (b) Célula de silicio policristalino

Otros materiales en investigación son el Silicio amorfo (proceso de fabricación más simple y más barato, eficiencia 6-8%), utilizado por ejemplo en calculadoras y relojes.

- **Factores que afectan al panel fotovoltaico**

El funcionamiento del módulo fotovoltaico se ve afectado por la intensidad de la radiación y de la temperatura. Las siguientes figuras muestran por un lado, el comportamiento de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de la radiación solar. Se presenta un aumento proporcional de la corriente producida con el aumento de la radiación.

Por otro lado se muestra el efecto que produce la temperatura sobre la producción de corriente en el módulo. Esta vez, el efecto se manifiesta en el voltaje del módulo. La potencia nominal se reduce aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado por encima.

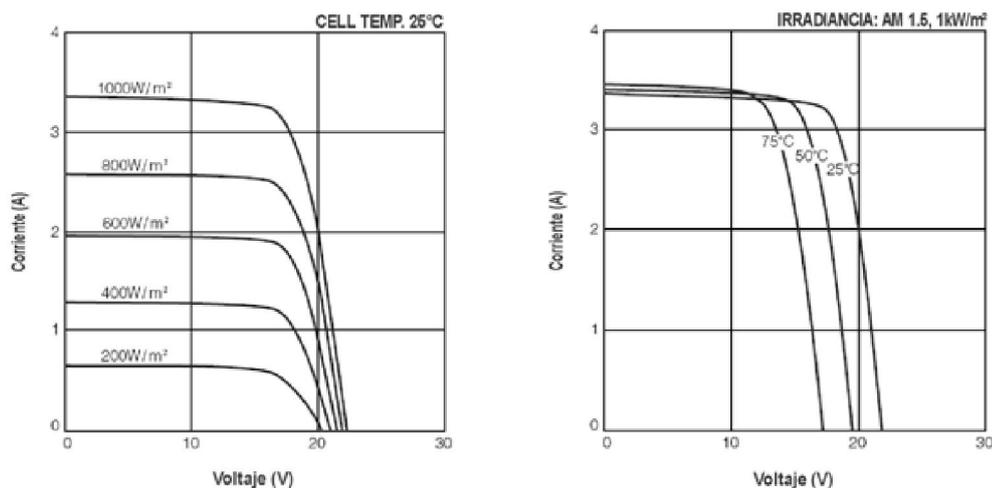


Figura 27 – Curvas I-V. (a): en función de la irradiancia. (b): en función de la temperatura

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Condiciones de funcionamiento**

En cuanto a las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico, estas dependen de algunas variables externas como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento, por ello, para medir y comparar correctamente los diferentes módulos fotovoltaicos, se definen unas condiciones nominales de trabajo o condiciones estándar.

Estas condiciones se han normalizado para una temperatura de funcionamiento de 25°C y una **radiación solar (irradiancia)** de 1.000 W/m<sup>2</sup>, y los valores eléctricos con estas condiciones se definen como valores pico. La potencia de un módulo fotovoltaico se expresa en vatios pico (W<sub>p</sub>).

Por otro lado, la energía producida por los sistemas fotovoltaicos es el resultado de multiplicar su potencia nominal, por el número de horas pico.

La suma total de la energía que produce el Sol durante un día medio en España es del orden de 4 h pico, lo que supone en verano entre 6 h y 8 h dependiendo de la zona y entre 2 h y 4 h durante el invierno según la región.

La radiación varía según el momento del día. Sin embargo, también puede variar considerablemente de un lugar a otro, especialmente en regiones montañosas. La radiación fluctúa entre un promedio de 1.000 kWh/m al año, en los países del norte de Europa, a 2.500 kWh/m al año, en las zonas desérticas. Estas variaciones se deben a las condiciones climáticas y a la diferencia con respecto a la posición relativa del sol en el cielo (elevación solar), la cual depende de la latitud de cada lugar (orientación y ángulo de inclinación).

- **Orientación e inclinación**

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el Sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa. En el Hemisferio Norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el Hemisferio Sur, hacia el Norte.

La **inclinación** que deben tener los módulos fotovoltaicos siempre será función de: la Latitud del lugar donde se instalen ±20°, de sí se trata de una instalación fija o móvil, y de la época de año.

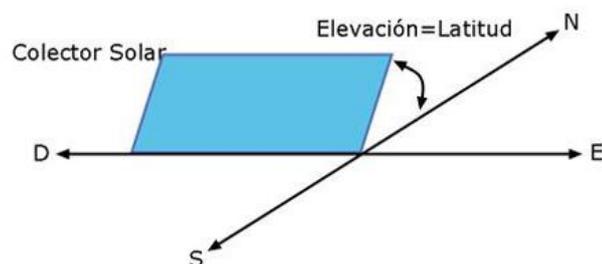


Figura 28 – Orientación e inclinación panel solar fotovoltaico

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.2.2. Componentes de una planta solar fotovoltaica

El sistema solar fotovoltaico se compone de un conjunto de dispositivos capaces de **captar, regular, almacenar y transformar** la energía proveniente del Sol en formas de energía aprovechables. El sistema consta de los siguientes elementos:

- **Generador solar:** compuesto por un conjunto de paneles fotovoltaicos constituidos por un número determinado de células, que captan la radiación luminosa procedente del Sol y la transforman en corriente continua a baja tensión (12 V ó 24 V).
- **Acumulador:** se encarga de almacenar la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o días nublados.
- **Regulador de carga:** tiene como misión es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles; asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia.
- **Inversor:** transforman la corriente continua de 12 V ó 24 V almacenada en el acumulador, en corriente alterna de 230 V.
- **Protecciones y elementos de seguridad:** garantizan la calidad del suministro eléctrico y protegen tanto a las personas como a la instalación fotovoltaica.
- **Cableado:** transporta la energía eléctrica desde su generación, para su posterior distribución y transporte. Se dimensionan por el criterio más restrictivo entre la caída máxima de tensión admisible y la intensidad máxima de cortocircuito.

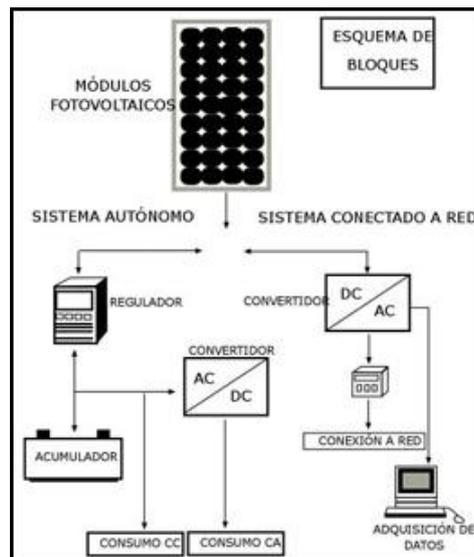


Figura 29 – Componentes sistema fotovoltaico

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.2.3. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Desde su aparición en la industria aeroespacial, donde se ha convertido en el medio más fiable para suministrar energía eléctrica en los vehículos espaciales, la energía solar fotovoltaica ha desarrollado un gran número de aplicaciones terrestres.

Hay dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico, por un lado tenemos las instalaciones aisladas de la red eléctrica, y por otro las conectadas a la red eléctrica.

Mientras que en las primeras la energía generada se almacena en baterías para así disponer de su uso cuando sea preciso, en las segundas toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada.

- **Sistemas aislados de la red eléctrica**

Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo. Durante las horas de luz solar hay que producir más energía de la que se consume, para acumularla y posteriormente poder utilizarla cuando no se esté generando.

Para optimizar el sistema es necesario calcular correctamente la demanda, con el fin de no sobredimensionar la instalación. Conviene utilizar electrodomésticos e iluminación de bajo consumo, para que de esta manera la potencia instalada sea lo menor posible.

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos aislados de la red eléctrica son:

- **Telecomunicaciones:** Repetidores de televisión, equipos de radio, antenas de telefonía móvil, etc.
- **Señalización:** La señalización marítima y terrestre es una de las grandes aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos. Así son numerosos los ejemplos en balizamiento de aeropuertos, señalización de carreteras y puertos, etc.
- **Bombeo:** En estos sistemas el almacenamiento de energía suele ser en forma de energía potencial, bombeando el agua a depósitos elevados.
- **Zonas protegidas:** En parajes naturales, donde por motivos de protección ambiental se recomienda no instalar tendidos eléctricos aéreos, en ocasiones, resulta más rentable utilizar sistemas fotovoltaicos en lugar de tendidos subterráneos o grupos electrógenos que utilizan combustibles fósiles.
- **Electrificación de viviendas aisladas:** La distancia del punto de consumo a la red eléctrica puede hacer, en muchos casos, más rentable esta aplicación debido al coste de instalar el tendido eléctrico.
- **Alumbrado de calles y carreteras:** La posibilidad de utilizar sistemas de iluminación autónomos de fácil instalación y mínima obra civil hace que sea una solución adecuada en muchas ocasiones.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Sistemas conectados a la red eléctrica**

Para que estas instalaciones sean técnicamente viables es necesario:

- ✓ La existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica.
- ✓ Proyectar un sistema que incluya equipos de generación y transformación de primera calidad, con las protecciones establecidas y debidamente verificados y garantizados por los fabricantes, de acuerdo a la legislación vigente.
- ✓ Una instalación realizada por un instalador especializado.

Para ofrecer una solución más económica se están utilizando sistemas prefabricados que reducen notablemente el tiempo de realización de la instalación y aumentan su fiabilidad.

**Las principales aplicaciones** de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica son:

- **Integración fotovoltaica en edificios:** se debe entender la sustitución de elementos arquitectónicos convencionales por nuevos elementos, que incluyen el elemento fotovoltaico, y que por lo tanto son generadores de energía.

Para conseguir una mejor integración del elemento fotovoltaico en los edificios es necesario tenerlo en cuenta desde el inicio del diseño, para no tener que sacrificar parte del rendimiento energético por mantener la estética del edificio, mejorando así el aspecto exterior y el coste del mismo.

- **Centrales fotoeléctricas:** son instalaciones de grandes potencias de captación, desde huertos solares a grandes centrales del orden de megavatios, destinadas a la producción de energía eléctrica, con el fin de inyectarla íntegramente en la red general de distribución.

Es usual en este tipo de instalaciones la utilización de sistemas de seguimiento solar (normalmente sobre un solo eje), con el fin de mejorar el campo de captación.

#### 5.2.4. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica

- **Ventajas**

- Es una **energía descentralizada** que puede ser captada y utilizada en todo el territorio.
- Elevada calidad energética.
- Una vez instalada tiene **un coste energético nulo**.
- Mantenimiento y riesgo de avería muy bajo.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- Tipo de instalación **fácilmente modulable**, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades.
- Se trata de una tecnología en rápido desarrollo que **tiende a reducir el coste** y aumentar el rendimiento.
- Pequeño o **nulo impacto ambiental**, no emiten ni emisiones ni ruidos.
- **Inagotable** a escala humana.

● **Inconvenientes**

- Condicionantes económico-financieros, se necesita hacer una **inversión inicial elevada**. El período de amortización de la inversión es largo, entre 5 y 12 años, normalmente.
- En algunos casos la falta de espacio puede ser un inconveniente a la hora de la instalación.
- El aprovechamiento de las células fotovoltaicas está entre un 15 % - 20 % de la energía lumínica que reciben.
- El propietario corre a cargo del mantenimiento y las averías.
- Se produce de forma aleatoria, estando sometida a ciclos día-noche y estaciones invierno-verano.
- Llega a la tierra de forma dispersa.

### 5.2.5. Situación en España

A finales de 2012, se habían instalado **en todo el mundo** más de **100 GW** de potencia fotovoltaica. Gracias a ello la energía solar fotovoltaica es actualmente, después de las energías hidroeléctrica y eólica, la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, y supone ya una fracción significativa del mix eléctrico en la Unión Europea, cubriendo de media el 3-5% de la demanda y en torno al 6-9% en los períodos de mayor producción, en países como Alemania, Italia o España.

Si esta tendencia creciente continúa, la energía fotovoltaica cubriría el 10% del consumo energético mundial en 2018, alcanzando una producción aproximada de 2.200 TWh, y podría llegar a proporcionar el 100% de las necesidades energéticas actuales en torno al año 2027.

**España** es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

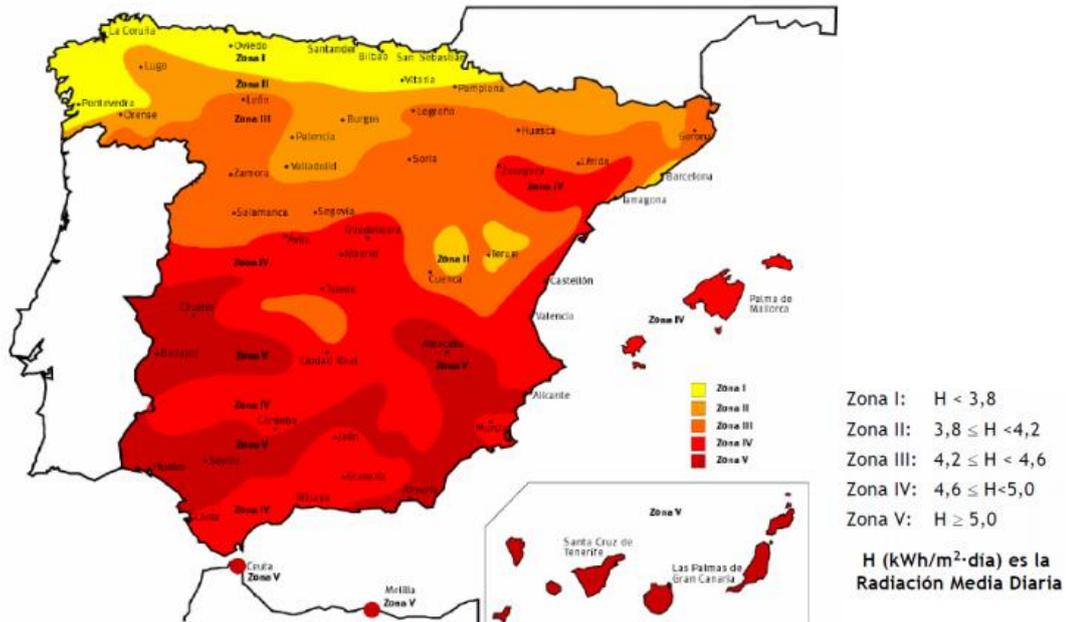


Figura 30 – Mapa de la irradiación global horizontal en España

La primera instalación fotovoltaica conectada a red en España fue la planta piloto de 100 kW<sub>p</sub> que Iberdrola instaló en San Agustín de Guadalix en 1984. Sin embargo, durante los **años 80**, el mercado fotovoltaico en España se basó básicamente en aplicaciones aisladas.

No fue hasta **1993** cuando se pudieron instalar otros cuatro sistemas de conexión a red, cada uno de 2,7 kW<sub>p</sub>, en unas viviendas particulares de Pozuelo de Alarcón. A éstos le siguieron otros proyectos de demostración: 42 kW<sub>p</sub> en una escuela de Menorca, 13,5 kW<sub>p</sub> en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, y 53 kW<sub>p</sub> en la Biblioteca de Mataró, siendo el más importante la planta “Toledo-PV”, de 1 MW de potencia, que también fue conectada a la red en 1993.

A  **finales de 1995**, la potencia total sumaba 1,6 MW, a pesar de que ninguno de los sistemas mencionados estuviera incorporado legalmente en el contexto general del sistema eléctrico. Al no existir una normativa específica que los regulase, se encontraban en una especie de vacío legal.

En **1998**, en concordancia con las medidas de apoyo a las energías renovables que se estaban llevando a cabo en el resto de Europa, el Gobierno aprobó el Real Decreto 2818/1998 que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética, estableciendo unas primas de 30 y 60 pesetas (0,18 y 0,36 €) por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal superior e inferior a 5 kW<sub>p</sub>, respectivamente.

En el año **2000**, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas, y el Gobierno publicó un nuevo Real Decreto, el 1663/2000, que estableció condiciones técnicas y administrativas específicas, y supuso el inicio de un lento despegue de la fotovoltaica en España.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

El verdadero marco regulador que impulsó definitivamente el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red fue el Real Decreto 436/2004 y el **Real Decreto 661/2007**, en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kWh fotovoltaico que se inyectaba a la red.

Gracias a esta regulación, España fue en el año **2008** uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2.708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, a partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado.

Estas modificaciones en la legislación del sector ralentizaron la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en **2009** se instalaron tan sólo 19 MW, en **2010** unos 420 MW y en **2011** se instalaron 354 MW correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea.

En términos de producción energética, en 2010, la energía fotovoltaica cubrió en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad. Mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos del operador, Red Eléctrica.

A **finales de 2011** se aprobó el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Sin embargo, todavía se espera que se apruebe la norma que desarrolle las condiciones técnicas necesarias para dichas conexiones y la regulación de un modelo de balance neto adecuado a las características del sistema eléctrico nacional.

Hoy en día, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Ésta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables en general, y de la energía fotovoltaica en particular. Las eléctricas buscan motivos técnicos, como la saturación de la red, para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Año 2012**

Actualmente, España es el 6º país del mundo y el 3º en Europa en cuanto a potencia fotovoltaica total instalada se refiere, tal y como se puede ver en el siguiente gráfico:

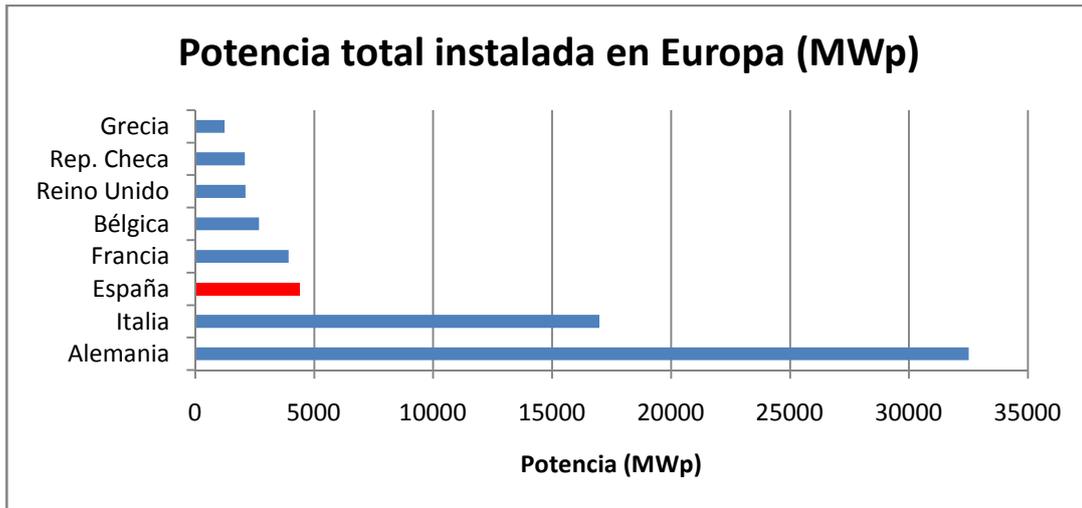


Gráfico 1 – Potencia total fotovoltaica instalada en Europa en 2012

Según la Comisión Nacional de Energía, España actualmente cuenta con 59.000 sistemas fotovoltaicos, representando **4.381 MW<sub>p</sub> totales instalados**, lo que ha supuesto aproximadamente una energía anual vertida a la red eléctrica de 8,14 TWh, cubriendo aproximadamente el 3% de la demanda eléctrica total del país en 2012 (252.191 GWh).

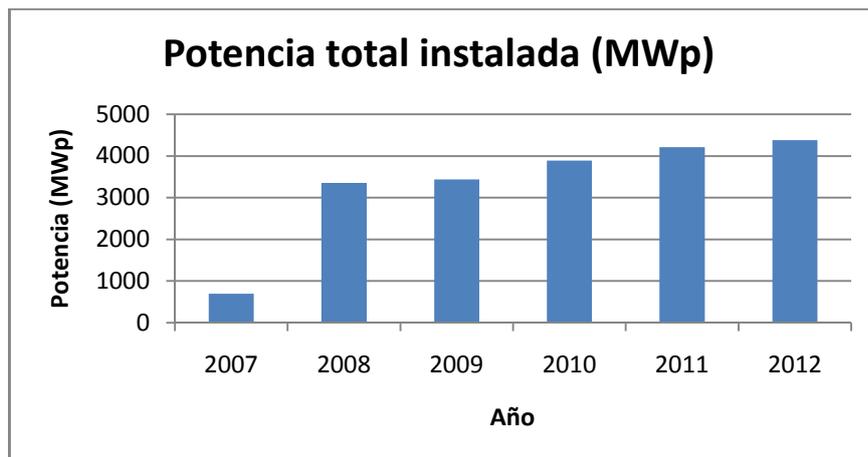


Gráfico 2 – Potencia fotovoltaica total (MWp) instalada en España, 2007-2012

Tal y como puede verse en el *Gráfico 2*, el aumento desde el año 2007 hasta ahora ha sido del 532%. Es significativo el gran aumento de potencia instalada en 2008 con respecto a 2007, debido a la aprobación del Real Decreto 661/2007 en el que se fijó la prima por kWh fotovoltaico vertido a la red eléctrica.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En enero de 2012 el Gobierno aprobó el **Real Decreto Ley 1/2012**, ya mencionado en puntos anteriores, por el cual se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos del Régimen Especial de energía, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaicas y demás energías renovables.

En la práctica este Real Decreto Ley supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado.

Tal regulación supuso un **gran freno al desarrollo de la energía fotovoltaica** y agravó la crisis del sector renovable iniciada en el año 2010, donde se llegó a establecer un recorte retroactivo de un 30% lo prometido, debido a la aprobación, en primer lugar, del **Real Decreto 1565/2010** del 19 de Noviembre, en la que se limitaba la percepción de prima, y por último, el **Real Decreto Ley 14/2010** del 24 de diciembre, donde por un lado se limitaba el número de horas susceptibles de pago, y por otro se impuso un peaje de acceso de 0,5€/MWh, para cualquier productor de energía eléctrica, transportista o distribuidor.

En la **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo, acerca del fomento de las energías renovables, se fijó el **objetivo 20/20/20**. Los objetivos impuestos para el año 2020 fueron los siguientes:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.
- Ahorrar el 20% del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética.
- Promover las energías renovables hasta el 20%.

Por tanto, la situación actual, provoca una grave contradicción con los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias. Además de suponer la clara infracción del objetivo mínimo del 20% en energías renovables, supone también el incumplimiento del objetivo inicial previsto del 22,7% en el Plan de Acción en materia de energías renovables y del 20,8% fijado por el Gobierno español en su propio Plan de Energías Renovables (PER) para el 2011-2020.

#### 5.2.5.1. Marco Regulatorio

La tecnología fotovoltaica, igual que cualquier otra tecnología de generación eléctrica, necesita de una regulación estable, predecible y a largo plazo, dado que se trata de proyectos con una vida útil de varias décadas. En el caso particular de las energías renovables esto cobra una mayor importancia dado que los costes variables son menores y es necesario realizar un gran desembolso inicial que, normalmente, debe ser financiado.

La inestabilidad regulatoria es un grave problema, no sólo porque ahuyenta a posibles inversores sino también porque dificulta las condiciones de financiación de aquellas empresas y particulares que sí deciden apostar por esta tecnología.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

A continuación se recogen las principales leyes que regulan la generación fotovoltaica en nuestro país:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Código Técnico de la Edificación DB HE-5, sobre la contribución solar fotovoltaica
- Reglamento de Instalaciones Térmica en edificios, RITE.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sobre medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la eficiencia energética.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## **5.3. Energía Eólica**

### **5.3.1. Generalidades**

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, puesto que son las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar las que ponen en movimiento los vientos.

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto, se estima que por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada una treceava parte, cantidad suficiente para abastecer 10 veces el consumo actual de energía primaria mundial. De ahí su enorme potencial e interés.

Del mismo modo, para poder aprovechar esa energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar, pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "*cut-in speed*", y que por otra parte, no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "*cut-out speed*".

Esa energía del viento se aprovecha mediante el uso de máquinas eólicas (o aeromotores), capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente dichas máquinas, como para la producción de energía eléctrica.

En el caso de la producción de energía eléctrica, el sistema de conversión, es conocido como **aerogenerador**. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.



*Figura 31 – Parques eólicos en tierra y en mar (offshore)*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Los parques eólicos están formados por una serie de aerogeneradores que captan la energía cinética del viento para su transformación en energía eléctrica. La energía eléctrica producida por cada uno de los aerogeneradores, normalmente a media tensión, es transportada por vía subterránea a una estación transformadora que eleva su tensión y posteriormente, mediante una línea de evacuación se inyecta en la red de distribución o de transporte en el punto de conexión otorgado.

Los aerogeneradores habitualmente se disponen en filas, perpendiculares a la dirección del viento predominante, separados entre ellos unos tres diámetros de rotor. Con esta separación se trata de evitar que las turbulencias provocadas en el viento por cada máquina afecten al resto de aerogeneradores. Por la misma razón, la separación entre filas paralelas de aerogeneradores suele ser superior a siete diámetros de rotor.

Tenemos distintos dos tipos de aerogeneradores, los de eje horizontal y los de eje vertical:

- **Aerogenerador de eje vertical**

- Savonius: posee una sección recta en forma de “S”. Tiene un bajo rendimiento y sus únicas ventajas es su simplicidad, que pueden arrancar con poco viento y utilización para potencias muy pequeñas. Además son bastante económicos.
- Darrieus: requieren vientos de 4 a 5 m/s, manteniendo grandes velocidades de giro y un buen rendimiento



Figura 32 – Aerogeneradores de eje vertical. (a): Savonius. (b): Darrieus

- **Aerogenerador de eje horizontal**

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Esta es la tecnología que se ha impuesto, debido a sus grandes ventajas:

- Mayor rendimiento y fiabilidad
- Capacidad de adaptarse a un gran rango de potencias
- Velocidad de rotación más elevada que los aerogeneradores Darrieus
- Superficie de la pala menor que los modelos de eje vertical para la misma área barrida
- Se pueden elevar más y pueden aprovechar mejor las velocidades por área barrida

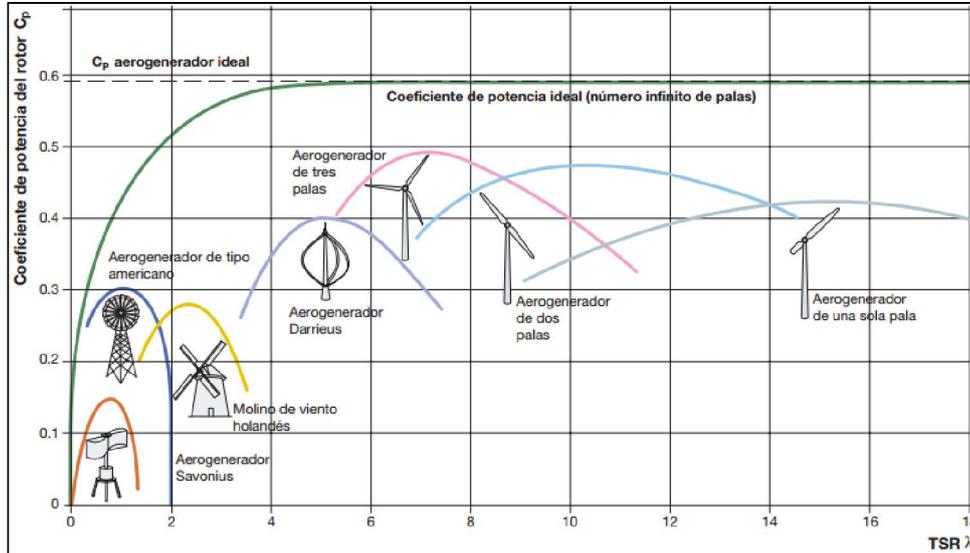


Gráfico 3 – Curvas Rendimiento-Velocidad típica de las distintas tecnologías eólicas

Los aerogeneradores modernos de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 25 m/s aproximadamente. Esa velocidad mínima a la cual el aerogenerador arranca comenzando a producir energía eléctrica es la denominada **velocidad de arranque** o conexión. Por otro lado, la velocidad a la cual se desconecta, se define como **velocidad de parada** o desconexión. Básicamente, el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada **curva de potencia**, reflejada a continuación:

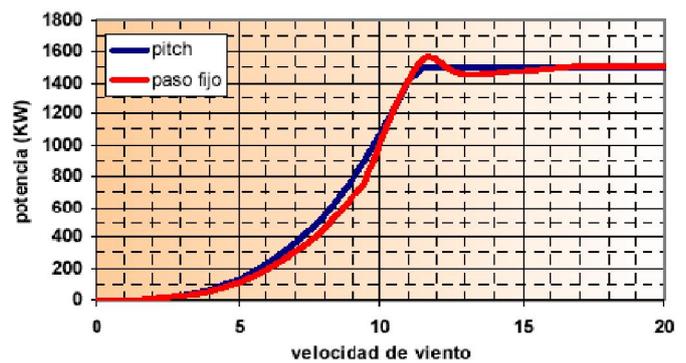
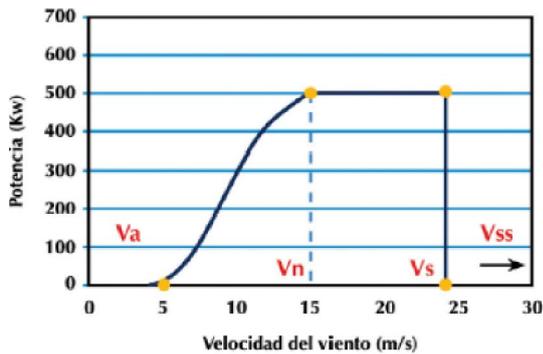


Gráfico 4 – Curva de potencia (teórica y real) de un aerogenerador

Las aspas disponen de un **sistema de control** (pitch controlled), de forma que su ángulo de ataque varía en función de la velocidad del viento. El controlador electrónico, comprueba varias veces por segundo la potencia generada. Cuando ésta alcanza un valor demasiado alto, el controlador envía una orden al mecanismo de cambio del ángulo de paso, que inmediatamente hace girar las palas del rotor ligeramente fuera del viento. Y a la inversa, las palas son vueltas hacia el viento cuando éste disminuye de nuevo. Esto permite controlar la velocidad de rotación para conseguir una velocidad de rotación fija con distintas condiciones de viento.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes, que podrían poner en peligro la instalación, haga girar a las aspas de la hélice de tal forma que éstas presenten la mínima oposición al viento, con lo que la hélice se detendría.

### 5.3.2. Eólica de pequeña potencia. Minieólica

Los parques eólicos de gran potencia son fundamentales para aumentar la contribución de la energía de origen renovable en el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, todavía no se ha aprovechado en España la capacidad de la tecnología eólica para aportar energía renovable de forma distribuida, mediante su integración en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, especialmente asociada a puntos de consumo de la red de distribución.

La energía minieólica es el aprovechamiento de los recursos eólicos mediante la utilización de aerogeneradores de potencia inferior a los 100 kW. De acuerdo con las normas internacionales, los molinos de esta tecnología deben tener un área de barrido que no supere los 200 m<sup>2</sup>.

Las instalaciones eólicas de pequeña potencia presentan unas características propias, que las dotan de una serie de **ventajas adicionales respecto a la gran eólica**, como un aumento de la eficiencia global, al evitarse las pérdidas en las redes de transporte y distribución, y que permiten la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética, el autoabastecimiento energético y la lucha contra el cambio climático.

Otras **ventajas más significativas** se citan a continuación:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo
- Versatilidad de aplicaciones y ubicaciones, ligado al autoconsumo, con posibilidad de integración en sistemas híbridos
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad
- Aprovechamiento de pequeños emplazamientos o de terrenos con orografías complejas
- Permite el suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica
- Optimización del aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas de distribución existentes
- Bajo coste de operación y mantenimiento, y elevada fiabilidad
- Reducido impacto ambiental, debido a su menor tamaño, y por su integración en entornos con actividad humana
- Puede adaptarse con fotovoltaica en instalaciones híbridas

Técnicamente, estas pequeñas aeroturbinas tienen una estructura similar a las grandes, solo que su diseño es mucho más simple. Su **sencillez de funcionamiento** hace que, en general, estas pequeñas instalaciones puedan ser atendidas por los propios usuarios.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Aplicaciones:**

Actualmente en España, los pequeños aerogeneradores son sobre todo utilizados para el autoconsumo de edificaciones aisladas. Además, suelen ir acompañados de paneles solares fotovoltaicos formando parte de pequeños sistemas híbridos que, por medio de la combinación de la energía del sol y el viento, permiten garantizar el suministro eléctrico.

Otra posibilidad consiste en utilizar estas máquinas para producir energía y verterla a la red eléctrica. Esta opción todavía está muy poco desarrollada en España, aunque esto podría cambiar en esta década con unas condiciones más favorables.

- **Avances en la actualidad:**

Se está trabajando en nuevos convertidores electrónicos de alta eficiencia, diseñados específicamente para minieólica, en los que el sector aplica los últimos avances y mejoras tecnológicas de cara a una efectiva conexión a la red.

Por otro lado, se están desarrollando importantes avances en los aerogeneradores que se utilizan. Los aerogeneradores horizontales modernos, necesitan estar orientados en la dirección del viento, bien sea de forma manual o mediante el uso de un mecanismo de control. Las **turbinas de eje vertical**, no necesitan tal sistema de control, siendo indiferente de qué lado sopla el viento, la posición del rotor siempre es la correcta.

- **Marco regulatorio:**

Desde el punto de vista legislativo, la energía minieólica se encuentra catalogada en el mismo marco regulatorio y retributivo que la gran eólica por lo que, a pesar de ser tecnologías de generación energética muy dispares, se engloban dentro del **RD 661/2007**. La falta de diferenciación entre ambas tecnologías perjudica enormemente el desarrollo del sector minieólico (evacuaciones, impacto ambiental, amortizaciones...).

Existe una normativa de fabricación de pequeños aerogeneradores, del Comité Electrotécnico Internacional CEI (**Norma IEC-61400-2 Ed2**) que no es de obligado cumplimiento.



Figura 33 – Instalación Minieólica en edificio

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.3.3. Componentes de un aerogenerador

Hoy en día la forma habitual de aprovechar el viento es mediante el empleo de aerogeneradores de eje horizontal, cuyos componentes principales se explican a continuación:

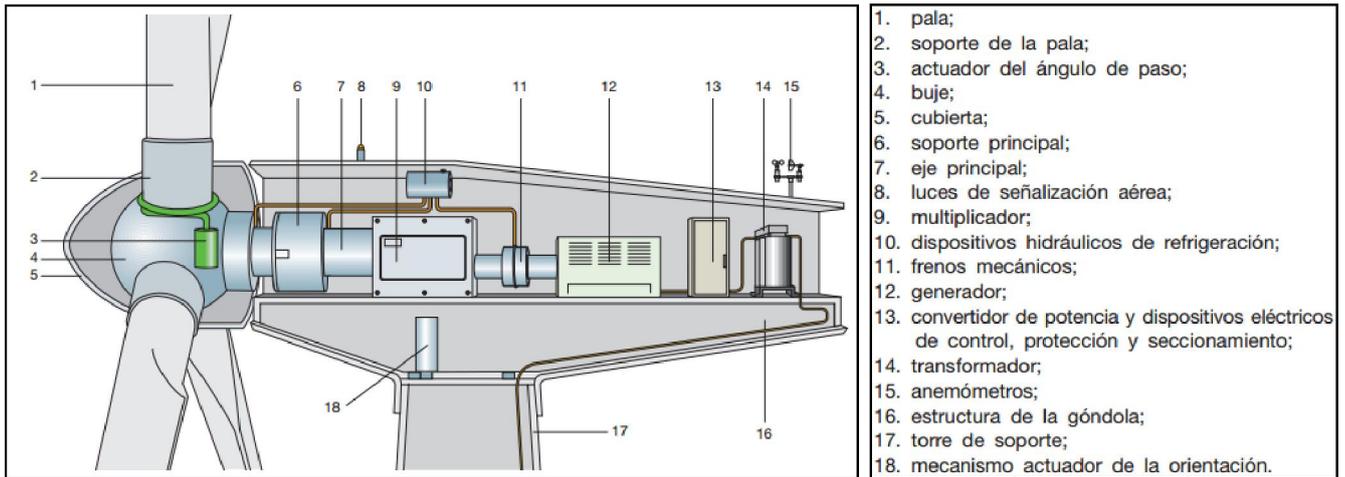


Figura 34 – Componentes aerogenerador horizontal

La **góndola** es el habitáculo que contiene los componentes clave del aerogenerador, tales como el multiplicador y el generador eléctrico. Además permite el acceso de personas a la misma a través de la torre, la que además transmite las cargas del equipo al suelo.

A la derecha de la góndola, se encuentra el **rotor** del aerogenerador, compuesto por las palas y el buje. Las **palas** del rotor capturan el viento y transforman su energía cinética en un momento torsor en el eje del equipo. Por otro lado, el **buje** está acoplado al **eje de baja velocidad** del aerogenerador, el cual conecta el buje con el **multiplicador**, que permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha, gire 50 veces más rápido (1500 rpm aproximadamente) que el eje de baja velocidad.

El giro del eje de alta velocidad permite el funcionamiento del **generador eléctrico**, equipado con un freno de disco mecánico de emergencia, que se utilizaría en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las labores de mantenimiento de la turbina. El generador eléctrico suele ser asíncrono o de inducción, y su misión es convertir la energía de giro del eje de alta velocidad en energía eléctrica. La potencia máxima del mismo en un aerogenerador moderno suele estar entre 500 y 3.000 kW.

Además, tenemos la **unidad de refrigeración**, que contiene un ventilador eléctrico, y que se usa para enfriar el generador y refrigerar el aceite utilizado para enfriar el multiplicador.

También tenemos **sistemas de control**, que son los encargados del funcionamiento seguro y eficiente del equipo, controlando la orientación de la góndola, la posición de las palas (pitch controlled), y la potencia total entregada por el equipo.

Por último, el **anemómetro** y la **veleta** se utilizan para medir la velocidad y la dirección del viento.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 5.3.4. Aplicaciones de la energía eólica

Hay varios **tipos de instalaciones** claramente diferenciadas:

- Las concebidas como proyectos de inversión, cuyo objetivo es verter energía eléctrica a la red de distribución. Suelen tener, en general, más de 1 MW de potencia.
- Las instalaciones concebidas como apoyo de la factura energética de todo tipo de centros de consumo, las cuales incorporan aerogeneradores que suministran potencia eléctrica, mecánica o hidráulica.
- Instalaciones cuya misión es el suministro de energía a equipos de desalación o a bombas de elevación de agua en pozos.
- Como instalaciones no conectadas a la red y de pequeño tamaño, están los mini-aerogeneradores al servicio de la electrificación de viviendas o industrias aisladas u otros consumos.

#### 5.3.5. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica

- Ventajas

- Fuente de energía renovable y por tanto inagotable.
- Evita importaciones de combustibles fósiles.
- Energía limpia, no produce emisiones
- Instalación rápida, entre 4 y 9 meses.
- Posibilidad de construir parques eólicos en el mar, donde el viento es más fuerte, constante y el impacto social es menor.
- Cada vez disminuyen más sus costes conforme avanza la tecnología.
- Las instalaciones son fácilmente reversibles, no dejan huella.

- Inconvenientes

- Máquinas de gran tamaño, y en consecuencia caras.
- Impacto visual inevitable.
- Ruido producido por el giro del rotor.
- Aleatoriedad del viento.
- Velocidad mínima de viento para empezar a mover las aspas y parada de las mismas cuando el viento pasa un límite de velocidad.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.3.6. Situación en España

Durante los **años 90**, se realizó una **evaluación de los recursos eólicos**, calculándose el potencial teórico (energía capaz de generar el viento en su movimiento entre centro de altas y bajas presiones). Esta energía se evaluó a partir de datos de velocidades, frecuencias de vientos y direcciones predominantes.

Como resultado de este estudio, se obtuvieron **cinco zonas de España de gran interés**: Galicia zona noroeste, Valle del Ebro, Estrecho de Gibraltar, Cataluña y las Islas Canarias.

En **2005**, se aprobó una nueva ley nacional con el objetivo de llegar a los 20.000 MW de potencia instalada en 2012. En el periodo **2006-07** la energía eólica produjo 27.026 GWh (10% producción eléctrica Total).

A finales de **2008**, España tenía un potencial eólico instalado de 16.018 MW (16,7 % de la capacidad del sistema eléctrico nacional), cubriendo durante ese año 2008 el 11 % de la demanda eléctrica. Se situaba así en **tercer lugar en el mundo en cuanto a potencia instalada**, detrás de Alemania y EEUU.

En marzo de **2011**, la energía eólica se convirtió por primera vez en la primera fuente de generación eléctrica de España, cubriendo el 21% de la demanda total del mes. En ese mismo año, el Gobierno aprobó en el Plan Nacional de Energías Renovables unos objetivos eólicos para el periodo 2011-2020 de 35.000 MW instalados a 2020 en eólica en tierra y 3.000 MW en eólica marina.

En la madrugada del **19 de abril de 2012**, la energía eólica alcanzó el **61,06 % de la electricidad producida en España**, con una potencia instantánea de 14.889 MW respecto a los 24.384 MW demandados por la red eléctrica. A modo de comparación, esta es una potencia superior a la producida por las seis centrales nucleares que hay en España que suman 8 reactores y que juntas generan 7.742,32 MW. **Durante todo ese mismo mes**, la energía eléctrica generada de origen eólico alcanzó el 25,7% de la demanda total del mes, con lo que superó tanto a la de origen nuclear (24,5%) como a la suma de las del carbón y el ciclo combinado (12% y 10,5% respectivamente; 22,5% en total).

La **potencia fotovoltaica total instalada** en España hasta **finales de 2012** alcanzó los **22.785 MW**, lo que, comparado con el año 2007 en el que había 15.071 MW, supone un aumento del 52% en dicho periodo.

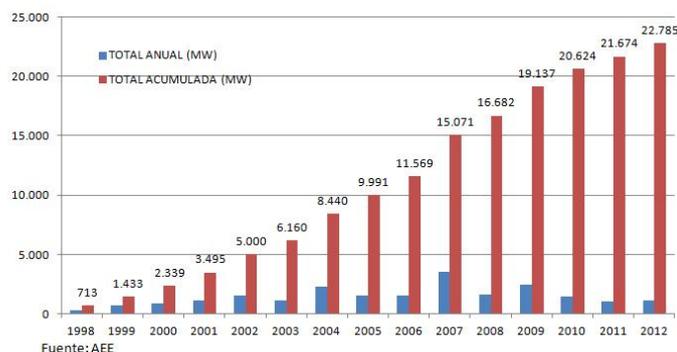


Gráfico 5 – Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada, 1998-2012

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En cuanto a la **energía total vertida a la red eléctrica** a lo largo del año ha sido de **48 TWh**, lo que supone cubrir un **19% de la demanda eléctrica** total del país en todo el año (252.191 GWh).

España se ha convertido en 2012 en el **segundo productor de energía eólica en Europa**, después de Alemania, y el cuarto del mundo, detrás de China, Estados Unidos y Alemania. Esto es debido a un marco regulatorio estable, un mejor conocimiento de los recursos, y una mejora en la tecnología, que ha propiciado una considerable reducción de la inversión inicial, el mantenimiento, y la explotación.

Está previsto para los próximos años un desarrollo de la energía eólica marina en España. Los Ministerios de Industria, Comercio y Turismo y Medio Ambiente ya están trabajando en la regulación e importantes empresas del sector han manifestado su interés en invertir.

Un dato importante es que en el último trimestre de 2012, la energía eólica se ha convertido **por primera vez en la primera fuente de electricidad**, según indica la Asociación Empresarial Eólica (AEE) en una nota elaborada a partir de datos de Red Eléctrica de España (REE).

En la **Región de Murcia** en concreto, contamos con 10 parques eólicos, con un total de 115 aerogeneradores y una potencia instalada de **152,31 MW**.

La **industria eólica española** ha sido un **referente a nivel mundial** en los últimos años, con empresas líderes en los mercados internacionales. En este sentido, España cuenta con más de 100 centros industriales asociados al Sector Eólico. La fabricación de aerogeneradores y las empresas de suministro de componentes, así como las empresas dedicadas a las actividades de operación y mantenimiento, que surgieron en paralelo al crecimiento de la energía eólica, permiten a España estar entre los líderes del sector a nivel mundial.

Sin embargo, la **incertidumbre regulatoria** respecto a la evolución del modelo de ingresos de la generación eólica ha detraído actividad del sector. En los tres últimos años dicha incertidumbre ha supuesto una reducción de la demanda de equipos y componentes por parte de los promotores, lo que ha provocado una caída en la actividad industrial muy relevante, así como la disminución del número de personas empleadas.

Esta situación se ha agudizado con la publicación a principios de 2012 del ya nombrado en puntos anteriores, **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, lo que **paraliza el desarrollo de nueva potencia eólica en España para los próximos años**. A consecuencia de esto, los fabricantes de aerogeneradores no han recibido pedidos en fábrica para el mercado doméstico durante este año y se ven obligados a replantearse su presencia en España. Además, es difícil ver cómo se cumplirán los objetivos marcados por la Unión Europea de seguir la situación así.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 5.3.6.1. Marco Regulatorio

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sobre medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la eficiencia energética.
- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 6. ESTUDIO ENERGÉTICO

### 6.1. Abastecimiento energético actual del edificio

#### 6.1.1. Información general

Actualmente, el abastecimiento energético del edificio, consiste únicamente en un aprovisionamiento de energía eléctrica mediante un contrato suscrito por la Universidad Politécnica de Cartagena y la comercializadora Iberdrola Generación, S.A.U. (CIF: A-95075586).

Los **datos del contrato** se reflejan a continuación:

- *Código de contrato*: 0276316551
- *Código Universal de Punto de Suministro (C.U.P.S)*: ES 0021 0000 0590 5696 EY
- *Razón Social*: Universidad Politécnica de Cartagena, CIF: Q8050013E
- *Fecha de alta*: 22-12-2008
- *Tensión (V)*: 20.000
- *Tarifa*: 6.1 A

#### 6.1.2. Tarifa eléctrica contratada.

La **tarifa 6.1A** es un modo de tarificación eléctrica al cual están sujetos los consumidores cuyo suministro se realiza en **alta tensión**, y cuya potencia contratada es **mayor de 450kW**.

Cuenta con 6 períodos de discriminación horaria, en función de los cuales, el precio de la energía consumida varía, según la hora del día, el día del mes, y el mes del año, discriminando también los fines de semana y festivos nacionales, que se consideran todos como período 6.

Estos 6 períodos de facturación se denominarán a partir de ahora **P1, P2, P3, P4, P5** y **P6**, abarcando cada uno los períodos siguientes:

- **P1**
  - De 10:00 a 13:00 y de 18:00 a 21:00 durante los días laborables de los meses de enero y febrero y diciembre.
  - De 11:00 a 19:00 durante los días laborables comprendidos entre el 16 de junio y el 31 de julio.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **P2**

- De 8:00 a 10:00 y de 13:00 a 18:00 durante los días laborables de los meses de enero y febrero y diciembre.
- De 8:00 a 11:00 y de 19:00 a 24:00 durante los días laborables comprendidos entre el 16 de junio y el 31 de julio.

- **P3**

- De 16:00 a 22:00 durante los días laborables de los meses de marzo y noviembre.
- De 9:00 a 15:00 durante los días laborables comprendidos entre el 1 y el 15 de junio y los pertenecientes a todo el mes de septiembre.

- **P4**

- De 8:00 a 16:00 y de 22:00 a 24:00 durante los días laborables de los meses de marzo y noviembre.
- De 8:00 a 9:00 y de 15:00 a 24:00 durante los días laborables comprendidos entre el 1 y el 15 de junio, y los pertenecientes a todo el mes de septiembre.

- **P5**

- De 8:00 a 24:00 durante los días laborables de los meses de abril, mayo y octubre.

- **P6**

- De 00:00 a 8:00 durante todos los días del año.
- De 00:00 a 24:00 durante todos los días del mes de agosto.
- De 00:00 a 24:00 durante todos los fines de semana y festivos nacionales del año.

A continuación se recogen en la siguiente tabla los días de festividad nacional durante el año 2012, y que por lo tanto, pertenecerán al período tarifario P6:

<b>Festivos Nacionales 2012</b>	
6	Abril
1	Mayo
15	Agosto
12	Octubre
1	Noviembre
6	Diciembre
8	Diciembre
25	Diciembre

*Tabla 6 – Festividades nacionales en 2012*

En la siguiente tabla se ve más claramente la distribución de los periodos tarifarios durante todas las horas de cada mes del año:



**JESÚS GRANDE FINCH**

Proyecto Fin de Carrera:  
 “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”



**Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica**

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO		JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
						1ª quincena	2ª quincena						
0 a 1 h													
1 a 2 h													
2 a 3 h													
3 a 4 h			P6							P6			
4 a 5 h													
5 a 6 h													
6 a 7 h													
7 a 8 h													
8 a 9 h	P2					P4	P2			P4			P2
9 a 10 h							P2						
10 a 11 h													
11 a 12 h	P1		P4			P3				P3		P4	P1
12 a 13 h													
13 a 14 h													
14 a 15 h							P1						
15 a 16 h	P2								P6				P2
16 a 17 h				P5							P5		
17 a 18 h													
18 a 19 h			P3									P3	
19 a 20 h	P1					P4				P4			P1
20 a 21 h													
21 a 22 h							P2						
22 a 23 h	P2		P4									P4	P2
23 a 24 h													

Tabla 7 – Calendario energético, Tarifa 6.1, año 2012

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Por otro lado, en este tipo de tarifa, la potencia contratada en cada período debe ser igual o superior a la contratada para el período anterior, siendo el primer período P1 y el último P6, de modo que debe cumplirse:

$$P_{c,1} \leq P_{c,2} \leq P_{c,3} \leq P_{c,4} \leq P_{c,5} \leq P_{c,6}$$

Cumpléndose además que la potencia contratada en el período 6 sea como mínimo de 450 kW, es decir:

$$P_{c,6} \geq 450 \text{ kW}$$

- Descripción del método de cálculo del termino de potencia:

El **Término de Facturación de Potencia (TFP)**, está compuesto por una parte fija que dependerá de la potencia contratada, y otra parte variable, en modo de penalización por los sobrepasamientos ( $F_E$ ) cuartohorarios respecto a la potencia que hayamos contratada, medidos por los máxímetros.

$$TFP (\text{€}) = \sum_{i=1}^6 P_{c,i} \times T_{p,i} + F_E \quad (1)$$

La primera parte de dicha ecuación, la parte fija, será igual para todos los meses, y se determinará multiplicando la potencia contratada en cada período por tu término de potencia.

Por otra parte, para determinar las **penalizaciones por sobrepasamientos ( $F_E$ )**, emplearemos la siguiente expresión:

$$F_E (\text{€}) = \sum_{i=1}^6 \left\{ k_i \times 1,4064 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{D,j} - P_{C,i})^2} \right\} \quad (2)$$

Siendo “n” el número de períodos cuartohorarios en los que la potencia demandada cuartohoraria registrada por el máxímetro ( $P_{D,j}$ ) es mayor o igual que la potencia contratada en dicho período ( $P_{C,i}$ ), y  $k_i$  un factor que varía según el período tarifario en el que estemos:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
K	1	0,5	0,37	0,37	0,37	0,17

Tabla 8 – Valores del factor k según el período tarifario

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 6.1.3. Máquinas térmicas instaladas actualmente

Actualmente existen en el edificio cuatro máquinas climatizadoras que se encargan de satisfacer tanto la demanda de calor como la de frío:

- Una enfriadora o máquina de frío, modelo TRANE RTAA 434, para los meses cálidos.
- Tres bombas de calor reversibles, modelo TRANE RTXA 212, para los meses fríos, aunque también pueden servir de apoyo a la máquina de frío en los casos en los que ésta resulte insuficiente debido a una alta demanda.

Las hojas de características de las mismas se adjuntan en el **ANEXO IV**.

La **bomba de calor reversible** consiste en una máquina que según se desee funciona como máquina de frío o como bomba de calor. Es decir, cuando se desee, el fluido refrigerante se condensa en el intercambiador situado en el exterior del recinto que se quiera enfriar, cediendo calor al exterior, y se evapora en el intercambiador situado en el interior del recinto extrayendo calor y refrigerando el local. En caso contrario, el fluido se evapora en el intercambiador situado en el exterior del edificio, absorbiendo el calor del aire de la calle, y se condensa en el intercambiador situado en el interior del edificio, cediendo calor y calentando el mismo.

El elemento más característico de la bomba de calor, y la principal diferencia con una máquina frigorífica de compresión mecánica es la presencia de una **válvula inversora de ciclo o válvula de cuatro vías**, que permiten invertir el sentido del flujo del refrigerante, transformando el condensador en evaporador y viceversa.

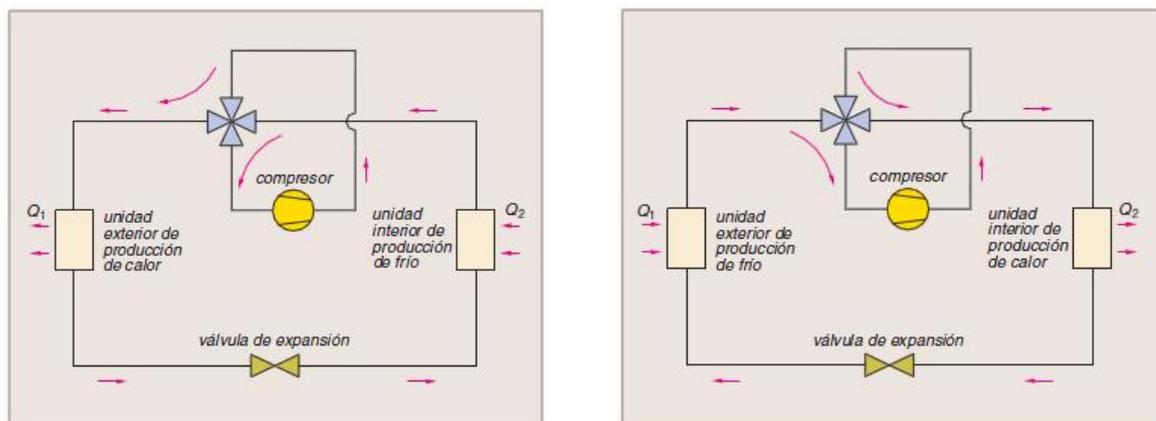


Figura 35 – Bomba de Calor Reversible. (a): Funcionamiento como máquina de frío.

(b): Funcionamiento como bomba de calor

El fluido refrigerante a baja temperatura y en estado gaseoso pasa por el **compresor**, elevando su presión y temperatura. Una vez comprimido el fluido refrigerante, pasa por un intercambiador de calor llamado (**condensador**) y ahí cede calor al foco caliente, dado que el fluido refrigerante está aún más caliente que ese foco caliente. En cualquier caso, al enfriarse el fluido refrigerante en el

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

condensador (gracias a la cesión de calor al foco caliente), cambia su estado a líquido. Después, a la salida del condensador, se le hace atravesar una **válvula de expansión**, lo que supone una caída de presión hasta recuperar la presión inicial. A esa presión mucho menor que la que había en el condensador, el fluido refrigerante empieza a evaporarse. Este efecto se aprovecha en el intercambiador de calor llamado **evaporador** que hay justo después de la válvula de expansión. En el evaporador, el fluido refrigerante (a mucha menos presión que la que había en el condensador) empieza a evaporarse, y con ello absorbe calor del foco frío, puesto que el propio fluido está más frío que dicho foco. El fluido evaporado regresa al compresor, cerrándose el ciclo.

En cuanto al rendimiento de estas máquinas, a éste se le denomina **COP** (Coefficient of Performance, o Coeficiente de Operación), y se expresa como la relación entre el calor útil que deseamos obtener y la energía que nos cuesta conseguirlo:

$$COP_{máquina\ frigorífica} = \frac{Q_{evaporador}}{E_{compresor}}$$

$$COP_{bomba\ de\ calor} = \frac{Q_{condensador}}{E_{compresor}}$$

Los valores del COP tanto en máquinas frigoríficas como en bombas de calor suelen tener valores entre 2 – 5.

- **Máquina de frío, modelo TRANE RTAA 434**

Dicha máquina se encenderá en el período comprendido entre Abril y Octubre, permaneciendo apagadas en Agosto.

A continuación se resumen las características técnicas principales de la máquina.

En relación a las características técnicas más importantes de la misma, tanto la potencia frigorífica (calor absorbido en el evaporador) como el COP dependen de una serie de variables, como son la temperatura de impulsión del agua fría, la temperatura ambiente que tengamos en el exterior y el régimen de carga de máquina. En consecuencia, la energía eléctrica consumida por la máquina dependerá de estas variables también.

La temperatura a la cual se impulsa el agua en los meses de verano es de 7°C, y la temperatura ambiente que tenemos en el exterior es distinta según los meses, pero tras realizar un estudio de las temperaturas registradas en Cartagena en estos últimos años, podemos suponer las siguientes temperaturas:

- **Abril, mayo y octubre:** Temperatura ambiente = **21°C**
- **Junio, julio y septiembre:** Temperatura ambiente = **27°C**



En cuanto al régimen de carga de la misma, éste será función de la temperatura ambiente exterior, de modo que para una temperatura exterior de 35°C, la máquina funcionará al 100%.

A continuación se representa la variación del régimen de carga en función de la temperatura ambiente:

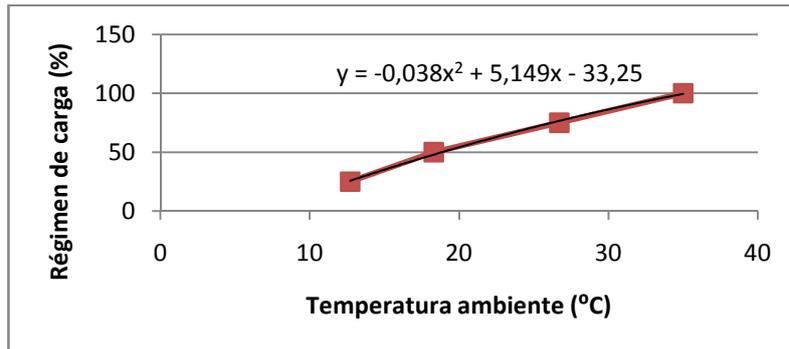


Gráfico 6- Régimen de carga en función de la temperatura ambiente

Por tanto, obtenemos el régimen de carga al que trabajará la máquina para los meses de abril, mayo y octubre por un lado, y junio, julio y septiembre por otro. Una vez obtenido éste, podemos calcular la potencia frigorífica producida por la máquina y el COP de la misma:

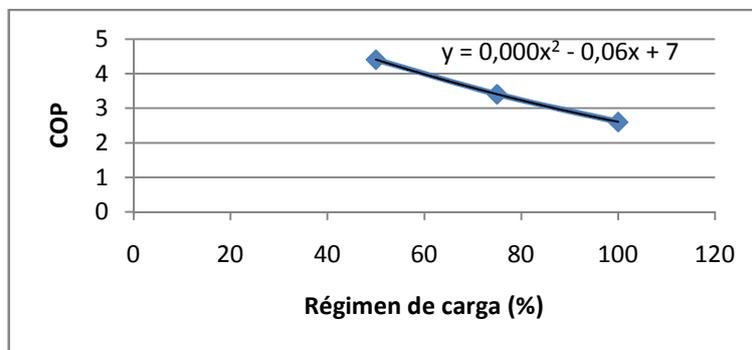


Gráfico 7 – COP en función del régimen de carga

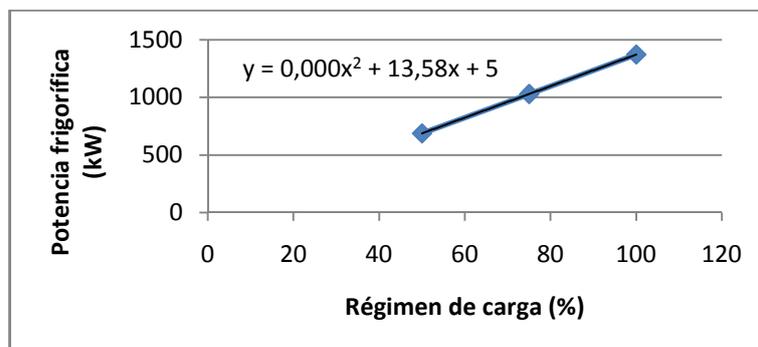


Gráfico 8 – Potencia frigorífica en función del régimen de carga

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

A continuación se resumen los distintos puntos de funcionamiento supuestos:

<b>COP</b>	3,5
<b>Energía consumida (kW)</b>	265
<b>Potencia Frigorífica (kW)</b>	793

*Tabla 9 – Datos máquina frigorífica para abril, mayo y octubre*

<b>COP</b>	3,4
<b>Energía consumida (kW)</b>	342
<b>Potencia Frigorífica (kW)</b>	1028

*Tabla 10 – Datos máquina frigorífica para junio, julio y septiembre*

- **Bomba de calor reversible, modelo TRANE RTXA 212**

Como hemos dicho anteriormente, tenemos 3 bombas de calor reversibles exactamente iguales, encargadas de satisfacer la demanda de calor en los meses de invierno, y que además, pueden servir de la máquina frigorífica en caso de necesitarlo esta última.

Como podemos ver en su hoja de características reflejada en el **ANEXO IV**, se nos proporcionan los datos de potencia calorífica (calor cedido por el condensador) y de la potencia eléctrica consumida por el compresor, cuya relación nos proporcionaría el COP de la máquina. Estas variables, vemos que son función de la temperatura de impulsión del agua caliente y de la temperatura ambiente exterior.

Para los meses de invierno, que comprenden desde noviembre hasta marzo, supondremos una temperatura ambiente media de 12°C, y una temperatura de impulsión del agua de 42°C.

A continuación se reflejan los valores de COP, potencia calorífica y energía consumida obtenidos para dichas condiciones:

<b>COP</b>	3,3
<b>Energía consumida (kW)</b>	122
<b>Potencia calorífica (kW)</b>	403

*Tabla 11 – Datos bomba de calor para los meses de invierno*

Tanto el COP calculado para la máquina de frío como el calculado para la bomba de calor, me servirá en posteriores apartados para calcular la demanda horaria de frío y de calor, ya que los consumos eléctricos de la máquinas climatizadoras sí se pueden sacar a partir de los registros de consumo eléctrico del edificio proporcionados por la Unidad Técnica.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 6.1.4. Consumo eléctrico y coste del aprovisionamiento energético actual

Para conocer con exactitud los consumos eléctricos del edificio, se ha contactado con la Unidad Técnica de la Universidad Politécnica de Cartagena, la cual ha proporcionado acceso a los datos de electricidad registrados por la compañía eléctrica durante el período que vamos a estudiar.

El **período de estudio** elegido ha sido desde el **1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2012**, y todos los datos que se utilicen de aquí en adelante en este proyecto, corresponderán a dicho período.

En primer lugar, en la siguiente tabla podemos ver la actual **potencia contratada** por el edificio en cada uno de los 6 períodos correspondientes a la tarifa 6.1A, y el correspondiente término de potencia:

Potencias contratadas (kW)		Término Potencia (€/kW.mes)	
P1	710	Tp,1	1,473592
P2	710	Tp,2	0,737434
P3	710	Tp,3	0,539679
P4	710	Tp,4	0,539679
P5	710	Tp,5	0,539679
P6	960	Tp,6	0,246236

Tabla 12 – (a): Potencias contratadas. (b): Términos de potencia mensuales

- **Cálculo del Término de Facturación de Potencia, TFP**

Como se explicó en el apartado 6.1.2, el término de facturación de potencia se compone de una parte fija (función de la potencia contratada en cada período) y de una parte variable en función de los sobrepasamientos cuartohorarios con respecto a la potencia contratada en cada período. En la siguiente tabla se puede ver el resultado anual del mismo:

	Coste por sobrepasamientos (€)						Total por excesos (€)	Término Fijo (€)	Término de Facturación de Potencia Mensual (€)
	P1	P2	P3	P4	P5	P6			
Enero	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Marzo	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Abril	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Mayo	0	0	0	0	13,5	0	13,5	2.955,7	2.969,3
Junio	0	133,6	0	7,3	0	0	140,9	2.955,7	3.096,6
Julio	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Agosto	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Septiembre	0	0	34,3	13,0	0	0	47,3	2.955,7	3.003,0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	2.955,7	2.955,7
<b>T.F.P. Total ANUAL (€)</b>									<b>35.670,5</b>

Tabla 13 – Desglose y cálculo del Término de Facturación de Potencia (IVA en impuesto eléctrico no incluidos)

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 6.1.4.1. Análisis del consumo eléctrico

Antes de calcular el término de energía, se va a explicar el método mediante el cual se ha estimado de una manera bastante aproximada el mismo:

- ❖ **En primer lugar**, se ha estimado cuál es el consumo eléctrico perteneciente, por un lado, a las máquinas climatizadoras del edificio, y por otro lado, el perteneciente a todas las demás cargas del mismo (ordenadores, iluminación, laboratorios, etc.).

El tener totalmente identificado cuál es el consumo eléctrico únicamente de las máquinas climatizadoras es fundamental, ya que posteriormente se estudiará la viabilidad de sustituir las mismas por otras tecnologías más eficientes (motores de cogeneración y microturbinas).

En un principio, lo que se conoce es el consumo eléctrico total en todas las horas del año.

Tras hablar con la Unidad Técnica de la U.P.C.T., ésta informó que los días del año en los que las máquinas climatizadoras habían estado desconectadas habían sido los siguientes:

- Del 1 al 15 de abril, incluidos ambos
- Del 26 de octubre al 18 de noviembre, incluidos ambos

Por lo tanto, el consumo eléctrico registrado durante las horas de dichos días, pertenecerá a todas las demás cargas del edificio (**cargas de “no climatización”**).

Lo que se ha hecho ha sido **promediar el consumo eléctrico de todos esos días a cada hora**. Supondremos dicho consumo constante para el resto de días del año en los que sí se encienden las máquinas climatizadoras, ante la imposibilidad de otra solución mejor.

Además de esta aproximación, la Unidad Técnica proporcionó datos acerca de un estudio que está llevando a cabo para determinar, al igual que se pretende aquí, una estimación del **consumo eléctrico en las aulas, despachos, laboratorios y demás cargas que no incluyen las máquinas de climatización**, en cada una de las horas. Tras comparar dichos datos con los obtenidos tras promediar el consumo eléctrico en las horas que según la Unidad Técnica no se encendió la climatización, el resultado es bastante similar.

En la siguiente tabla se refleja por tanto los **consumos** pertenecientes a cargas de **no climatización**, estimados en cada hora:

	Consumos de energía activa (kWh)																							
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Consumo aproximado de cargas de NO climatización	70	70	70	70	70	90	140	140	140	190	190	190	190	160	140	140	160	160	160	160	140	90	70	70

Tabla 14 – Consumo eléctricos pertenecientes a cargas de no climatización.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

El consumo eléctrico total del edificio y el perteneciente exclusivamente a las máquinas climatizadoras en cada una de las horas de funcionamiento de las mismas aparece reflejado en el **ANEXO I**.

El **horario de funcionamiento de las máquinas climatizadoras** en los días de encendido de las mismas es el siguiente:

- *Meses de “verano” (abril, mayo, junio, julio, septiembre, octubre):* de 06:00 a 14:00 h y de 15:00 a 20:00 h.
- *Meses de “invierno” (noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo):* de 05:00 a 14:00 h y de 15:00 a 20:00 h.

❖ En **segundo lugar**, no tendría sentido estudiar todas las horas de los 365 días del año, con lo cual, se ha optado por sacar un **día característico en cada mes**, promediando el consumo eléctrico de todos los días del mes a cada hora.

Además, se ha desglosado el consumo eléctrico en las distintas situaciones que se pueden dar durante todo el año. Las distintas situaciones son:

- **Electricidad consumida de “no climatización”, en las horas en las que sí se encienden las máquinas climatizadoras:** es decir, sería el consumo horario que hemos estimado en la página anterior (*Tabla 14*), pero únicamente en el horario de funcionamiento de las máquinas (de 5:00 a 14:00 y de 15:00 a 20:00 en invierno, de 6:00 a 14:00 y de 15:00 a 20:00 en verano).
- **Electricidad consumida exclusivamente por las máquinas de climatización, en las horas en las éstas están funcionando.**
- **Electricidad consumida durante todas las horas de los fines de semana y festivos nacionales de cada mes y durante todo el mes de Agosto:** es decir, los días en los que todas sus horas pertenecen al período tarifario P6.
- **Electricidad consumida durante las horas en las que la climatización no está encendida (pero en los días en los que ésta si se enciende):** es decir, desde que se apagan las máquinas hasta que se vuelven a encender al día siguiente; y además de 14:00 a 15:00 h, ya que la climatización permanece apagada.
- **Electricidad consumida durante las horas de los días laborables en los que no se enciende la climatización:** comprendería por un lado la época en la que las máquinas permanecen apagadas (1-15 abril y del 26 de octubre al 18 de noviembre) y por otro lado, los días festivos en Cartagena (Cartagineses y Romanos, San José, Viernes de Dolores, Jueves Santo y vacaciones de Navidad).

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Cálculo del Término de Energía, TFE**

Como hemos dicho, si sumamos la electricidad total consumida en las 5 situaciones anteriormente descritas obtendremos el consumo total de electricidad durante todo el año, de una forma bastante aproximada a la realidad.

El **Término de Facturación de Energía (TFE)**, se calcula multiplicando los kWh de energía consumida en cada período tarifario por el término de energía correspondiente.

$$TFE (\text{€}) = \sum_{i=1}^6 E_i \times T_{E,i}$$

Los términos de energía (sin incluir el impuesto eléctrico) considerados para cada período, son los correspondientes al último trimestre de 2012, y se pueden ver en la siguiente tabla:

Periodos	Término Energía (€/kWh)	
P1	Te,1	0,194429
P2	Te,2	0,15774
P3	Te,3	0,125644
P4	Te,4	0,104012
P5	Te,5	0,091933
P6	Te,6	0,081724

Tabla 15 – Términos de energía

A continuación se detalla la electricidad anual consumida en cada uno de las 5 situaciones descritas, con su correspondiente coste (no se incluye IVA ni impuesto eléctrico). En el **ANEXO I** se puede ver el cálculo del coste de una manera más detallada.

- **Electricidad consumida de “no climatización”, en las horas en las que sí se encienden las máquinas climatizadoras:**
  - Consumo eléctrico: 451,8 MWh
  - Coste anual: 57.396,2 €
- **Electricidad consumida exclusivamente por las máquinas de climatización, en las horas en las éstas están funcionando:**
  - Consumo eléctrico: 366,6 MWh
  - Coste anual: 48.819,0 €
- **Electricidad consumida durante todas las horas de los fines de semana y festivos nacionales de cada mes y durante todo el mes de Agosto:**
  - Consumo eléctrico: 235,6 MWh
  - Coste anual: 19.253,0 €

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Electricidad consumida durante las horas en las que la climatización no está encendida (pero en los días en los que ésta sí se enciende):**
  - Consumo eléctrico: 189,8 MWh
  - Coste anual: 20.729,5 €
- **Electricidad consumida durante las horas de los días laborables en los que no se enciende la climatización:**
  - Consumo eléctrico: 88,1 MWh
  - Coste anual: 8.865,1 €

El **Término de Energía total** anual (sin IVA ni impuesto eléctrico) asciende por tanto a: **155.062,8 €**.

Aunque el cálculo detallado se encuentra en el **ANEXO I**, en la siguiente tabla se resumen los distintos costes que constituyen el coste total anual relativo al aprovisionamiento eléctrico:

Término de Facturación de Potencia, TFP (€)	35.670,5
Término de Facturación de Energía, TFE (€)	155.062,8
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE)*1,05113) (€)	9.751,6
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	42.263,1
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>243.516,0 €</b>

*Tabla 16 – Resumen del aprovisionamiento eléctrico del año 2012*

## **6.2. Medidas de ahorro en el consumo eléctrico**

Las medidas llevadas a cabo en los últimos meses por la Universidad Politécnica de Cartagena, están enfocadas al ahorro energético y una mejora de la eficiencia energética de sus edificios e instalaciones.

La implementación de estas medidas, tiene, como objetivo principal la reducción de consumos innecesarios en los edificios e instalaciones, ya que en la actualidad, los gastos asociados al consumo eléctrico representan casi el 70% del total de gastos de la Universidad.

El consumo eléctrico del edificio, es básicamente debido al consumo en iluminación y en máquinas climatizadoras, y en menor medida, al consumo de ordenadores, ascensores, pequeños equipos eléctricos, laboratorios y talleres. El consumo eléctrico de estos dos últimos, es a su vez el más difícil de reducir, puesto que está ligado a la docencia e investigación.

Para la **reducción del consumo en iluminación**, se están sustituyendo paulatinamente luminarias en aulas, espacios comunes y núcleos de aseos por lámparas de bajo consumo. Además se ha propuesto la instalación de detectores de presencia en núcleos de aseos, así como la desconexión de lámparas en luminarias múltiples. Por otro lado, igual de importante es la concienciación de las personas, de forma que acciones como apagar las luces de los despachos y salas antes de salir, o apagar o hibernar los

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

ordenadores cuando no se vaya a utilizar durante un tiempo prolongado, pueden incidir positivamente en el ahorro económico.

Del mismo modo, otra medida llevada a cabo por la Unidad Técnica ha sido la **desconexión** temporal de algunos **ascensores**, en los casos en los que la normativa lo permite, reduciendo por consiguiente los gastos de mantenimiento de los mismos. Por otro lado, con esto también se pretende concienciar y promover a la Comunidad Universitaria el uso de las escaleras cuando los desplazamientos sean cortos.

Por otro lado también se han llevado a cabo las siguientes medidas para la **reducción del consumo** perteneciente a **climatización**, que, como hemos dicho anteriormente es el que más peso tiene junto con la iluminación.

- Ajuste de temperaturas de consigna en instalaciones centralizadas a 21°C en invierno y 26°C en verano. (Condiciones de temperaturas límite establecidas en el RD 1826/2009).
- En sistemas centralizados, ajuste de las temperaturas de consigna de funcionamiento de las enfriadoras a 10°C de temperatura de parada y 18°C de temperatura de arranque.
- Utilización de la recirculación de aire exterior cuando las condiciones climáticas lo permitan.
- Reducción de horarios de climatización según el tipo de tarifa y la época del año.
- Cierre de fancoils en pasillos y espacios comunes.

• **Cierre de edificios**

Otra de las medidas adoptadas por la Universidad, ha sido el cierre completo de edificios en diversos periodos:

- *Mes de agosto*

A continuación se puede apreciar la reducción del consumo eléctrico durante el mes de agosto en el periodo 2009-2012, en el cual se ha pasado de 122.000 kWh (en 2009) a 49.000 kWh (en 2012).

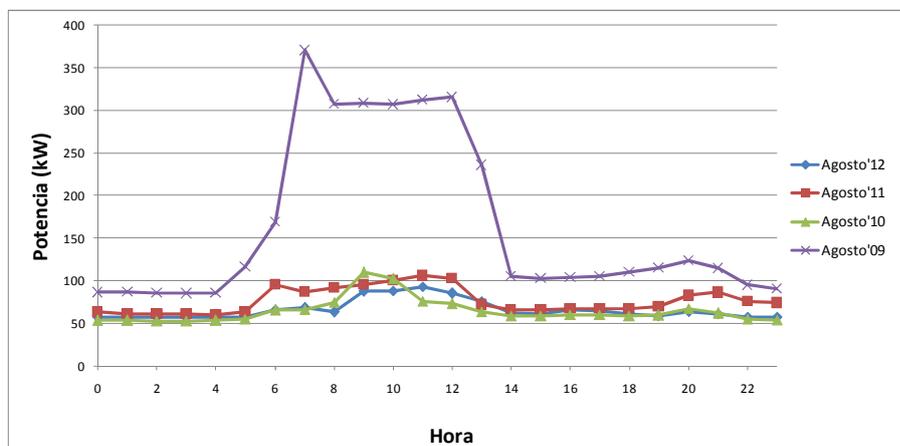


Gráfico 9 – Comparativa de electricidad media consumida durante las horas del mes de agosto, 2009-2012

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- Períodos vacacionales de Navidad y Semana Santa
- Sábados fuera del período de exámenes y festivos
- Cierre temporal del período ampliado de apertura del servicio de documentación

Como hemos dicho anteriormente, el objetivo de todas estas medidas implementadas por la Universidad, es reducir todo lo posible el consumo eléctrico del edificio. A continuación se puede ver gráficamente la evolución del consumo eléctrico mensual por meses, para el período 2007-2012.

En general, conforme avanzan los años, podemos ver una **tendencia decreciente en el consumo eléctrico**.

Si comparamos el consumo eléctrico mes a mes, se aprecia claramente que el **año 2012 posee los consumos más bajos de estos últimos 6 años**, a excepción del mes de febrero (cosa que puede ser debida a factores climatológicos), con lo que además verificarse el ahorro energético, las emisiones contaminantes se han visto reducidas enormemente.

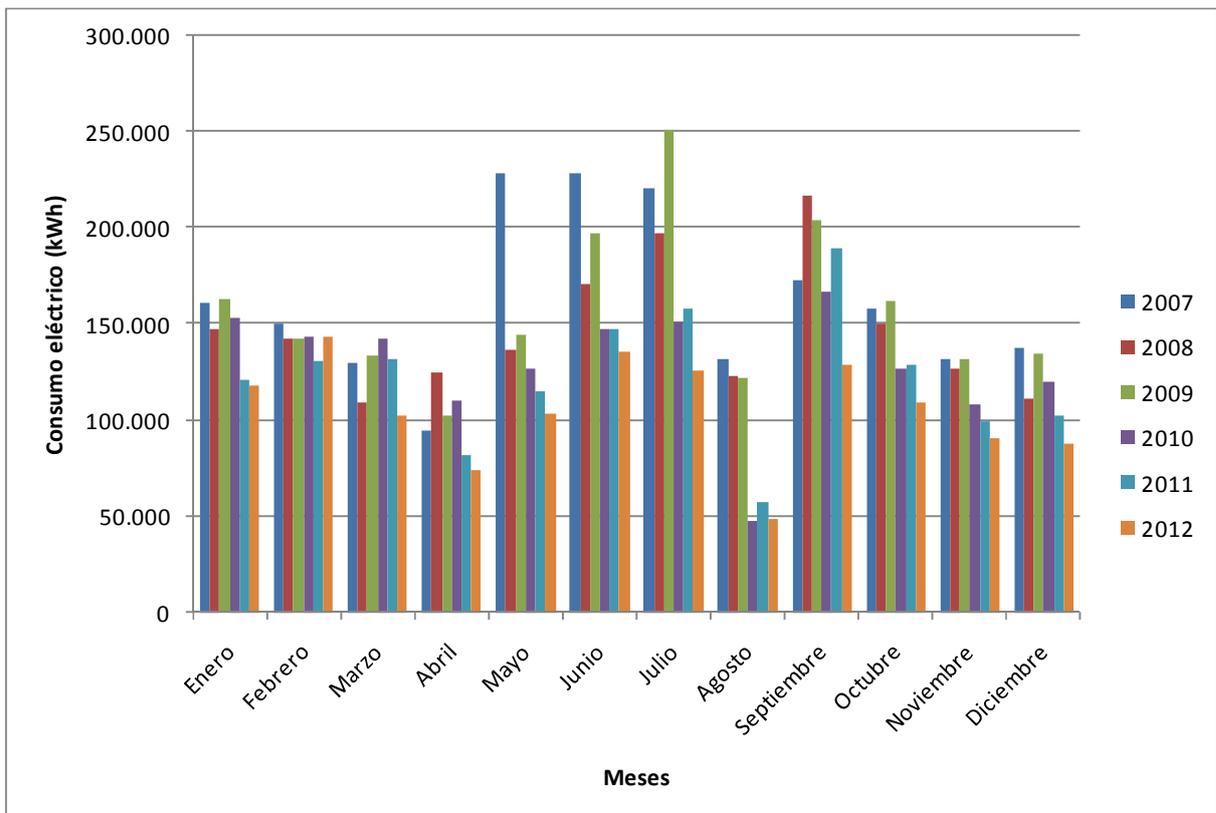


Gráfico 10 – Consumos eléctricos en kWh del Antiguo Hospital de Marina, por meses, para el período 2007-2012

En el **ANEXO II** se detallan las curvas horarias de consumo eléctrico comparadas de estos últimos cuatro años.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 6.3. Obtención de las demandas de calor y frío

En el apartado 6.1.4.1 ya se explicó como estimar el consumo eléctrico únicamente perteneciente a las máquinas climatizadoras. Aunque en el ANEXO I se puede ver dicho consumo durante las horas de funcionamiento de todos los días de cada mes, como ya dijimos, nosotros vamos a realizar el estudio eligiendo un día característico promediado en cada mes.

A continuación se muestra el **consumo eléctrico** perteneciente a las máquinas climatizadoras:

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio-1	junio-2	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	98	103	68	0	0	0	0	0	0	0	0	92	117
6	121	145	89	52	46	95	95	104	0	106	50	86	142
7	167	213	125	55	59	117	117	114	0	182	53	82	142
8	244	287	171	55	69	162	162	199	0	265	104	103	177
9	229	291	169	35	72	208	208	243	0	219	111	106	172
10	213	290	140	30	95	285	285	289	0	252	157	98	162
11	188	274	84	40	122	261	261	236	0	269	178	71	130
12	129	238	59	39	112	251	251	219	0	279	168	60	75
13	62	155	48	33	54	157	157	184	0	207	73	51	57
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	88	118	40	28	67	121	121	91	0	181	121	42	72
16	119	166	46	33	134	261	261	144	0	251	184	63	101
17	107	160	38	25	122	265	265	115	0	200	178	58	91
18	112	171	42	23	93	175	175	77	0	181	134	51	73
19	79	98	26	21	43	92	92	58	0	116	52	35	50
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nº días de encendido	21	21	20	11	22	11	10	22	0	18	18	21	14
kWh/día	1.954,8	2.707,0	1.144,8	470,1	1.089,0	2.452,2	2.452,2	2.071,4	0,0	2.708,2	1.563,6	997,3	1.558,5
kWh/mes	41.050,0	56.846,0	22.895,2	5.171,0	23.959,0	26.974,6	24.522,4	45.571,0	0,0	48.747,0	28.144,0	20.943,3	21.819,0

Tabla 17 – Consumo de electricidad (en kWh) perteneciente a las máquinas climatizadoras en el día característico de cada mes

Como se aprecia en la tabla anterior, los meses de mayor consumo eléctrico en climatización son Febrero, en invierno, y Junio en verano.

Lo que se pretende ahora es determinar cuál es el frío y el calor demandado por el edificio en esas horas. Para ello, utilizamos la definición del Coeficiente de Operación de la bomba de calor o máquina frigorífica:

$$COP = \frac{\text{Demanda Térmica}}{\text{Electricidad Consumida}}$$

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Como conocemos el COP tanto de la bomba de calor en la situación de invierno como de la máquina enfriadora en la situación de verano, **podemos obtener de inmediato la demanda térmica**. En los meses de invierno, multiplicaremos el consumo eléctrico por COP correspondiente a esa situación, y haciendo lo mismo para los meses de verano obtendremos por otro lado la demanda de frío.

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio-1	junio-2	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	322	341	223	0	0	0	0	0	0	0	0	305	359
6	400	479	307	183	162	323	323	354	0	360	175	284	437
7	552	703	434	195	207	399	399	386	0	618	186	270	439
8	806	947	592	192	243	552	552	675	0	902	366	339	546
9	757	961	588	124	255	709	709	827	0	745	390	349	531
10	703	957	485	106	336	969	969	984	0	858	553	323	498
11	620	905	290	142	429	889	889	801	0	914	628	233	401
12	525	786	205	137	395	853	853	744	0	949	592	198	230
13	254	511	168	115	190	535	535	625	0	704	257	169	176
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	359	389	140	100	236	412	412	309	0	617	425	140	255
16	484	548	159	117	473	886	886	488	0	852	647	208	358
17	435	527	133	89	431	901	901	389	0	682	628	192	322
18	455	565	145	80	326	597	597	262	0	615	473	169	260
19	323	323	90	75	151	314	314	197	0	394	182	116	178
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nº días	21	21	20	11	22	11	10	22	0	18	18	21	14
kWh/día	6.997,3	8.941,8	3.959,1	1.654,7	3.833,4	8.337,6	8.337,6	7.042,8	0,0	9.207,8	5.503,7	3.294,4	4.987,8
kWh/mes	146.944,2	187.778,2	79.182,9	18.201,9	84.335,7	91.713,7	83.376,1	154.941,4	0,0	165.739,8	99.066,9	69.181,6	69.829,2

Tabla 18 – Calor y Frío (en kWh) demandado por el edificio en el día característico de cada mes

En el **ANEXO III** se detalla el cálculo completo de las demandas térmicas horarias en los días de cada mes.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 7. ANÁLISIS TARIFARIO. OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA DE LA POTENCIA CONTRATADA

Lo que se pretende realizar en este punto, es un ajuste en la potencia contratada en cada período tarifario, de forma que se mejore la eficiencia energética en la contratación de energía y se consiga con ello el consiguiente ahorro económico.

Como ya se indicó en puntos anteriores, la potencia contratada que tiene el edificio actualmente es la siguiente:

Potencias contratadas (kW)	
P1	710
P2	710
P3	710
P4	710
P5	710
P6	960

Tabla 19 – Potencia contratada actualmente en cada período tarifario

Con esta distribución de potencia contratada, tal y como se calculó en el apartado 6.1.4 de este proyecto, obteníamos el siguiente coste del término de facturación de potencia (T.F.P):

Término fijo (€)	35.468,8
Término por excesos (€)	201,7
T.F.P (€)	35.670,5
<b>T.F.P (€), IVA e Impuesto Eléctrico incluidos</b>	<b>45.368,0</b>

Tabla 20 – Término de Facturación de Potencia actual

El **problema** reside en que la potencia que tenemos contratada, está muy por encima de las potencias medias demandadas en cada período, con lo que se está pagando un sobrecoste en el precio final de la electricidad anual para este contrato.

A continuación se pueden ver las potencias medias y máximas mensuales demandadas en cada período tarifario:

	P1		P2		P3		P4		P5		P6	
	Máx (kW)	Med (kW)										
Enero	536,0	215,1	540,0	163,8	-	-	-	-	-	-	448,0	112,4
Febrero	620,0	284,9	632,0	214,2	-	-	-	-	-	-	492,0	136,4
Marzo	-	-	-	-	400,0	132,7	548,0	167,9	-	-	412,0	104,2
Abril	-	-	-	-	-	-	-	-	304,0	113,5	264,0	83,1
Mayo	-	-	-	-	-	-	-	-	736,0	165,6	240,0	84,6
Junio	676,0	250,4	900,0	183,9	672,0	292,5	724,0	207,3	-	-	448,0	108,8
Julio	684,0	225,6	672,0	179,7	-	-	-	-	-	-	400,0	102,1
Agosto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	576,0	66,0
Septiembre	-	-	-	-	776,0	277,3	728,0	179,3	-	-	584,0	101,4
Octubre	-	-	-	-	-	-	-	-	492,0	178,1	344,0	84,5
Noviembre	-	-	-	-	368,0	142,1	416,0	146,2	-	-	312,0	96,3
Diciembre	444,0	142,9	444,0	117,4	-	-	-	-	-	-	364,0	96,6

Tabla 21 – Potencias medias y máximas demandadas por cada período tarifario en cada mes

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Como se puede ver en la tabla anterior, las potencias medias demandadas están muy por debajo de la potencia que hay contratada en cada período. Por otro lado, sólo se sobrepasa dicha potencia en 2 períodos cuartohorarios en mayo y junio y en 4 períodos en Septiembre.

Por tanto, de lo que se trata es de **contratar en cada período la potencia óptima**, ajustándonos más a las potencias demandadas, de forma que, aunque en la nueva situación se pague un coste superior por sobrepasamientos, éste se vea claramente compensado por el ahorro conseguido en el término fijo, de forma que el Término de Facturación de Potencia anual sea en la nueva situación menor que en la actual.

Para calcular la potencia óptima a contratar en cada período, hemos utilizado Microsoft Excel y su herramienta de análisis llamada “**Solver**”. Los pasos seguidos han sido los siguientes:

1. En primer lugar, hemos elegido el valor de potencias mínimo que se puede contratar en cada período. Es decir, tal y como se explicó en el apartado 6.1.2, la potencia mínima a contratar en P6 es de 450 kW, y además ha de cumplirse:

$$P_{c,1} \leq P_{c,2} \leq P_{c,3} \leq P_{c,4} \leq P_{c,5} \leq P_{c,6}$$

Por tanto empezamos eligiendo la siguiente configuración:

Potencias propuestas (kW)	
P1	451
P2	451
P3	451
P4	451
P5	451
P6	451

Tabla 22 – Configuración inicial de potencias propuestas

Con esta nueva configuración de potencias propuestas, se calcularían los nuevos sobrepasamientos cuartohorarios, los cuales, a priori serán mayores que en la situación inicial. Para ello, Excel comprueba, en cada período cuartohorario, si la potencia demandada es mayor que la contratada, y si la diferencia entre ellas es positiva, eleva esa diferencia al cuadrado:

$$(P_{D,j} - P_{C,i})^2$$

Dentro de cada período tarifario (P1, P2,...P6), se suman todas esas diferencias elevadas al cuadrado y se multiplican por su correspondiente factor **k** y por 1,4064 €/kW. Si sumamos lo obtenido en los 6 períodos, obtendríamos el coste por sobrepasamientos mensual, **F<sub>E</sub>**:

$$F_E(\text{€}) = \sum_{i=1}^6 \left\{ k_i \times 1,4064 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \times \sqrt{\sum_{j=1}^n (P_{D,j} - P_{C,i})^2} \right\}$$

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

De esta forma, obtenemos al igual que en la situación original, el Término de Facturación de Potencia (TFP) en cada mes. Comparando ambas situaciones, obtenemos, a su vez, el ahorro económico obtenido (sin incluir el IVA ni el Impuesto Eléctrico):

	Término de Facturación de Potencia (€)	
	Con potencias actuales	Con potencias propuestas
Enero	2.955,7	2.457,5
Febrero	2.955,7	3.331,7
Marzo	2.955,7	1.956,9
Abril	2.955,7	1.838,4
Mayo	2.969,3	2.000,3
Junio	3.096,6	4.107,9
Julio	2.955,7	3.211,2
Agosto	2.955,7	1.914,3
Septiembre	3.003,0	2.801,2
Octubre	2.955,7	1.896,1
Noviembre	2.955,7	1.838,4
Diciembre	2.955,7	1.838,4
<b>Total (€)</b>	<b>35.670,5</b>	<b>29.192,4</b>
<b>Ahorro anual (€)</b>	<b>6.478,1</b>	

*Tabla 23 – Comparación del TFP entre la nueva situación propuesta y la contratada originalmente*

Es bastante llamativo que, únicamente contratando en cada período el mínimo exigible por la tarifa contratada, ya obtenemos un ahorro anual significativo.

- Lo que nos permite calcular la herramienta de análisis Solver es la configuración óptima que nos daría el máximo ahorro posible.

**Microsoft Excel → Datos → Análisis → Solver**

Al abrirlo, nos aparece una ventana con una serie de campos a rellenar:

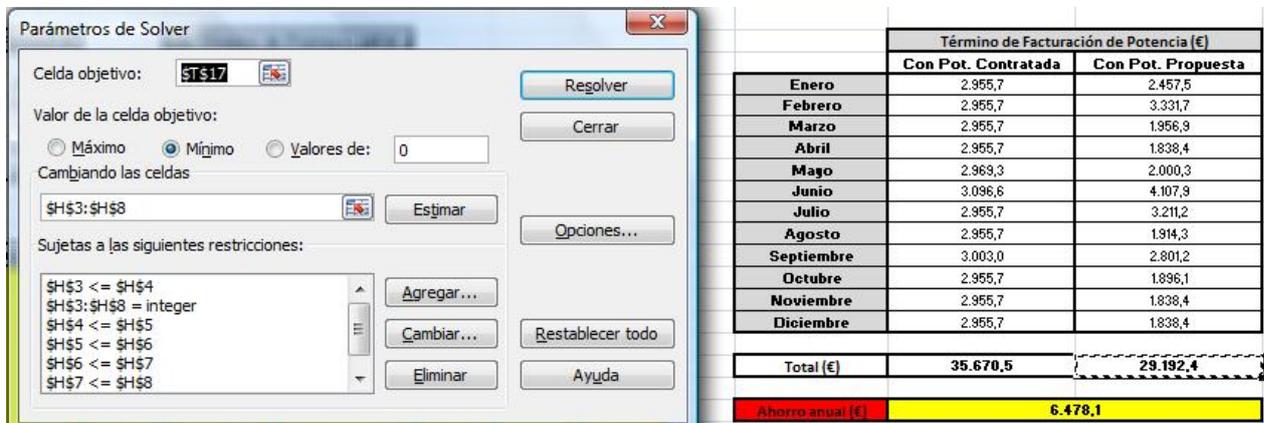
- **Celda objetivo:** hemos de seleccionar la celda que nos interesa optimizar, en nuestro caso, será el nuevo T.F.P. anual obtenido con la nueva configuración de potencias propuesta.
- **Valor de la celda objetivo:** en nuestro caso, elegiremos “mínimo”, puesto lo que nos interesa el minimizar el valor de nuestra celda objetivo, es decir, el T.F.P. anual.
- **Cambiando las celdas:** seleccionamos el rango de celdas que contienen los valores cuyo cambio permitirán minimizar la celda objetivo. En nuestro caso, ese rango de valores son las 6 potencias propuestas.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- Restricciones: hemos de introducir las restricciones que han de cumplir los valores incluidos en el rango de celdas introducido en el campo anteriormente explicado.

Estas restricciones serán, por un lado, que la celda que contiene a la potencia contratada en el período P6 sea menor o igual a 450 kW, y por otro que las demás potencias cumplan la condición ya explicada anteriormente:

$$P_{c,1} \leq P_{c,2} \leq P_{c,3} \leq P_{c,4} \leq P_{c,5} \leq P_{c,6}$$



	Término de Facturación de Potencia (€)	
	Con Pot. Contratada	Con Pot. Propuesta
Enero	2.955,7	2.457,5
Febrero	2.955,7	3.331,7
Marzo	2.955,7	1.956,9
Abril	2.955,7	1.838,4
Mayo	2.963,3	2.000,3
Junio	3.096,6	4.107,9
Julio	2.955,7	3.211,2
Agosto	2.955,7	1.914,3
Septiembre	3.003,0	2.801,2
Octubre	2.955,7	1.896,1
Noviembre	2.955,7	1.838,4
Diciembre	2.955,7	1.838,4
<b>Total (€)</b>	<b>35.670,5</b>	<b>29.192,4</b>
<b>Ahorro anual (€)</b>		<b>6.478,1</b>

Figura 36 – Herramienta de análisis Solver

Una vez completados todos los campos, pulsamos en “resolver” y el programa comienza a iterar buscando la combinación de potencias óptima. Tras unos segundos, el programa finaliza el análisis y modifica automáticamente los valores de potencias propuestas, dándonos la combinación que nos proporcionaría el TFP más barato y por consiguiente el mayor ahorro anual:

Potencias propuestas (kW)	
1	500
2	500
3	500
4	500
5	500
6	500

Tabla 24 – Valores óptimos de potencia contratada determinados con Solver

Con esta nueva configuración de potencias, el nuevo **TFP** anual es de **28.453,2 €** y el **ahorro anual obtenido** con respecto a la situación original asciende a **7217,3 €**. Sin embargo, se ha decidido dejar en el período P6 una potencia contratada mayor que la óptima, ya que si en un futuro deseamos aumentar la potencia contratada de cualquier período, tendríamos que pagar

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

a la compañía un coste adicional (derechos de enganche), con lo que la configuración de potencias contratadas elegidas finalmente queda:

Potencias propuestas (kW)	
1	500
2	500
3	500
4	500
5	500
6	700

Tabla 25 – Optimización de la potencia contratada en cada período

Los resultados obtenidos con esta nueva configuración se muestran a continuación:

	Término de Facturación de Potencia (€)	
	Con potencias actuales	Con potencias propuestas
Enero	2.955,7	2.221,3
Febrero	2.955,7	2.791,0
Marzo	2.955,7	2.123,7
Abril	2.955,7	2.087,4
Mayo	2.969,3	2.213,6
Junio	3.096,6	3.491,2
Julio	2.955,7	2.968,5
Agosto	2.955,7	2.087,4
Septiembre	3.003,0	2.733,6
Octubre	2.955,7	2.087,4
Noviembre	2.955,7	2.087,4
Diciembre	2.955,7	2.087,4
<b>Total (€)</b>	<b>35.670,5</b>	<b>28.980,0</b>
<b>Ahorro anual (€)</b>	<b>6.690,5</b>	

Tabla 26 – Nuevo TFP y ahorro económico anual con las nuevas potencias propuestas

Tal y como se puede ver en la tabla anterior, la nueva facturación de potencia se reduce en 6.690,5 € al año, consiguiendo un ahorro bastante significativo.

Teniendo en cuenta el impuesto eléctrico y el IVA (21%), el término de facturación de potencia anual en la nueva situación asciende a:

$$\text{TFP}_{\text{anual, optimizado}} = 36.858,6 \text{ €}$$

Que comparado con los 45.368,0 € de la situación de partida (Tabla 20), el ahorro económico total al año, queda:

$$\text{Ahorro económico}_{\text{anual}} = 8.509,4 \text{ €}$$

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 8. ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LOS ESCENARIOS DE TRIGENERACIÓN

Una vez se ha analizado la situación actual de aprovisionamiento energético del edificio, lo que se pretende ahora es estudiar la posible implantación de sistemas de trigeneración (cogeneración más máquina de absorción) de forma que la sustitución de las máquinas climatizadoras instaladas actualmente por estos sistemas suponga por un lado un ahorro económico en el aprovisionamiento energético y por otro lado un aumento en la eficiencia energética de éste.

Para ello, plantearemos varios escenarios, en los que iremos cambiando la máquina motora o generadora, según distintos criterios de diseño:

- **Escenario 1:** Elegiremos un motor de cogeneración de manera que éste nos proporcione el calor medio anual demandado.
- **Escenario 2:** Elegiremos un motor de cogeneración de manera que éste se regulará de manera que nos aporte el calor medio demandado cada mes.
- **Escenario 3:** Elegiremos un conjunto de microturbinas de forma que éstas se modulen cada hora satisfaciendo la demanda térmica horaria.

Además, en los casos en los que las máquinas generadores no sean capaces de satisfacer la demanda térmica horaria, se utilizará además una caldera que nos aporte en cada momento el calor necesario.

Para cada escenario considerado, además de realizar el estudio de funcionamiento y regulación de los equipos, se realizará un análisis económico, viendo así la viabilidad de cada escenario.

El combustible utilizado en los 3 escenarios propuestos, será el gas natural, de forma que obtengamos la máxima rentabilidad.

### **8.1. Demanda de calor horaria durante el año. Elección de la máquina de absorción.**

En los meses de verano en los que se encienden las máquinas climatizadoras (abril, mayo, junio, julio, septiembre y octubre), para satisfacer la demanda de frío optaremos por la colocación de una máquina de absorción de simple efecto, accionada por agua caliente, la cual se calentará gracias al aprovechamiento del calor residual del motor de cogeneración o las microturbinas.

La máxima demanda de frío que el sistema de absorción ha de ser capaz de satisfacer, tiene lugar a las 10:00 h de Julio, y es de 894 kW<sub>t</sub>. Con lo cual, se ha de elegir una máquina de absorción cuya potencia frigorífica sea igual o superior a esa máxima demanda de frío.

La máquina enfriadora elegida es el modelo **LT-31T de Thermax**, distribuida por **Absorsistem**.

A continuación se refleja en la siguiente tabla las características técnicas principales de la misma. En el **ANEXO V**, se puede ver más detalladamente la hoja de características de la misma.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Modelo	LT-31T
Potencia Frigorífica (kW)	1090
Potencia Aportada por Agua Caliente en Generador (kW)	1478,1
COP	0,74

Tabla 27 – Características técnicas de la máquina de absorción elegida para los 3 escenarios planteados

Tal y como se puede ver en la tabla, la potencia frigorífica de la misma es de 1090 kW<sub>t</sub>, para lo cual, se han de aportar 1478,1 kW<sub>t</sub> en el generador por medio del agua caliente. Esta relación entre el calor útil que aprovecharía el edificio y el calor que haría falta para obtener el mismo, se le llama, al igual que en las máquinas de frío por compresión, Coeficiente de Operación, **COP**, el cual, como vemos tiene un valor de **0,74**.

$$COP_{máquina\ absorción} = \frac{\text{Demanda de frío del edificio}}{\text{Calor aportado en el generador}}$$

Por tanto, una vez conocido el COP de la máquina de absorción, podemos sacar cuál será la demanda de calor que tendrá que aportar la máquina generadora (motor o microturbinas) en el generador de la máquina de absorción para que ésta satisfaga la demanda de frío del edificio.

Dividiendo las demandas de frío de la *Tabla 18* entre el COP, sacamos la demanda de calor total:

Hora	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio-1	junio-2	julio	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	322,5	341,3	223,1	0	0	0	0	0	0	0	0	305,2	359,2
6	400,5	478,7	307,0	247,8	219,4	438,5	438,5	480,6	0	488,5	237,9	284,4	437,1
7	552,0	703,1	434,2	263,8	281,0	541,0	541,0	523,9	0	838,1	252,7	269,9	439,1
8	806,0	947,3	591,6	260,8	330,0	748,2	748,2	915,6	0	1.223,4	497,0	338,9	546,1
9	756,9	960,8	587,7	168,8	345,4	961,0	961,0	1.121,4	0	1.009,7	529,3	348,8	530,7
10	703,0	957,3	485,4	143,6	455,2	1.314,7	1.314,7	1.334,4	0	1.162,9	749,4	322,7	497,9
11	620,4	904,6	289,9	192,2	581,9	1.204,9	1.204,9	1.086,0	0	1.239,2	851,8	233,2	400,6
12	525,2	786,3	205,0	185,7	535,5	1.156,2	1.156,2	1.009,5	0	1.286,6	803,0	198,2	230,1
13	254,4	510,6	167,8	156,2	257,8	725,0	725,0	847,9	0	954,2	348,2	168,8	175,5
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	359,5	389,3	139,6	135,0	319,4	558,1	558,1	419,2	0	836,3	576,3	139,7	254,6
16	483,6	547,6	159,1	158,8	641,8	1.201,8	1.201,8	661,6	0	1.155,0	877,0	207,8	357,5
17	435,1	527,4	133,1	120,6	584,5	1.222,0	1.222,0	528,1	0	924,2	851,8	191,6	321,9
18	455,5	564,5	145,3	108,5	441,8	809,1	809,1	355,6	0	834,5	641,8	169,1	259,7
19	322,9	322,9	90,3	102,0	204,8	425,9	425,9	266,6	0	533,8	247,4	115,9	177,6
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H máx (kWh)	806	961	592	264	642	1315	1315	1334	0	1287	877	349	546
H mín (kWh)	254	323	90	102	205	426	426	267	0	488	238	116	176
días laborables	21	21	20	11	22	11	10	22	0	18	18	21	14
kWh/día	6997	8942	3959	2244	5198	11306	11306	9551	0	12486	7463	3294	4988
kWh/mes	146944	187778	79183	24683	114366	124371	113064	210112	0	224756	134342	69182	69829
MEDIO ANUAL (kWh)	<b>532,6</b>												
Medio MES (kWh)	499,8	638,7	282,8	172,6	399,9	869,7	869,7	734,7	0,0	960,5	574,1	235,3	356,3

Tabla 28 – Demandas de calor (kWh) a aportar por la máquina generadora en cada hora



A continuación se refleja en la siguiente gráfica las curvas de demanda de calor durante los días característicos de cada mes:

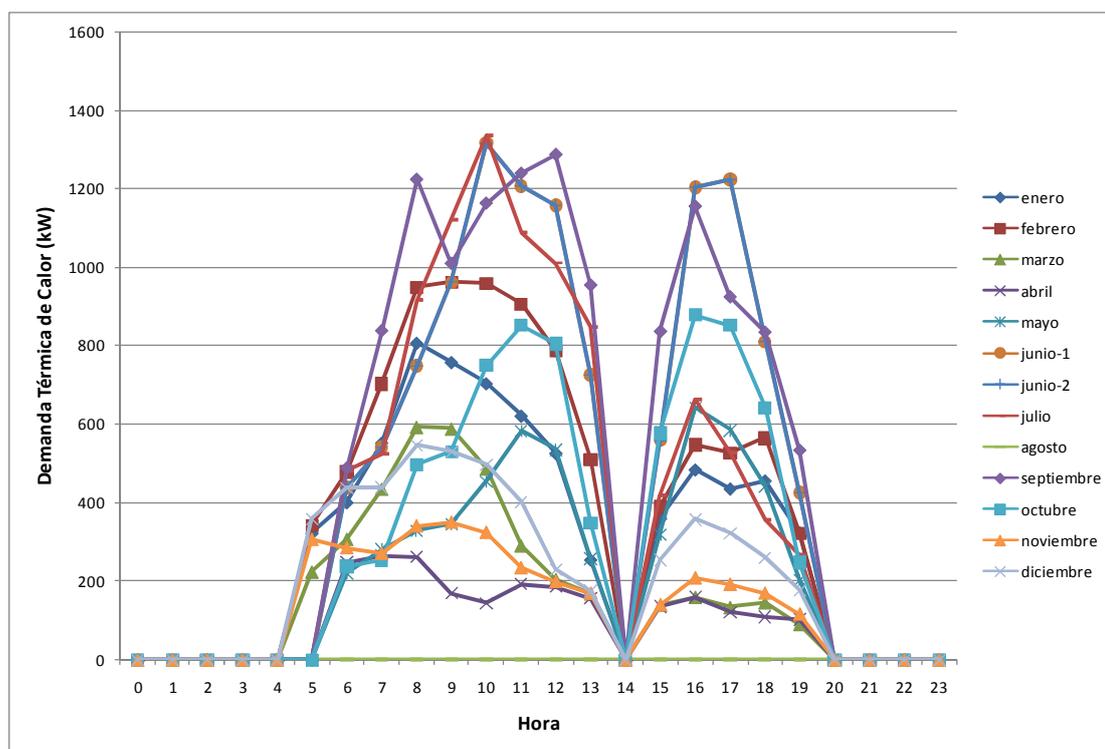


Gráfico 11 – Curvas de demanda de calor durante el día característico de cada mes

## 8.2. Descripción del método de cálculo de los parámetros de cogeneración

### 8.2.1. Rendimiento Eléctrico Equivalente

El rendimiento eléctrico equivalente se calcula, tal y como viene indicado en el Anexo II del Real Decreto 661/2007, con la siguiente expresión:

$$REE = \frac{E}{F_{cc} - \frac{H_{CHP}}{RefH_n}}$$

En esta expresión el valor de  $RefH_n$  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 trasponga. En dicho documento, para máquinas de gas natural, y que producen calor en forma de agua caliente, el valor que tiene este parámetro de referencia es del **90%**.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Para que una instalación pueda acogerse al Régimen especial, será condición necesaria que su REE sea igual o superior que el  $REE_{min}$  correspondiente según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente (%)
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

Tabla 29 –  $REE_{min}$  según combustible y tecnología

(Nota: Para instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual a 1 MW, los  $REE_{min}$  de la anterior figura se minorarán un 10%)

El que una instalación esté acogida al Régimen Especial, quiere decir que podemos vender Electricidad de Cogeneración conforme a la tarifa regulada para el régimen especial.

### 8.2.2. Rendimiento Global

La expresión para el rendimiento global de la planta también está recogida en el Anexo I del RD 661/2007, y es la siguiente:

$$\eta = \frac{E + H_{CHP}}{F_{cc}}$$

Donde  $F_{cc}$  es el consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados,  $H_{CHP}$  es producción de calor útil o energía térmica útil y  $E$  energía eléctrica generada medida en bornes de alternador.

El rendimiento umbral de la instalación,  $\eta_0$ , establecido por el Anexo II del RD 616/2007 es, para una instalación como la estudiada (motor de cogeneración y microturbinas) del 75%. Si el rendimiento de la planta es superior al umbral, entonces la electricidad es igual a la producida por el motor ( $E_{CHP} = E$ ). Cuando el rendimiento global de la planta es inferior al rendimiento umbral, no toda la electricidad generada ( $E$ ) será de cogeneración. Así pues, se calcula el valor de la electricidad de cogeneración como:

$$E_{CHP} = C \cdot H_{CHP}$$

Donde  $C$  es un coeficiente que aparece reflejado en el Anexo II del RD 616/2007 y que en se puede calcular como  $C = \frac{E_{CT}}{H_{CT}}$  (esto es como si se realizara un “ensayo de cogeneración total”), donde  $E_{CT}$  y  $H_{CT}$  son la potencia eléctrica y térmica nominales del motor respectivamente.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 8.2.3. Ahorro de Energía Primaria (PES)

El ahorro porcentual de energía primaria (PES), según el Anexo III del **RD 616/2007**, se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$PES = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta}}} \right] \cdot 100$$

donde se tiene que:

- ❖  $F_{CHP}$  es la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración. Como la eficiencia global de la planta es menor que la eficiencia umbral, se calcula este parámetro como:

$$F_{CHP} = F_{CC} - \frac{E - E_{CHP}}{\frac{E}{F_{CC}}} = F_{CC} \cdot \frac{E_{CHP}}{E}$$

- ❖  $CHP H_{\eta}$  es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración definida como la producción anual de calor útil procedente de la cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración

$$CHP H_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}}$$

- ❖  $Ref H_{\eta}$  es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor (en este caso tiene un valor del 90%).
- ❖  $CHPE_{\eta}$  es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual producida por cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración.

$$CHPE_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$$

- ❖  $Ref E_{\eta}$  es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad. Éste tiene un valor del 52,5% para gas natural, según el Anexo I de la Decisión de la **Comisión del 21 de Diciembre de 2006**. Por otro lado, el Anexo IV indica que este valor de debe ser corregido por un factor, que dependerá de la proporción de electricidad consumida/exportada, y de la tensión a la que ésta se produce. Según viene en este anexo, la instalación objeto de este estudio estará comprendida entre 0,4 y 50

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

kV, luego los factores de corrección para exportar a la red, y para autoconsumo, son, respectivamente, 0,945 y 0,925.

Según la Directiva 2004/8/CE, las instalaciones de cogeneración con potencia instalada igual o mayor de 1 MWe, se consideran de alta eficiencia cuando el ahorro porcentual de energía primaria (PES) es mayor que el 10 %. En el caso de instalaciones cuya potencia instalada sea inferior a 1 MWe, el PES deberá ser mayor del 0% para considerarse como tales.

#### 8.2.4. Ahorro neto de energía primaria (AEP)

La expresión que viene recogida en la guía IDAE para el cálculo del ahorro energético primario es:

$$AEP = \frac{E}{Ref E_{\eta} \cdot FC_{ref}} + \frac{H_{CHP}}{Ref H_{\eta}} - F_{CC}$$

donde  $FC_{ref}$  es el factor de conversión por tensión de interconexión, que es un factor de corrección referente a las pérdidas en la red evitadas para la aplicación de los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad.

### 8.3. Precios de compra y venta de energía considerados

En este apartado se detallan los precios que hemos seleccionado para la realización del análisis económico de los 3 escenarios que se estudiarán posteriormente.

#### 8.3.1. Electricidad

- **Compra de electricidad**

Utilizaremos las mismas tarifas que se han utilizado para calcular el coste del aprovisionamiento inicial, que se muestran en las *Tablas 12 y 13*.

- **Venta de electricidad**

- Precio de Mercado Diario (PMD)

Será el precio al que se venderá la proporción de electricidad generada considerada de “no cogeneración” ( $E_{NO-CHP}$ ). Consideraremos el precio medio del año 2012:

$$PMD = 0,04726 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

- Precio a Tarifa Regulada (PTR)

Será el precio al que se venderá la electricidad considerada de cogeneración ( $E_{CHP}$ ). Para la venta de electricidad en Régimen Especial, se considerarán los siguientes conceptos:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

$$PFT = PTR + CR + DH + CEF - P$$

Donde:

- **PTR:** es la tarifa única fijada para la tecnología y combustible empleado en la máquina de cogeneración. Se actualiza trimestralmente en la orden IET correspondiente de revisión de tarifas y primas del Régimen Especial. Aquí utilizaremos la actualización correspondiente a las dos últimos trimestres de 2012: para cogeneraciones que funcionan a gas natural (casos que vamos a estudiar), la prima está situada en 0,172282 €/kWh si la potencia eléctrica instalada es menor de 0,5 MW y en 0,141372 €/kWh cuando la potencia es superior a 0,5 MW y menor de 1 MW.
- **CR:** Complemento por reactiva. Las condiciones de retribución de energía reactiva se fijan en el Real Decreto 1565/2010 (Artículo 29 y Anexo V), que corrige parcialmente el RD661/2007. Se considerará que el sistema de cogeneración vuelca electricidad a la red con un factor de potencia comprendido entre el 0,995 inductivo y el 0,995 capacitivo. Por tanto lo consideraremos como una bonificación del **4% · 8,2954 c€/kWh**.
- **DH:** Complemento por discriminación horaria. Es un complemento opcional para las plantas en la opción a tarifa. El valor de DH será una bonificación o penalización en función del horario de producción de la planta de cogeneración. Se calcula como:

$$DH = (\alpha - 1) \cdot PTR \left( \frac{c\text{€}}{kWh} \right) \cdot E(kWh)$$

El valor del parámetro alfa aparece en el RD 661/2007 (Artículo 26), y es de 1,0462 en período “punta” y de 0,967 en el período “valle”, siendo el período “punta” las horas de 11:00 a 21:00 h en invierno y de 12:00 a 22:00 en verano, mientras que el período “valle” corresponde a las horas de 21:00 a 24:00 h y 0:00 a 11:00 h en invierno y de 22:00 a 24:00h y 0:00 a 12:00 h en verano.

- **CEF:** Complemento por eficiencia. Todas las plantas que sobrepasen los REE mínimos exigidos recibirán un complemento por eficiencia.

$$CEF = 1,1 \cdot \left( \left( \frac{1}{REE_{min}} \right) - \left( \frac{1}{REE} \right) \right) \cdot cmp$$

Siendo **cmp** el coste de la materia prima del gas natural, **3,1233 c€/kWh**, según la Resolución de 19 de Septiembre de 2012, de la Secretaría de la Energía.

- **P:** Impuesto a la venta de la electricidad, **6% sobre PTR**. (Proyecto de Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, septiembre 2012).

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Alquiler de contadores**

Supondremos el mismo coste que se paga en la situación inicial, es decir, 56 €/mes.

### 8.3.2. Gas Natural

- **Compra de gas natural**

Para calcular el coste total anual de gas natural utilizado por nuestra máquina generadora (motor o microturbinas) y por nuestra caldera de apoyo, hemos de elegir en función de dicho consumo una tarifa de entre las cuatro que se muestran a continuación:

		Tfijo (€/mes)	Tvariable (€/kWh)
T1	C < 5.000 kWh	4,09	0,0450075
T2	5.000 kWh < C < 50.000 kWh	8,33	0,0389365
T3	50.000 kWh < C < 100.000 kWh	53,51	0,03272521
T4	C > 100.000 kWh	160,68	0,02928221

Tabla 30 – Tarifación de gas natural

- **Contador de gas natural**

Para la elección del contador de gas, sabemos que este tiene una capacidad un 20% superior al máximo caudal demandado por la máquina.

Conocido el gas aportado a la caldera en esa hora de demanda máxima, y el valor del PCI del gas natural, podremos hallar de manera sencilla el caudal que circula por el contador.

$$F (kW) = \dot{m} \left( \frac{m^3}{s} \right) \times PCI \left( \frac{kJ}{Nm^3} \right)$$

Nosotros consideraremos para el gas natural utilizado un valor del PCI = 37393 kJ/Nm<sup>3</sup> y un PCS = 41791 kJ/Nm<sup>3</sup>.

Una vez determinado el caudal máximo circulante por el contador, basándonos en el Anexo II de la Orden IET/3587/2011, del 30 de diciembre, obtenemos el alquiler a pagar:

Caudal del contador (m3/h)	Tarifas de alquiler	Caudal del contador (m3/h)	Valor medio del contador (€)
Hasta 3 m3/h	0,67 €/mes	Hasta 10	205,83
Hasta 6 m3/h	1,22 €/mes	Hasta 25	378,84
Superior a 6 m3/h. % por 1000 del valor medio del contador que se fija a continuación	12,5 por 1000 del valor medio del contador que se fija a continuación	Hasta 40	734,71
		Hasta 65	1.500,90
		Hasta 100	2.031,91
		Hasta 160	3.187,11
		Hasta 250	6.745,02

Tabla 31 – Alquiler de contadores de gas natural

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## **8.4. Escenario 1 con Motor de cogeneración**

### **8.4.1. Descripción general**

En este primer escenario, vamos a diseñar nuestra instalación seleccionando un motor de cogeneración que nos proporcione el calor residual suficiente para satisfacer el calor medio anual demandado por el edificio, que tal y como podemos ver en la *Tabla 28* es de:

$$H = 532,6 \text{ kWt}$$

### **8.4.2. Selección de equipos**

A continuación se procede a explicar de manera más detallada las características principales de las máquinas elegidas.

- **Motor de cogeneración**

El motor que vamos a escoger va a ser del catálogo de *Caterpillar*, exactamente de la serie *G3508 Gas Generator Set*, modelo *DM5231*, de **486 kW de electricidad nominal** (su hoja de características completa se puede ver en el **ANEXO V**). A continuación se detallan los valores de potencia aportada por el combustible ( $F_{cc}$ ) y potencia térmica ( $H$ ), en condiciones nominales:

$$F_{cc \text{ nominal}} (\text{kW}) = 1.385,6 \text{ kW}$$

$$H_{\text{nominal}} = 776,1 \text{ kW}$$

Como, evidentemente, nuestro motor no va a trabajar en las condiciones antes descritas, tendremos que obtener las **curvas de carga parcial** para así, una vez conocida cuál es la demanda térmica que satisface el motor, obtener los valores de electricidad y combustible para ese caso.

Lo que se hará será obtener los valores de electricidad y calor para los tres regímenes de carga que el catálogo nos da de combustible. Estos valores se obtendrán mediante aproximación.

Además, el combustible que el catálogo nos da viene expresado en  $\text{Nm}^3/\text{h}$ , por lo que obtendremos su valor en kW de la forma:

$$F(\text{kW}) = \dot{m} \left( \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right) * PCI \left( \frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3} \right) * \frac{1}{3600} \left( \frac{\text{kWh}}{\text{kJ}} \right)$$

Siendo PCI el poder calorífico inferior del gas natural igual a  $37.393 \text{ kJ/Nm}^3$ .

Los valores para cargas parciales de electricidad y calor se obtendrán multiplicando su valor nominal por el tanto por uno de carga parcial, como aproximación.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

A continuación se detallan los valores a cargas parciales de potencia aportada por el combustible, electricidad y potencia térmica disipada, así como el rendimiento eléctrico, térmico y global:

	100%	75%	50%
<b>Fcc (kW)</b>	1.385,6	1.088,6	778,0
<b>E (kW)</b>	486,0	364,5	243,0
<b>H (kW)</b>	776,1	582,1	388,1
<b><math>\eta</math>eléctrico (%)</b>	36,3	33,5	31,2
<b><math>\eta</math>térmico (%)</b>	56,0	53,5	49,9
<b><math>\eta</math>global (%)</b>	91,1	87,0	81,1

Tabla 32 – Valores a cargas parciales Escenario 1

Con todo esto, ya podemos ver las curvas que nos van a relacionar nuestras tres variables para cualquier estado de carga entre el 100% y el 50%.

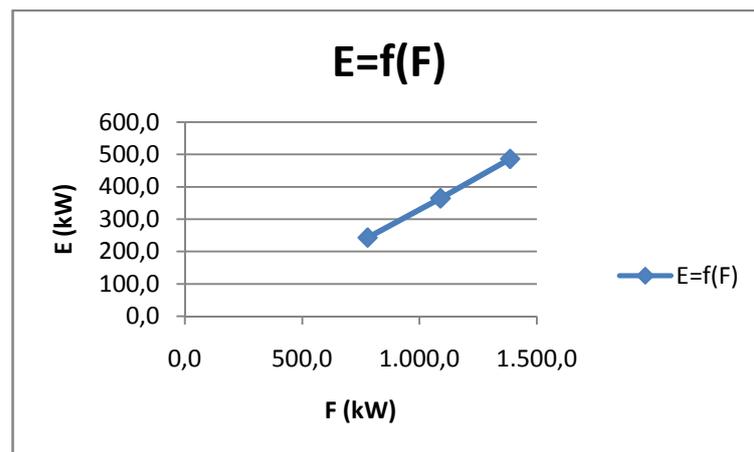


Gráfico 12 – Electricidad en función del combustible

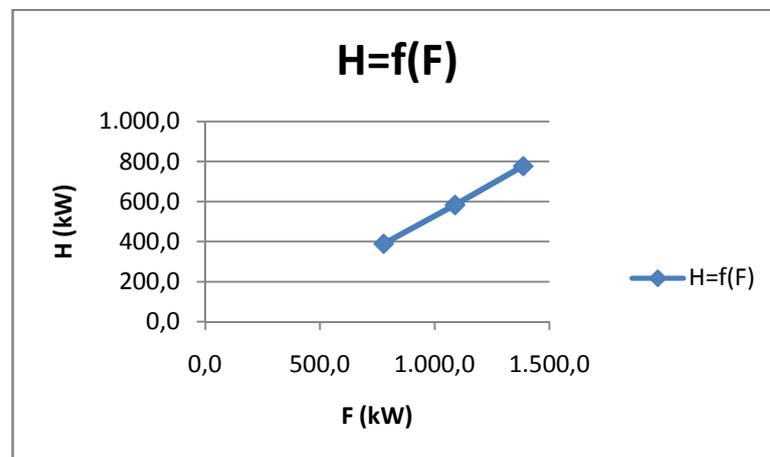


Gráfico 13 –Potencia térmica en función del combustible



En nuestro caso, lo que se pretende calcular es la electricidad generada y la potencia de combustible consumida en función de nuestra demanda térmica, que como hemos dicho arriba, en este escenario es de 532,56 kWt. Dicha relación, la obtenemos mediante **regresión cuadrática**:

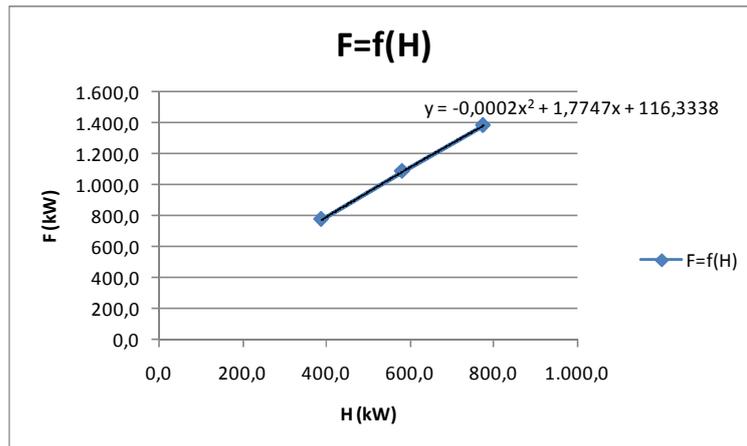


Gráfico 14 – Potencia del combustible en función de la demanda térmica

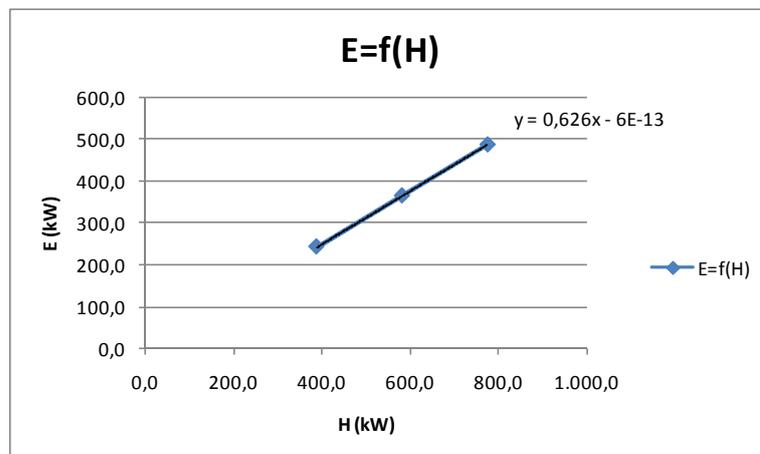


Gráfico 15 – Electricidad generada en función de la demanda térmica

Por tanto, los valores de electricidad y combustible obtenidos para la potencia térmica proporcionada por el motor son:

Hmed, anual (kW)	Fcc (kW)	E (kW)	$\eta$ eléctrico (%)	$\eta$ térmico (%)	$\eta$ global (%)
532,6	1.004,7	333,5	33,2	53,0	86,2

Tabla 33 – Condiciones de trabajo del motor de cogeneración – Escenario 1

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Máquina de absorción**

La máquina de absorción utilizada en este escenario, será la misma para todos los escenarios planteados, y sus características principales aparecen descritas en la *Tabla 27*.

- **Caldera de apoyo**

En este escenario, el máximo calor útil aportado por el motor de cogeneración, hemos visto que es de 532,56 kWt, sin embargo, tal y como se puede ver en la *Tabla 28*, existen horas en las que el edificio demanda más calor, con lo cual nos vemos en la necesidad de instalar una caldera de apoyo que nos satisfaga ese déficit térmico.

La máxima demanda de calor se produce a las 10:00 h del mes de Julio, siendo de 1.334,4 kWt. Con lo cual, la **potencia térmica útil que nos ha de aportar la caldera** será de:

$$H_{caldera,máximo} = 1.334,4 - 532,6 = \mathbf{801,8 \text{ kWt}}$$

Tendremos que seleccionar por tanto una caldera que como mínimo sea capaz de proporcionar esa potencia. La caldera seleccionada, pertenece al fabricante *VISSMAN*, y es el modelo *VITOPLEX 200, SX2A*. Su hoja de características se detalla en el **ANEXO V**.

Consideraremos que la caldera puede trabajar entre el 0 y el 100% de su potencia nominal, permitiendo una modulación exacta a la demanda de la instalación. Utilizaremos la siguiente expresión para la evaluación del rendimiento de la misma:

$$\eta = \eta_{mínimo} + (\eta_{nominal} - \eta_{mínimo}) \frac{F}{F_{nominal}}$$

A partir de la hoja de característica podemos ver que la potencia nominal de la caldera,  $F_{nominal}$  es de 978 kW, y la potencia térmica útil nominal es de 900 kW.

El rendimiento nominal de la misma es por tanto:

$$\eta_{nominal} = \frac{H_{útil}}{F_{nominal}} = \frac{900}{978} = \mathbf{0,92}$$

y consideraremos que el rendimiento se mantiene prácticamente constante, cayendo aproximadamente un 10% cuando el calor aportado es nulo:  $\eta_{mínimo} = \mathbf{0,828}$ .

A continuación se resumen en la siguiente tabla las características técnicas de la caldera:

Potencia térmica útil, $H_{útil}$ (kW)	900
Potencia nominal, $F$ (kW)	978
$\eta_{nominal}$	0,920
$\eta_{mínimo}$	0,828

*Tabla 34 – Datos de funcionamiento caldera Escenario 1*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Por lo tanto, como conocemos los dos puntos de funcionamiento entre los que puede trabajar la caldera ( $\eta_{\min}$ ,  $H=0$ ;  $\eta_{\text{nom}}$ ,  $H_{\text{nom}}$ ), podremos determinar la recta de funcionamiento de la misma, que nos permitirá sacar el rendimiento de esta en cada instante y, conocida la demanda térmica obtener el gas que debemos de aportar para satisfacerla.

$$\eta = \frac{\eta_{\text{nominal}} - \eta_{\text{mínimo}}}{H_{\text{nominal}}} \cdot H_{\text{caldera}} + \eta_{\text{mínimo}} \Rightarrow F = \frac{\eta - \eta_{\text{mínimo}}}{\eta_{\text{nominal}} - \eta_{\text{mínimo}}} \cdot F_{\text{nominal}}$$

Esta recta de funcionamiento viene representada en la siguiente gráfica:

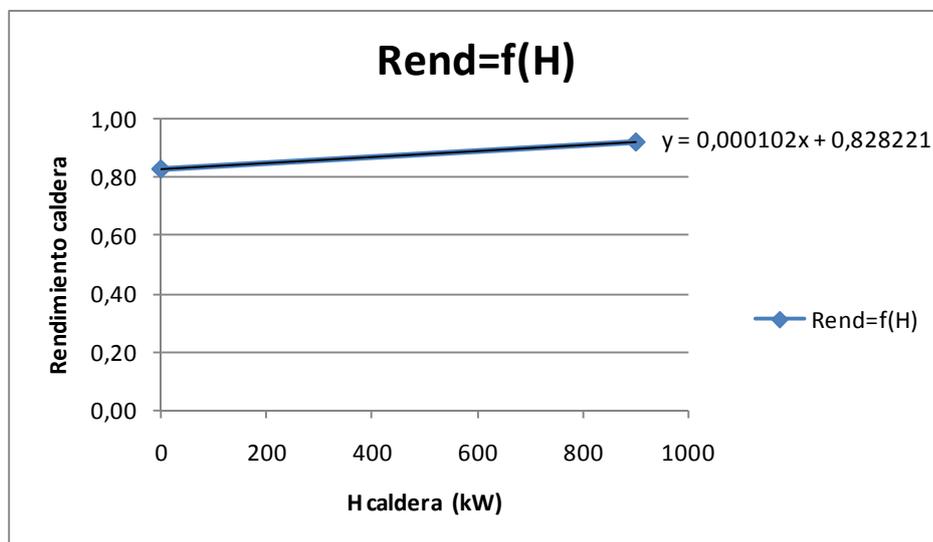


Gráfico 16 – Recta funcionamiento de caldera - Escenario 1

### 8.4.3. Cálculo horario

Para explicar cómo se ha ido confeccionando la tabla con el cálculo horario de cada mes, vamos a utilizar como ejemplo los resultados obtenidos para el mes de **Febrero** (se ha decidido mostrar el cálculo horario de Febrero por ser el mes más frío).

En el **ANEXO VI** se puede ver detalladamente los resultados obtenidos en las horas del día característico de cada mes del año.

	<p><b>JESÚS GRANDE FINCH</b></p> <p>Proyecto Fin de Carrera:  “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”</p>	
Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica		

Hora	Demanda Instalación		Proporciona Motor			Caldera Apoyo		
	E <sub>inst</sub> (kW)	H <sub>inst</sub> (kW)	E <sub>motor</sub> (kW)	H <sub>motor</sub> (kW)	F <sub>cc, motor</sub> (kW)	H <sub>CHP</sub> (kW)	H <sub>NO-CHP</sub> (kW)	F <sub>NO-CHP</sub> (kW)
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	90,0	341,3	333,5	532,6	1.004,7	341,3	0,0	0,0
6	140,0	478,7	333,5	532,6	1.004,7	478,7	0,0	0,0
7	140,0	703,1	333,5	532,6	1.004,7	532,6	170,6	185,3
8	140,0	947,3	333,5	532,6	1.004,7	532,6	414,7	450,6
9	190,0	960,8	333,5	532,6	1.004,7	532,6	428,2	465,3
10	190,0	957,3	333,5	532,6	1.004,7	532,6	424,8	461,6
11	190,0	904,6	333,5	532,6	1.004,7	532,6	372,1	404,3
12	190,0	786,3	333,5	532,6	1.004,7	532,6	253,8	275,8
13	160,0	510,6	333,5	532,6	1.004,7	510,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	140,0	389,3	333,5	532,6	1.004,7	389,3	0,0	0,0
16	160,0	547,6	333,5	532,6	1.004,7	532,6	15,0	16,3
17	160,0	527,4	333,5	532,6	1.004,7	527,4	0,0	0,0
18	160,0	564,5	333,5	532,6	1.004,7	532,6	32,0	34,8
19	160,0	322,9	333,5	532,6	1.004,7	322,9	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
kWh/mes	46.410,0	187.778,2	98.048,8	156.572,6	295.393,6	143.445,7	44.332,5	48.174,7

*Tabla 35 – Valores horarios para el mes de Febrero – Escenario 1*

Como se puede ver en la tabla anterior, la electricidad generada por el motor en todo el mes de Febrero es de 98.048,8 kWh. El calor producido por el motor (**H<sub>motor</sub>**) a cada hora será idéntico durante todos los días del año, pues corresponde al punto de funcionamiento para el cual está regulado en este escenario (calor anual medio demandado: 532,6 kWt).

De este calor generado por el motor, el edificio aprovechará el que realmente demanda en cada hora. A este calor generado por el motor y aprovechado por el edificio es a lo que llamamos calor útil de cogeneración (**H<sub>CHP</sub>**).

Como vemos, existen horas en las que el calor producido por el motor es insuficiente para satisfacer la demanda del edificio (**H<sub>inst</sub>**). Es entonces cuando la caldera de apoyo aporta el calor útil necesario que falta (**H<sub>NO-CHP</sub>**), consumiendo una cantidad de gas natural (**F<sub>NO-CHP</sub>**).

El **consumo total de gas natural** durante todo el mes será por tanto la suma del gas consumido por el motor de cogeneración más el consumido por la caldera de apoyo (**F<sub>cc, motor</sub> + F<sub>NO-CHP</sub>**).



En las siguientes gráficas se refleja la comparación entre la electricidad y el calor demandados frente a la electricidad y calor producidos por el motor en el día característico de cada mes:

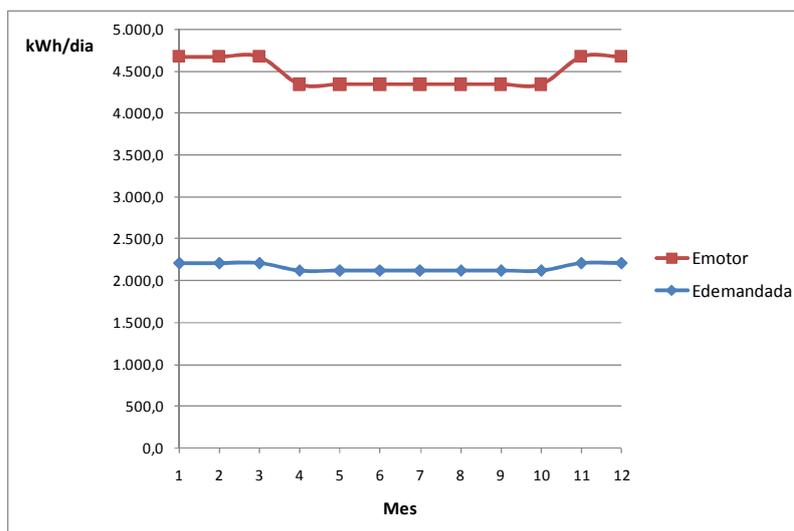


Gráfico 17 – Comparativa de la electricidad demandada y consumida en el día característico de cada mes – Escenario 1

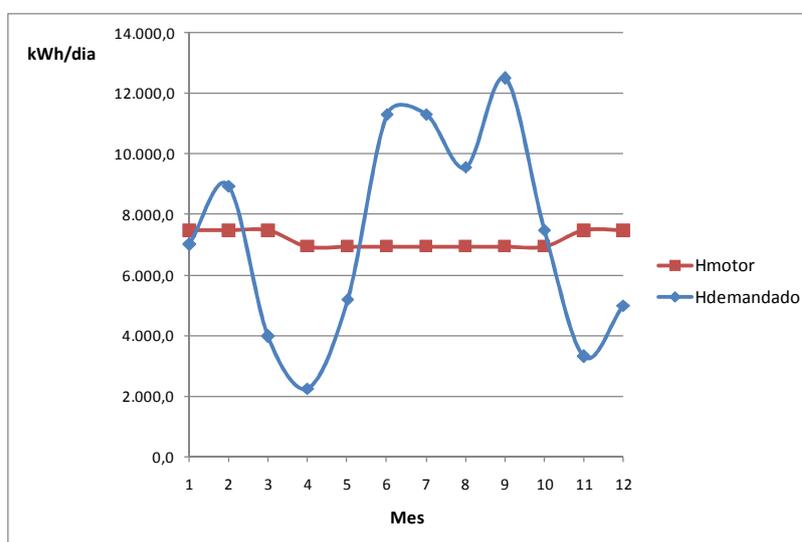


Gráfico 18 – Comparativa del calor demandado y consumido en el día característico de cada mes – Escenario 1

#### 8.4.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración

Una vez sumados los valores de electricidad generada por el motor, combustible consumido y calor útil aprovechado por la instalación en los 12 meses (detallados en el ANEXO VI), estamos en disposición de calcular los parámetros de cogeneración de este escenario.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

<b>E<sub>anual</sub> (MWh)</b>	938,467
<b>H<sub>CHP, anual</sub> (MWh)</b>	1.132,947
<b>F<sub>CC, motor anual</sub> (MWh)</b>	2.827,339
<b>F<sub>NO-CHP</sub> (MWh)</b>	397,354

Tabla 36 – Electricidad generada, calor útil producido y combustible consumido al año – Escenario 1

- **Rendimiento eléctrico equivalente (REE)**

$$REE(\%) = \frac{E_{anual}}{F_{CC,anual} - \frac{H_{CHP,anual}}{Ref H_n}} = \frac{938,467}{2.827,339 - \frac{1.132,947}{0,9}} = 59,8 \%$$

Como se puede ver el REE obtenido es mayor que el REE<sub>min</sub> establecido para motores térmicos que funcionen con gas natural, fijado en un 55%. Además como la potencia eléctrica de nuestro motor (486 kW) es menor que 1 MW, el REE<sub>min</sub> se minorará un 10%, estableciéndose finalmente en un **49,5%**.

El que nuestro REE sea mayor que el mínimo, nos indica que podríamos vender una cierta cantidad de la electricidad generada por nuestro motor en **Régimen Especial**, a precio de tarifa regulada (**PFT**).

La cantidad de esa electricidad generada que podemos vender en Régimen Especial, se determina según el rendimiento global de la instalación.

- **Rendimiento global de la instalación**

$$\eta(\%) = \frac{E_{anual} + H_{CHP,anual}}{F_{CC,anual}} = \frac{938,467 + 1.132,947}{2.827,339} = 73,3 \%$$

Como vemos el rendimiento global es **menor que el 75%** de rendimiento umbral para motores de cogeneración. Por lo tanto la electricidad generada que podremos vender en Régimen Especial, **E<sub>CHP</sub>**, será:

$$E_{CHP} = C \cdot H_{CHP}$$

Siendo **C** la relación entre la potencia eléctrica y la potencia térmica de nuestro motor en condiciones nominales (486 kW<sub>e</sub> y 776,1 kW<sub>t</sub> respectivamente). Por tanto, **C = 0,756**.

La cantidad de electricidad generada por nuestro motor que no se pueda vender en Régimen Especial, se le llamará **E<sub>NO-CHP</sub>**, electricidad de no cogeneración, y en caso de venderla, se hará al precio del mercado diario (**PMD**).

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

• **Ahorro de Energía Primaria (PES)**

$$PES (\%) = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{RefH_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{RefE_{\eta} \cdot FC_{ref}}} \right] \cdot 100 = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{53,01}{90} + \frac{33,19}{52,5 \cdot 0,935}} \right] \cdot 100 = 21,0 \%$$

Al ser mayor del 0%, según la Directiva 2004/8/CE, estaríamos ante **cogeneración de alta eficiencia**.

• **Ahorro Neto de Energía Primaria (AEP)**

$$AEP = \frac{E_{anual}}{Ref E_{\eta} \cdot FC_{ref}} + \frac{H_{CHP,anual}}{Ref H_{\eta}} - F_{CC,anual} = \frac{938,467}{0,525 \cdot 0,935} + \frac{1.132,947}{0,9} - 2.827,339 = 323,1 \text{ MWh}$$

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para los parámetros de cogeneración en este primer escenario:

<b>Rendimiento Eléctrico Equivalente, REE (%)</b>	59,8
<b>Rendimiento Global instalación, <math>\eta</math> (%)</b>	73,3
<b>Ahorro Energía Primaria, PES (%)</b>	21,0
<b>Ahorro Neto de Energía Primaria, AEP (MWh)</b>	323,1

*Tabla 37 – Parámetros de cogeneración – Escenario 1*

Una vez conocidos los parámetros de cogeneración del escenario, estamos en disposición de calcular los ingresos o gastos económicos por la venta o compra de la electricidad generada por nuestro motor.

**Compararemos en cada período de facturación eléctrica, el precio al que podríamos vender la electricidad generada ( $E_{NO-CHP}$  a PMD y  $E_{CHP}$  a PFT) con el precio de compra de la electricidad.** En función de esto, podemos tomar distintas decisiones:

- Si el precio al que se vende la electricidad producida es mayor que el precio de compra de ésta, venderemos toda la electricidad producida, y compraremos a cada hora la electricidad que nos haga falta.
- En el caso en el que haya una porción de electricidad producida declarada como  $E_{NO-CHP}$ , ésta solo podría venderse a PMD (precio muy bajo), con lo cual, nos interesaría auto-consumir esta electricidad y así comprar la mínima posible.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 8.4.5. Cálculo mensual

Para el cálculo completo de de la electricidad vendida y comprada en cada período, se plantean dos alternativas posibles:

##### 8.4.5.1. Alternativa 1

Debido a la actual **vigencia del Real Decreto Ley 1/2012**, del 27 de enero, por el que se suspenden los incentivos económicos para nuevas instalaciones en Régimen Especial, supondremos que, aunque nuestra instalación esté en condiciones de vender parte de la electricidad producida en Régimen Especial (pues  $REE > REE_{min}$ ), **únicamente se podrá vender electricidad a precio de mercado diario, PMD**. (Toda la electricidad generada será  $E_{NO-CHP}$ ).

Lógicamente, esta alternativa implica una gran reducción de los ingresos anuales que obtendríamos por la venta de electricidad a precio de tarifa regulada, alargando consecuentemente el periodo de retorno de la inversión.

A continuación se resumen los **resultados mensuales** y los ingresos totales anuales obtenidos:

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Motor		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Emotor (kW)	Hmotor (kW)	Fcc, motor (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	146.944,2	98.048,8	156.572,6	295.393,6	130.659,9	16.284,3	17.695,6
Febrero	46.410,0	187.778,2	98.048,8	156.572,6	295.393,6	143.445,7	44.332,5	48.174,7
Marzo	44.200,0	79.182,9	93.379,8	149.116,8	281.327,3	76.899,9	2.283,0	2.480,9
Abril	23.320,0	24.683,2	47.690,4	76.156,1	143.677,8	24.683,2	0,0	0,0
Mayo	46.640,0	114.365,6	95.380,8	152.312,2	287.355,7	109.668,8	4.696,9	5.103,9
1ª Junio	23.320,0	124.370,8	47.690,4	76.156,1	143.677,8	73.948,0	50.422,7	54.792,7
2ª Junio	21.200,0	113.064,3	43.354,9	69.232,8	130.616,2	67.225,5	45.838,9	49.811,6
Julio	46.640,0	210.112,4	95.380,8	152.312,2	287.355,7	138.642,4	71.470,0	77.664,1
Septiembre	38.160,0	224.755,8	78.038,9	124.619,0	235.109,2	123.825,5	100.930,3	109.677,6
Octubre	38.160,0	134.342,2	78.038,9	124.619,0	235.109,2	105.127,4	29.214,9	31.746,8
Noviembre	46.410,0	69.181,6	98.048,8	156.572,6	295.393,6	69.181,6	0,0	0,0
Diciembre	30.940,0	69.829,2	65.365,9	104.381,8	196.929,1	69.639,0	190,1	206,6

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,vendida (kW)	ENO-CHP,vendida (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta a PMD (€)
Enero	0,0	98.048,8	0,0	51.638,8	46.410,0	0,0	2.440,4
Febrero	0,0	98.048,8	0,0	51.638,8	46.410,0	0,0	2.440,4
Marzo	0,0	93.379,8	0,0	49.179,8	44.200,0	0,0	2.324,2
Abril	0,0	47.690,4	0,0	24.370,4	23.320,0	0,0	1.151,7
Mayo	0,0	95.380,8	0,0	48.740,8	46.640,0	0,0	2.303,4
1ª Junio	0,0	47.690,4	0,0	24.370,4	23.320,0	0,0	1.151,7
2ª Junio	0,0	43.354,9	0,0	22.154,9	21.200,0	0,0	1.047,0
Julio	0,0	95.380,8	0,0	48.740,8	46.640,0	0,0	2.303,4
Septiembre	0,0	78.038,9	0,0	39.878,9	38.160,0	0,0	1.884,6
Octubre	0,0	78.038,9	0,0	39.878,9	38.160,0	0,0	1.884,6
Noviembre	0,0	98.048,8	0,0	51.638,8	46.410,0	0,0	2.440,4
Diciembre	0,0	65.365,9	0,0	34.425,9	30.940,0	0,0	1.626,9

**22.998,7 €**

Tabla 38 – Resultados mensuales Alternativa 1 – Escenario 1

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En el **ANEXO VI** se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

#### 8.4.5.2. Alternativa 2

Por otro lado, en este caso calcularemos los resultados mensuales obtenidos, **suponiendo que pudiésemos vender la electricidad producida considerada como  $E_{CHP}$** , en Régimen Especial, a precio de tarifa regulada, **PFT**. Además, existirá otra porción de electricidad considerada como  **$E_{NO-CHP}$** , que se venderá a **PMD**.

Los resultados totales de cada mes, y el ingreso total anual obtenido en esta segunda alternativa, quedan por tanto:

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Motor		Fcc, motor (kW)	HCHP (kW)	Caldera Apoyo	
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Emotor (kW)	Hmotor (kW)			HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	146.944,2	98.048,8	156.572,6	295.393,6	130.659,9	16.284,3	17.695,6
Febrero	46.410,0	187.778,2	98.048,8	156.572,6	295.393,6	143.445,7	44.332,5	48.174,7
Marzo	44.200,0	79.182,9	93.379,8	149.116,8	281.327,3	76.899,9	2.283,0	2.480,9
Abril	23.320,0	24.683,2	47.690,4	76.156,1	143.677,8	24.683,2	0,0	0,0
Mayo	46.640,0	114.365,6	95.380,8	152.312,2	287.355,7	109.668,8	4.696,9	5.103,9
1ª Junio	23.320,0	124.370,8	47.690,4	76.156,1	143.677,8	73.948,0	50.422,7	54.792,7
2ª Junio	21.200,0	113.064,3	43.354,9	69.232,8	130.616,2	67.225,5	45.838,9	49.811,6
Julio	46.640,0	210.112,4	95.380,8	152.312,2	287.355,7	138.642,4	71.470,0	77.664,1
Septiembre	38.160,0	224.755,8	78.038,9	124.619,0	235.109,2	123.825,5	100.930,3	109.677,6
Octubre	38.160,0	134.342,2	78.038,9	124.619,0	235.109,2	105.127,4	29.214,9	31.746,8
Noviembre	46.410,0	69.181,6	98.048,8	156.572,6	295.393,6	69.181,6	0,0	0,0
Diciembre	30.940,0	69.829,2	65.365,9	104.381,8	196.929,1	69.639,0	190,1	206,6

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,vendida (kW)	ENO-CHP,vendida (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta (€)
Enero	81.820,3	16.228,5	66.997,8	1.171,6	29.879,4	16.530,6	12.017,2
Febrero	89.826,8	8.222,0	73.894,1	624,8	23.530,0	22.880,0	13.252,3
Marzo	48.155,3	45.224,5	48.155,3	13.162,2	32.062,3	12.137,7	9.118,7
Abril	15.456,8	32.233,6	15.456,8	8.913,6	23.320,0	0,0	3.184,5
Mayo	68.675,4	26.705,4	68.675,4	2.882,2	23.823,2	22.816,8	12.459,8
1ª Junio	46.306,8	1.383,6	46.306,8	0,0	1.383,6	21.936,4	8.292,4
2ª Junio	42.097,1	1.257,8	30.497,6	0,0	12.857,4	8.342,6	5.414,2
Julio	86.818,9	8.561,9	65.360,5	144,4	29.875,9	16.764,1	11.590,4
Septiembre	77.540,5	498,4	77.540,5	0,0	498,4	37.661,6	13.888,9
Octubre	65.831,6	12.207,3	65.831,6	1.770,2	10.437,1	27.722,9	11.889,7
Noviembre	43.322,0	54.726,8	43.322,0	11.567,7	43.159,0	3.251,0	8.241,7
Diciembre	43.608,5	21.757,4	39.741,0	2.651,5	22.973,4	7.966,6	7.189,7

**116.539,4 €**

Tabla 39 – Resultados mensuales Alternativa 2 – Escenario 1

En el **ANEXO VI** se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 8.4.6. Coste del aprovisionamiento energético

##### 8.4.6.1. Gas Natural

Por un lado, ahora tendremos el coste total anual relativo al gas natural consumido por el motor de cogeneración y por la caldera de apoyo, el cual es el mismo tanto para la Alternativa 1 como para la Alternativa 2:

COSTE GAS MOTOR		COSTE GAS CALDERA	
Caudal de Gas (m3/h)	116,1	Caudal de Gas (m3/h)	100,7
Alquiler contador (€)	478,1	Alquiler contador (€)	304,8
Termino Fijo (€)	1.928,2	Termino Fijo (€)	1.928,2
Termino Variable (€)	92.528,2	Termino Variable (€)	13.003,9
IVA (€)	19.936,2	IVA (€)	3.199,7
<b>TOTAL (€)</b>	<b>114.870,7</b>	<b>TOTAL (€)</b>	<b>18.436,6</b>
<b>TOTAL GAS NATURAL (€)</b>			
<b>133.307,3</b>			

Tabla 40 – Coste del aprovisionamiento del gas natural – Escenario 1

##### 8.4.6.2. Electricidad

- **Alternativa 1**

De las 5 situaciones en las que desglosamos el consumo eléctrico anual del edificio en el apartado 6.1.4.1 (cuyos resultados se adjuntan en el **ANEXO I**), ahora para calcular el Término de Facturación de Energía anual, no tenemos en cuenta el consumo eléctrico perteneciente a las máquinas climatizadoras.

Además, tampoco hemos de considerar el consumo de electricidad que en la situación inicial considerábamos por el resto de cargas (electricidad de “no climatización”) en las horas de encendido de las máquinas climatizadoras, pues esta electricidad será proporcionada por nuestro motor de cogeneración.

En los períodos en los que la electricidad generada por el motor sea insuficiente, o se decida vender y comprar la que se necesite en cada momento, tendremos que considerar el coste por compra de electricidad, incluyéndolo en el nuevo término de facturación de energía.

Tal y como se puede ver en los resultados completos anuales reflejados en el **ANEXO VI**, en esta alternativa no existen horas en las que tengamos que comprar electricidad, ya que

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

de la electricidad generada por el motor, auto-consumimos la necesaria y vendemos la excedente.

Por otro lado, al no existir ya el consumo eléctrico de las máquinas climatizadoras (pues han sido sustituidas por el motor), si estudiamos los nuevos consumos de electricidad en los distintos períodos tarifarios, se puede llevar a cabo un **reajuste de la potencia contratada en cada período tarifario**, proponiéndose esta nueva configuración:

Periodos	Pot.Contractada		
<b>P1 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,1</sub> (€/kW-mes)</b>	1,473592
<b>P2 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,2</sub> (€/kW-mes)</b>	0,737434
<b>P3 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,3</sub> (€/kW-mes)</b>	0,539679
<b>P4 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,4</sub> (€/kW-mes)</b>	0,539679
<b>P5 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,5</sub> (€/kW-mes)</b>	0,539679
<b>P6 (kW)</b>	300	<b>T<sub>p,6</sub> (€/kW-mes)</b>	0,246236

Tabla 41 – Reajuste de la potencia contratada – Escenario 1

Los resultados del aprovisionamiento eléctrico total anual obtenido para esta primera alternativa, se muestran a continuación:

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	48.847,6
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	3.012,7
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	13.168,4
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>75.875,3 €</b>

Tabla 42 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 1 – Escenario 1

- **Alternativa 2**

En esta alternativa, sí hemos de considerar en el término de facturación de energía el coste asociado a la energía que compramos en ciertas horas del año, tal y como puede verse en la *Tabla 39*. El término de facturación de potencia (TFP) será el mismo que el propuesto en la Alternativa 1 (*Tabla 42*), pues aunque compramos electricidad en ciertas horas, ésta no supera en ningún período tarifario los 200 kW.

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	71.660,8
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	4.179,1
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	18.204,2
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>104.890,7 €</b>

Tabla 43 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 2 – Escenario 1

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

#### 8.4.7. Estudio económico

Una vez estudiada la instalación desde el punto de vista energético, realizamos ahora un estudio económico de rentabilidad (calculando el VAN y el TIR) a fin de buscar la viabilidad o no de la instalación.

En Valor Actualizado Neto, **VAN**, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (que se actualiza mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial y los costes que drante el futuro se originen, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

En nuestro caso, el flujo de caja es el **ahorro anual, A**, en el aprovisionamiento energético, definido como:

$$A = \text{Coste aprovisionamiento inicial} - (\text{coste final} - \text{ingresos por venta de electricidad})$$

Los costes que se originan durante el proyecto consideraremos que son exclusivamente los **costes de mantenimiento, M**, de la maquinaria, que evaluaremos por hora de funcionamiento del sistema de cogeneración:

$$M = 8 \text{ €/h}$$

La **inversión inicial, I<sub>0</sub>**, será el coste llave en mano del motor de cogeneración, caldera de apoyo y máquina de absorción:

$$I_0 = \text{coste motor} + \text{coste caldera} + \text{coste máquina absorción}$$

Las tasas con las que trabajaremos son:

- **‘e’, interés capital:** consideramos el Euribor promediado del último trimestre del año 2012, que indica el tipo de interés al que las entidades financieras se prestan el dinero en el mercado interbancario del euro:

$$e = 0,5685\%$$

- **‘i’, inflación:** es el incremento generalizado de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado. Tomaremos la inflación anual del período Enero 2012 – Enero 2013:

$$i = 2,7\%$$

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **‘k’, tasa de actualización:** es una tasa que define cómo se devalúa el dinero en el futuro. Está compuesta por el interés capital y la inflación:

$$k = e + i * (1 + e) + r = 0,033$$

- **‘r’, prima de riesgo:** en nuestro caso, la tomaremos igual a cero.
- **‘m’, inflación del mantenimiento:** es un índice que estima el aumento del precio de los gastos de mantenimiento del motor (mano de obra y repuestos).

$$m = 3\%$$

- **‘c’, inflación de la energía:** es un valor promedio que utilizaremos para cuantificar el incremento anual de los precios del gas natural y de la electricidad.

$$c = 12\%$$

La expresión para el cálculo del **VAN en el año ‘n’** es la siguiente:

$$VAN(n) = -I_0 + A \left[ \frac{\left(\frac{1+c}{1+k}\right)^n - 1}{\left(\frac{1+c}{1+k}\right) - 1} \right] - M \left[ \frac{\left(\frac{1+m}{1+k}\right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+k}\right) - 1} \right]$$

Por otro lado, la Tasa Interna de Retorno, **TIR**, en el año ‘n’ posterior a la puesta en funcionamiento de la instalación, es el valor de la tasa de actualización (k) que haría nuestro VAN en ese año cero. Es decir, es el valor de la tasa de actualización para el cual retornaría la inversión en el período ‘n’.

$$0 = -I_0 + A \left[ \frac{\left(\frac{1+c}{1+TIR}\right)^n - 1}{\left(\frac{1+c}{1+TIR}\right) - 1} \right] - M \left[ \frac{\left(\frac{1+m}{1+TIR}\right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+TIR}\right) - 1} \right]$$

#### 8.4.7.1. Alternativa 1

En la siguiente tabla se muestra, por un lado los costes anuales del aprovisionamiento en las situaciones inicial (compra de electricidad) y final (compra de electricidad y gas natural), y por otro lado los ingresos anuales por la venta de electricidad generada.

Del mismo modo, se puede ver el coste de la inversión inicial realizada (motor de cogeneración, caldera de apoyo y máquina de absorción) que, lógicamente será el mismo en las dos alternativas planteadas en este escenario.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
Coste aprovisionamiento Inicial (k€)	243,52
Coste aprovisionamiento Final (k€)	209,18
Ingresos por venta de electricidad (k€)	23,00
Coste motor cogeneración (k€)	116,64
Coste caldera (k€)	24,53
Coste Máquina Absorción (k€)	180,67

Tabla 44 – Estudio económico – Alternativa 1 – Escenario 1

A continuación se muestra valor obtenido para el VAN y el TIR en este primer escenario, para cada una de las alternativas planteadas:

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	57,3	7,5	-272,0
2	119,5	15,0	-217,3
3	186,9	22,5	-157,4
4	260,0	29,9	-91,7
5	339,3	37,3	-19,9
6	425,3	44,7	58,7
7	518,5	52,1	144,5
8	619,6	59,5	238,2
9	729,2	66,8	340,5
10	848,1	74,2	452,1
11	977,0	81,5	573,7
12	1.116,7	88,7	706,2
13	1.268,3	96,0	850,5
14	1.432,7	103,3	1.007,6
15	1.610,9	110,5	1.178,6
16	1.804,2	117,7	1.364,7
17	2.013,8	124,9	1.567,1
18	2.241,1	132,0	1.787,2
19	2.487,5	139,2	2.026,5
20	2.754,8	146,3	2.286,6

Tabla 45 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 1 – Escenario 1

A su vez, en la siguiente gráfica se recoge gráficamente la evolución del VAN, apreciándose claramente que la inversión inicial retorna entre el quinto y sexto año una vez puesta en marcha la instalación.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

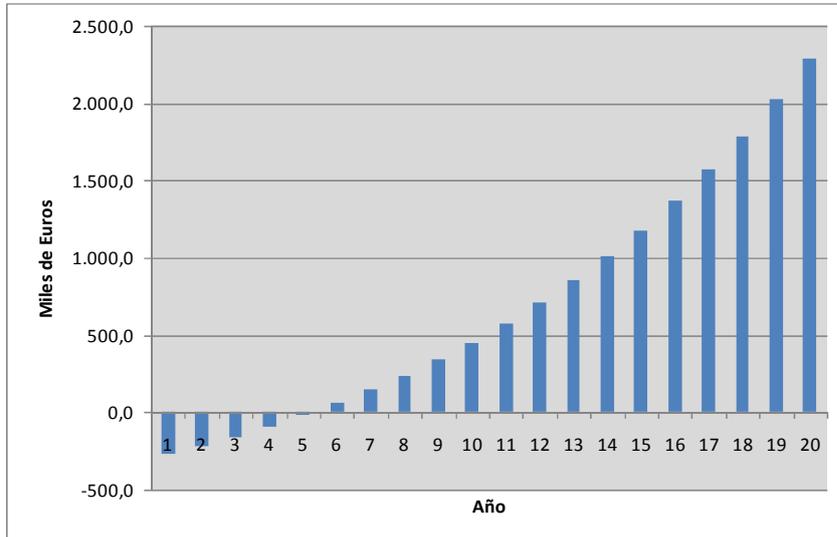


Gráfico 19 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 1 – Escenario 1

TIR	
5 años	0,004
7 años	0,163
10 años	0,260
20 años	0,327

Tabla 46 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 1 – Escenario 1

#### 8.4.7.2. Alternativa 2

Los resultados obtenidos para la segunda alternativa propuesta son:

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
Coste aprovisionamiento inicial (k€)	243,52
Coste aprovisionamiento final (k€)	238,20
Ingresos por venta de electricidad (k€)	116,54
Coste motor cogeneración (k€)	116,64
Coste caldera (k€)	24,53
Coste Máquina Absorción (k€)	180,67

Tabla 47 – Estudio económico – Alternativa 2 – Escenario 1

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Como se observa, en este caso obtendríamos unos elevados ingresos anuales por la venta de electricidad generada por el motor, pues como ya se explicó, en esta segunda alternativa suponemos que sí se podría vender la electricidad en Régimen Especial.

El VAN y el TIR obtenidos para esta segunda alternativa son:

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	121,9	7,5	-207,5
2	254,0	15,0	-82,8
3	397,3	22,5	53,0
4	552,7	29,9	200,9
5	721,2	37,3	362,0
6	903,9	44,7	537,3
7	1.102,0	52,1	728,1
8	1.316,9	59,5	935,6
9	1.549,9	66,8	1.161,2
10	1.802,5	74,2	1.406,5
11	2.076,5	81,5	1.673,2
12	2.373,6	88,7	1.963,0
13	2.695,8	96,0	2.277,9
14	3.045,1	103,3	2.620,0
15	3.423,9	110,5	2.991,6
16	3.834,8	117,7	3.395,2
17	4.280,2	124,9	3.833,5
18	4.763,3	132,0	4.309,4
19	5.287,1	139,2	4.826,1
20	5.855,2	146,3	5.387,0

Tabla 48 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 2 – Escenario 1

Vemos que la inversión inicial realizada retornaría en un período de tiempo mucho más corto que en la Alternativa 1, exactamente entre el segundo y tercer año de funcionamiento.

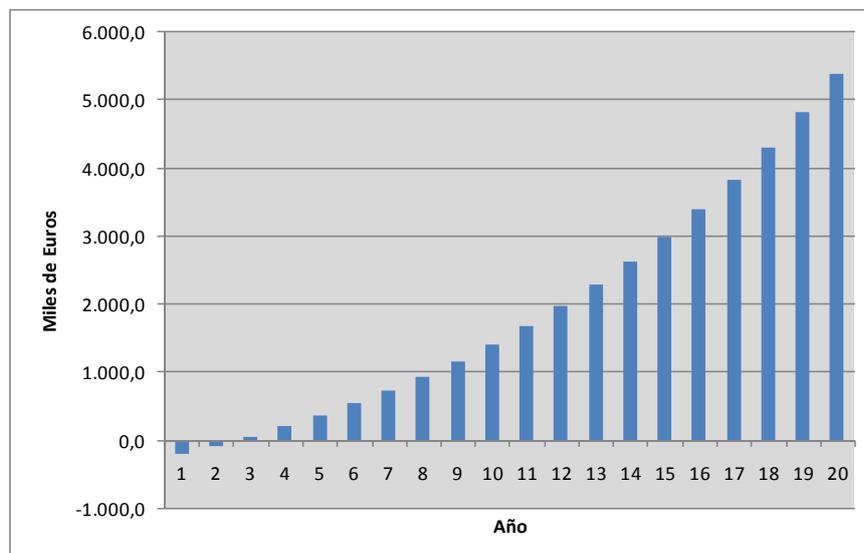


Gráfico 20 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 2 – Escenario 1

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

TIR	
5 años	0,590
7 años	0,692
10 años	0,733
20 años	0,745

Tabla 49 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 2 – Escenario 1

## 8.5. Escenario 2 con Motor de cogeneración

### 8.5.1. Descripción general

En este caso, seleccionaremos un **motor de cogeneración** que se irá regulando cada mes, de forma que nos **satisfaga la demanda térmica media mensual**. En la *Tabla 28* del apartado 8.1, se puede ver las demandas térmicas mensuales de los 12 meses del año.

### 8.5.2. Selección de equipos

- **Motor de cogeneración**

En este segundo escenario el motor que vamos a escoger también pertenece al catálogo de *Caterpillar*, serie *G3508 Gas Generator Set*, modelo *DM0536*, de **516 kW de electricidad nominal**. La hoja de características completas del mismo, se adjunta en el **ANEXO V**.

Como se puede ver en la *Tabla 28*, la máxima demanda media mensual, tiene lugar en el mes de Septiembre, y es de 960,5 kWt, con lo que el motor tendrá que proporcionar como mínimo esa potencia térmica en condiciones nominales.

A continuación se detallan los valores de potencia aportada por el combustible ( $F_{cc}$ ) y potencia térmica útil ( $H$ ), en condiciones nominales:

$$F_{cc \text{ nominal}} \text{ (kW)} = 1.724,2 \text{ kW}$$

$$H_{\text{nominal}} = 1040,6 \text{ kW}$$

En la siguiente tabla se pueden ver los valores a cargas parciales de potencia aportada por el combustible, electricidad y potencia térmica útil disipada, así como el rendimiento eléctrico, térmico y global:

	100%	75%	50%
Fcc (kW)	1.724,2	1.308,8	966,0
E (kW)	516,0	387,0	258,0
H(kW)	1.040,6	780,5	520,3
$\eta_{\text{eléctrico}}$ (%)	29,9	29,6	26,7
$\eta_{\text{térmico}}$ (%)	60,4	59,6	53,9
$\eta_{\text{global}}$ (%)	90,3	89,2	80,6

Tabla 50 – Valores a cargas parciales Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Se pueden ver seguidamente las gráficas que nos permitirían sacar los valores de electricidad y calor útil generado por nuestro motor de cogeneración para cualquier régimen de carga comprendido entre el 50 y el 100%.

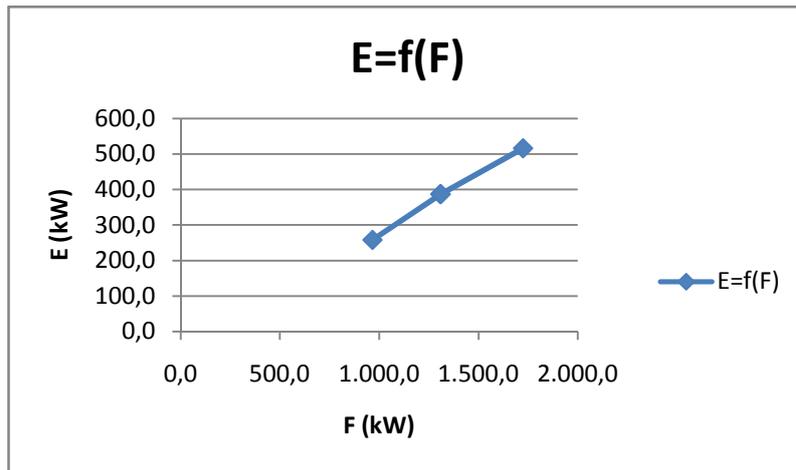


Gráfico 21 – Electricidad en función del combustible

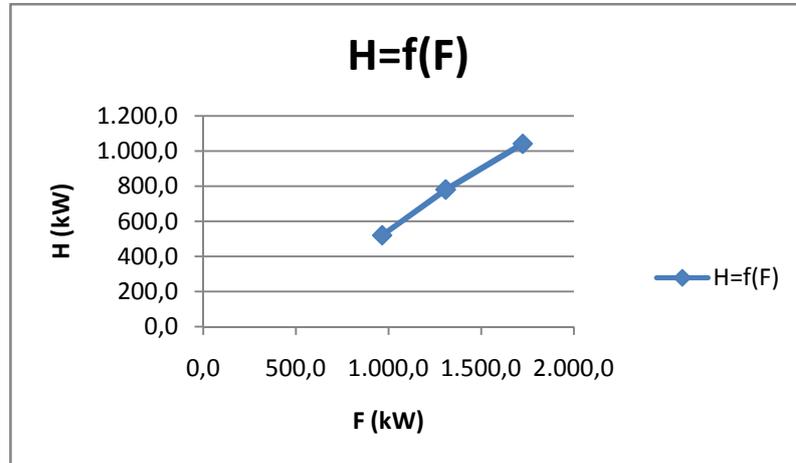


Gráfico 22 – Calor útil en función del combustible

Lo que se pretende ahora, es calcular los valores de potencia aportada por el combustible y electricidad generada por el motor en función de la demanda térmica aportada por este. Con lo cual, tendremos que calcular dichos parámetro para cada uno de los meses.

A continuación se puede ver gráficamente la relación cuadrática entre la potencia del combustible y la electricidad generada por el motor en función de la demanda térmica suministrada por éste:

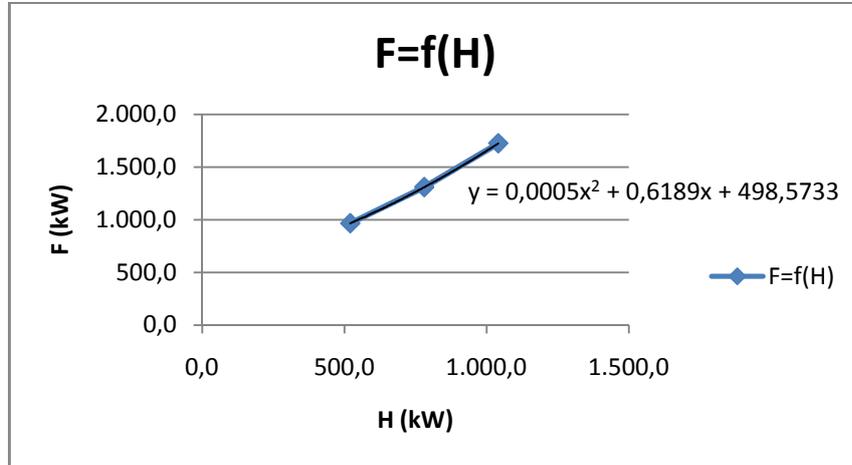


Gráfico 23 – Potencia del combustible en función de la demanda térmica

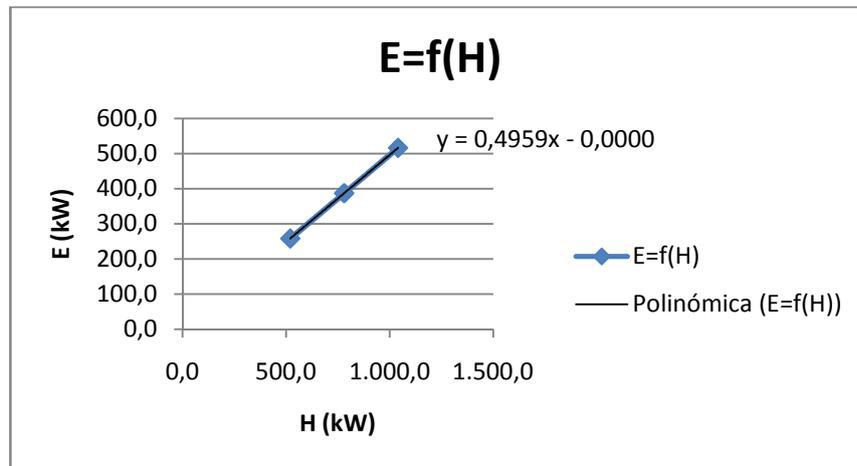


Gráfico 24 – Electricidad generada en función de la demanda térmica

Con lo cual, ya estamos en disposición de calcular mes a mes, la electricidad proporcionada por el motor y el consumo de éste en función de la potencia térmica útil aportada.

En la siguiente tabla se reflejan los resultados obtenidos, así como los distintos rendimientos:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

	Hmed (kW)	Fcc (kW)	E (kW)	$\eta$ eléctrico (%)	$\eta$ térmico (%)	$\eta$ global (%)
ENERO	499,8	807,9	247,4	30,6	61,9	92,5
FEBRERO	638,7	893,9	316,1	35,4	71,5	106,8
MARZO	282,8	673,6	140,0	20,8	42,0	62,8
ABRIL	172,6	605,4	85,4	14,1	28,5	42,6
MAYO	399,9	746,1	197,9	26,5	53,6	80,1
1ª JUN	869,7	1.036,8	430,4	41,5	83,9	125,4
2ª JUN	869,7	1.036,8	430,4	41,5	83,9	125,4
JULIO	734,7	953,3	363,6	38,1	77,1	115,2
SEPTIEMBRE	960,5	1.093,0	475,3	43,5	87,9	131,4
OCTUBRE	574,1	853,9	284,1	33,3	67,2	100,5
NOVIEMBRE	235,3	644,2	116,5	18,1	36,5	54,6
DICIEMBRE	356,3	719,1	176,3	24,5	49,5	74,1

Tabla 51 – Condiciones de trabajo del motor de cogeneración – Escenario 2

- **Máquina de absorción**

La máquina de absorción utilizada en este escenario, será la misma para todos los escenarios planteados, y sus características principales aparecen descritas en la *Tabla 27*.

- **Caldera de apoyo**

Al igual que en el Escenario 1, existen horas en las cuales el motor no es capaz de aportar la demanda de calor del edificio, con lo cual precisamos de una caldera que nos aporte ese calor necesario.

En este caso, el máximo calor útil proporcionado por la caldera corresponderá, al igual que antes, al mes de Julio, puesto que la diferencia entre el calor demandado en una de sus horas (1.334,4 kWt, a las 10:00) y el calor proporcionado por el motor durante ese mes (734,7 kWt) es la máxima diferencia del año.

$$H_{caldera,máximo} = 1.334,4 - 734,7 = 599,7 \text{ kWt}$$

Por tanto, vemos que en este escenario, la potencia de la caldera necesaria es algo menor que en el escenario anterior.

La caldera seleccionada en este caso, también pertenece al fabricante *VISSMAN*, y es el modelo *VITOPLEX 300, TX3A*. Su hoja de características se detalla en el **ANEXO V**.

Se puede ver a continuación las características técnicas de la caldera:

Potencia térmica útil, $H_{\text{útil}}$ (kW)	620
Potencia nominal, F (kW)	667
$\eta_{\text{nominal}}$	0,930
$\eta_{\text{mínimo}}$	0,837

Tabla 52 – Datos de funcionamiento caldera Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Al igual que se hizo en el Escenario 1, se representa a continuación la recta de funcionamiento de la caldera, a partir de la cual podremos sacar el rendimiento de la misma en cada instante en función del calor útil suministrado, y a partir de éste, obtener la potencia aportada por el gas natural, F.

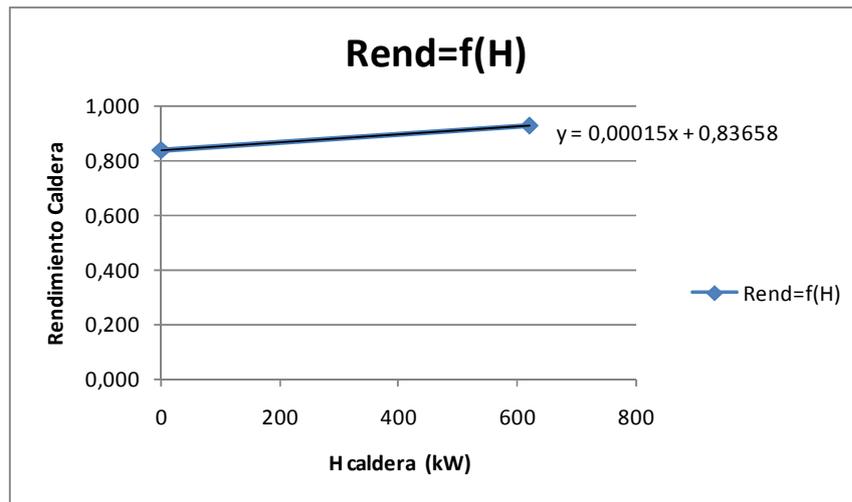


Gráfico 25 – Recta funcionamiento de caldera - Escenario 2

### 8.5.3. Cálculo horario

Los resultados detallados de todo el año se adjuntan en el **ANEXO VII**.

Al igual que en el Escenario 1, a continuación se muestra los resultados obtenidos en el cálculo horario del mes de Febrero.

Tal y como se puede ver en la tabla, ahora el motor está regulado de forma que durante todas las horas de funcionamiento del mes, trabaja a unas condiciones de trabajo constantes. En la *Tabla 51*, anteriormente mostrada, se pueden ver las condiciones de trabajo de cada mes.



### JESÚS GRANDE FINCH

Proyecto Fin de Carrera:  
 “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”



#### Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica

Hora	Demanda Inst.		Proporciona Motor		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Emotor (kW)	Hmotor (kW)	Fcc, motor (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	90,0	341,3	316,1	638,7	893,9	341,3	0,0	0,0
6	140,0	478,7	316,1	638,7	893,9	478,7	0,0	0,0
7	140,0	703,1	316,1	638,7	893,9	638,7	64,4	69,3
8	140,0	947,3	316,1	638,7	893,9	638,7	308,6	331,9
9	190,0	960,8	316,1	638,7	893,9	638,7	322,1	346,5
10	190,0	957,3	316,1	638,7	893,9	638,7	318,6	342,8
11	190,0	904,6	316,1	638,7	893,9	638,7	265,9	286,1
12	190,0	786,3	316,1	638,7	893,9	638,7	147,6	158,8
13	160,0	510,6	316,1	638,7	893,9	510,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	140,0	389,3	316,1	638,7	893,9	389,3	0,0	0,0
16	160,0	547,6	316,1	638,7	893,9	547,6	0,0	0,0
17	160,0	527,4	316,1	638,7	893,9	527,4	0,0	0,0
18	160,0	564,5	316,1	638,7	893,9	564,5	0,0	0,0
19	160,0	322,9	316,1	638,7	893,9	322,9	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>kWh/mes</b>	<b>46.410,0</b>	<b>187.778,2</b>	<b>92.931,4</b>	<b>187.778,2</b>	<b>262.795,5</b>	<b>157.806,1</b>	<b>29.972,1</b>	<b>32.244,3</b>

Tabla 53 – Valores horarios para el mes de Febrero – Escenario 2

En las siguientes gráficas se refleja la comparación entre la electricidad y el calor demandados frente a la electricidad y calor producidos por el motor en el día característico de cada mes:

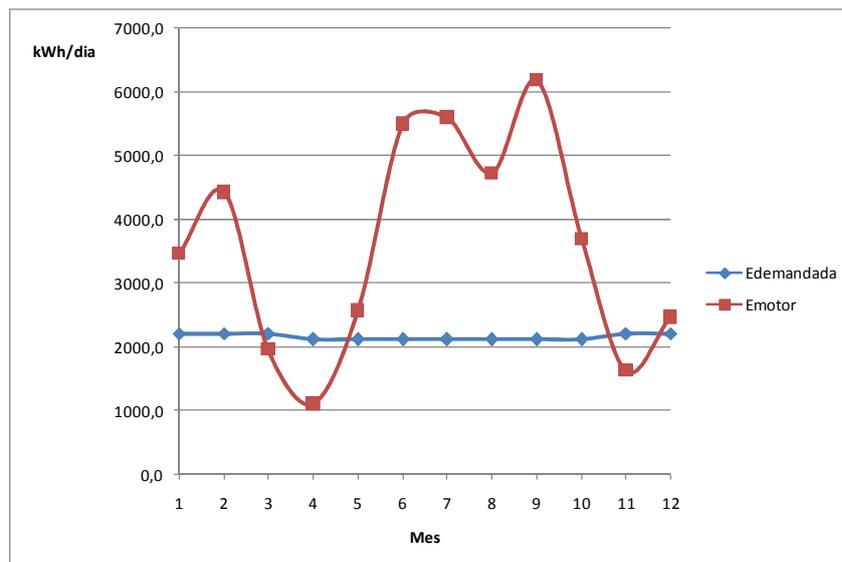


Gráfico 26 – Comparativa de la electricidad demandada y consumida en el día característico de cada mes – Escenario 2

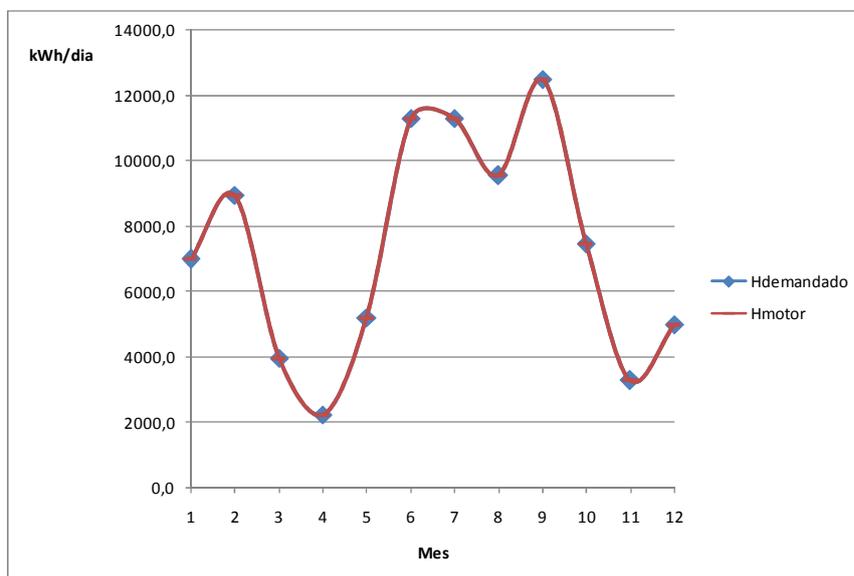


Gráfico 27 – Comparativa del calor demandado y consumido en el día característico de cada mes – Escenario 2

### 8.5.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración

Al igual que en el Escenario 1, una vez sumados los valores obtenidos en todos los meses del año (reflejados en el ANEXO VII), calculamos los parámetros de cogeneración.

<b>E<sub>anual</sub> (MWh)</b>	740,596
<b>H<sub>CHP, anual</sub> (MWh)</b>	1.258,783
<b>F<sub>CC, motor anual</sub> (MWh)</b>	2.346,879
<b>F<sub>NO-CHP</sub> (MWh)</b>	258,008

Tabla 54 – Electricidad generada, calor útil producido y combustible consumido al año – Escenario 2

- **Rendimiento eléctrico equivalente (REE)**

$$REE(\%) = \frac{E_{anual}}{F_{CC,anual} - \frac{H_{CHP,anual}}{Ref H_n}} = \frac{740,596}{2.346,879 - \frac{1.258,783}{0,9}} = 78,1 \%$$

Al igual que pasaba en el Escenario 1, el REE obtenido es mayor que el REE<sub>min</sub> establecido para motores térmicos que funcionen con gas natural, fijado en un 55%. Además como la potencia eléctrica de nuestro motor (516 kW) sigue siendo menor que 1 MW, el REE<sub>min</sub> se minora un 10%, estableciéndose finalmente en un **49,5%**.

Con lo cual, también estaríamos en disposición de vender cierta de la electricidad en Régimen Especial, a precio de tarifa regulada (PTR).

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Veamos por tanto el rendimiento global de la instalación para ver cuánta de esta electricidad generada se puede vender.

- **Rendimiento global de la instalación**

$$\eta (\%) = \frac{E_{anual} + H_{CHP,anual}}{F_{CC,anual}} = \frac{740,596 + 1.258,783}{2.346,879} = 85,2 \%$$

En este escenario, vemos que el rendimiento global es **mayor que el 75%** de rendimiento umbral para motores de cogeneración. Por lo tanto podremos vender toda la electricidad generada como electricidad de cogeneración en Régimen Especial.

$$E_{CHP} = E_{MOTOR}$$

- **Ahorro de Energía Primaria (PES)**

$$PES (\%) = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHPE_{\eta}}{Ref E_{\eta} \cdot FC_{ref}}} \right] \cdot 100 = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{53,64}{90} + \frac{31,56}{52,5 \cdot 0,935}} \right] \cdot 100 = 19,3 \%$$

Como el PES (%) es mayor del 0%, según la Directiva 2004/8/CE, estaríamos ante **cogeneración de alta eficiencia**.

- **Ahorro Neto de Energía Primaria (AEP)**

$$AEP = \frac{E_{anual}}{Ref E_{\eta} \cdot FC_{ref}} + \frac{H_{CHP,anual}}{Ref H_{\eta}} - F_{CC,anual} = \frac{740,596}{0,525 \cdot 0,935} + \frac{1.258,783}{0,9} - 2.346,879 = 544,5 \text{ MWh}$$

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para los parámetros de cogeneración en este segundo escenario:

<b>Rendimiento Eléctrico Equivalente, REE (%)</b>	78,1
<b>Rendimiento Global instalación, <math>\eta</math> (%)</b>	85,2
<b>Ahorro Energía Primaria, PES (%)</b>	19,3
<b>Ahorro Neto de Energía Primaria, AEP (MWh)</b>	544,5

Tabla 55 – Parámetros de cogeneración – Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 8.5.5. Cálculo mensual

#### 8.5.5.1. Alternativa 1

Al igual que en el Escenario 1, en primer lugar suponemos que, aunque nuestra instalación entre dentro del Régimen Especial, al estar éste temporalmente suspendido, únicamente podemos vender **electricidad a precio de mercado diario, PMD**. (La electricidad generada será  $E_{NO-CHP}$ ).

A continuación se resumen los **resultados mensuales** y los ingresos totales anuales obtenidos:

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Motor		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Emotor (kW)	Hmotor (kW)	Fcc, motor (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	146.944,2	72.722,7	146.944,2	237.523,4	126.687,6	20.256,6	21.792,3
Febrero	46.410,0	187.778,2	92.931,4	187.778,2	262.795,5	157.806,1	29.972,1	32.244,3
Marzo	44.200,0	79.182,9	39.187,6	79.182,9	188.605,9	59.202,3	19.980,6	21.495,4
Abril	23.320,0	24.683,2	12.215,7	24.683,2	86.571,9	21.522,5	3.160,7	3.400,3
Mayo	46.640,0	114.365,6	56.599,5	114.365,6	229.785,1	95.854,4	18.511,2	19.914,6
1ª Junio	23.320,0	124.370,8	60.484,9	124.370,8	148.268,6	104.105,2	20.265,5	21.801,9
2ª Junio	21.200,0	113.064,3	55.955,5	113.064,3	134.789,6	94.641,1	18.423,2	19.819,9
Julio	46.640,0	210.112,4	103.984,6	210.112,4	272.629,6	168.158,9	41.953,5	45.134,0
Septiembre	38.160,0	224.755,8	111.231,6	224.755,8	255.766,7	201.106,0	23.649,8	25.442,8
Octubre	38.160,0	134.342,2	66.486,0	134.342,2	199.809,8	110.362,9	23.979,3	25.797,2
Noviembre	46.410,0	69.181,6	34.238,0	69.181,6	189.396,0	59.561,1	9.620,5	10.349,8
Diciembre	30.940,0	69.829,2	34.558,5	69.829,2	140.937,0	59.775,3	10.053,9	10.816,1

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,vendida (kW)	ENO-CHP,vendida (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta a PMD (€)
Enero	0,0	72.722,7	0,0	26.312,7	46.410,0	0,0	1.243,5
Febrero	0,0	92.931,4	0,0	46.521,4	46.410,0	0,0	2.198,5
Marzo	0,0	39.187,6	0,0	999,1	38.188,5	6.011,5	47,2
Abril	0,0	12.215,7	0,0	0,0	12.215,7	11.104,3	0,0
Mayo	0,0	56.599,5	0,0	9.959,5	46.640,0	0,0	470,7
1ª Junio	0,0	60.484,9	0,0	37.164,9	23.320,0	0,0	1.756,4
2ª Junio	0,0	55.955,5	0,0	34.755,5	21.200,0	0,0	1.642,5
Julio	0,0	103.984,6	0,0	57.344,6	46.640,0	0,0	2.710,0
Septiembre	0,0	111.231,6	0,0	73.071,6	38.160,0	0,0	3.453,3
Octubre	0,0	66.486,0	0,0	28.326,0	38.160,0	0,0	1.338,6
Noviembre	0,0	34.238,0	0,0	555,6	33.682,4	12.727,6	26,3
Diciembre	0,0	34.558,5	0,0	4.384,6	30.173,8	766,2	207,2

**15.094,2 €**

Tabla 56 – Resultados mensuales Alternativa 1 – Escenario 2

En el **ANEXO VII** se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

#### 8.5.5.2. Alternativa 2

Por otro lado, en este caso calcularemos los resultados mensuales obtenidos, **suponiendo que pudiésemos vender la electricidad producida considerada como  $E_{CHP}$** , en Régimen Especial, a precio de tarifa regulada, **PFT**.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Los resultados totales de cada mes, y el ingreso total anual obtenido en esta segunda alternativa, quedan por tanto:

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Motor		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Emotor (kW)	Hmotor (kW)	Fcc, motor (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	146.944,2	72.722,7	146.944,2	237.523,4	126.687,6	20.256,6	21.792,3
Febrero	46.410,0	146.944,2	72.722,7	146.944,2	237.523,4	126.687,6	20.256,6	21.792,3
Marzo	44.200,0	79.182,9	39.187,6	79.182,9	188.605,9	59.202,3	19.980,6	21.495,4
Abril	23.320,0	24.683,2	12.215,7	24.683,2	86.571,9	21.522,5	3.160,7	3.400,3
Mayo	46.640,0	114.365,6	56.599,5	114.365,6	229.785,1	95.854,4	18.511,2	19.914,6
1ª Junio	23.320,0	124.370,8	60.484,9	124.370,8	148.268,6	104.105,2	20.265,5	21.801,9
2ª Junio	21.200,0	113.064,3	55.955,5	113.064,3	134.789,6	94.641,1	18.423,2	19.819,9
Julio	46.640,0	210.112,4	103.984,6	210.112,4	272.629,6	168.158,9	41.953,5	45.134,0
Septiembre	38.160,0	224.755,8	111.231,6	224.755,8	255.766,7	201.106,0	23.649,8	25.442,8
Octubre	38.160,0	134.342,2	66.486,0	134.342,2	199.809,8	110.362,9	23.979,3	25.797,2
Noviembre	46.410,0	69.181,6	34.238,0	69.181,6	189.396,0	59.561,1	9.620,5	10.349,8
Diciembre	30.940,0	69.829,2	34.558,5	69.829,2	140.937,0	59.775,3	10.053,9	10.816,1

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,venta (kW)	ENO-CHP,venta (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta (€)
Enero	72.722,7	0,0	47.102,7	0,0	25.620,0	20.790,0	7.693,9
Febrero	72.722,7	0,0	47.102,7	0,0	25.620,0	20.790,0	10.995,1
Marzo	39.187,6	0,0	39.187,6	0,0	0,0	44.200,0	6.401,6
Abril	12.215,7	0,0	12.215,7	0,0	0,0	23.320,0	2.016,3
Mayo	56.599,5	0,0	56.599,5	0,0	0,0	46.640,0	9.225,0
1ª Junio	60.484,9	0,0	60.484,9	0,0	0,0	23.320,0	9.852,8
2ª Junio	55.955,5	0,0	39.155,5	0,0	16.800,0	4.400,0	6.374,6
Julio	103.984,6	0,0	67.024,6	0,0	36.960,0	9.680,0	10.908,1
Septiembre	111.231,6	0,0	111.231,6	0,0	0,0	38.160,0	18.129,4
Octubre	66.486,0	0,0	66.486,0	0,0	0,0	38.160,0	10.836,4
Noviembre	34.238,0	0,0	34.238,0	0,0	0,0	46.410,0	5.593,0
Diciembre	34.558,5	0,0	18.244,6	0,0	16.313,8	14.626,2	2.979,3

**101.005,6 €**

Tabla 57 – Resultados mensuales Alternativa 2 – Escenario 2

En el ANEXO VII se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

### 8.5.6. Coste del aprovisionamiento energético

#### 8.5.6.1. Gas Natural

El coste del aprovisionamiento relativo al gas natural consumido por el motor de cogeneración y la caldera de apoyo se detalla a continuación:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

COSTE GAS MOTOR		COSTE GAS CALDERA	
Caudal de Gas (m3/h)	93,3	Caudal de Gas (m3/h)	74,5
Alquiler contador (€)	304,8	Alquiler contador (€)	304,8
Termino Fijo (€)	1.928,2	Termino Fijo (€)	1.928,2
Termino Variable (€)	76.804,6	Termino Variable (€)	8.443,7
IVA (€)	16.597,9	IVA (€)	2.242,1
<b>TOTAL (€)</b>	<b>95.635,4</b>	<b>TOTAL (€)</b>	<b>12.918,7</b>
<b>TOTAL GAS NATURAL (€)</b>			
<b>108.554,1</b>			

Tabla 58 – Coste del aprovisionamiento de gas natural – Escenario 2

#### 8.5.6.2. Electricidad

- **Alternativa 1**

En este caso, tal y como se ve en la *Tabla 56*, vemos que en los meses de marzo, abril, noviembre y diciembre hemos de incluir en el termino de facturación de energía el coste por la electricidad que se compra, ya que en dichos meses existen horas del día en las que el motor no genera la electricidad suficiente para satisfacer la demanda del edificio.

Del mismo modo, al igual que se ha realizado en el Escenario 1, se puede realizar un reajuste de la potencia contratada en función de la electricidad demandada en cada período.

Periodos	Pot. Contratada		
<b>P1 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,1</sub> (€/kW·mes)</b>	1,473592
<b>P2 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,2</sub> (€/kW·mes)</b>	0,737434
<b>P3 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,3</sub> (€/kW·mes)</b>	0,539679
<b>P4 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,4</sub> (€/kW·mes)</b>	0,539679
<b>P5 (kW)</b>	200	<b>T<sub>p,5</sub> (€/kW·mes)</b>	0,539679
<b>P6 (kW)</b>	300	<b>T<sub>p,6</sub> (€/kW·mes)</b>	0,246236

Tabla 59 – Reajuste de la potencia contratada – Escenario 2

Los resultados del aprovisionamiento eléctrico total anual obtenido para esta primera alternativa, se muestran a continuación:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	52.038,9
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	3.175,9
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	13.872,9
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>79.934,3 €</b>

Tabla 60 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 1 – Escenario 2

- **Alternativa 2**

Del mismo modo, para esta segunda alternativa obtenemos:

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	83.938,3
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	4.806,8
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	20.914,3
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>120.506,0 €</b>

Tabla 61 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 2 – Escenario 2

## 8.5.7. Estudio económico

### 8.5.7.1. Alternativa 1

Al igual que se ha realizado en el Escenario 1, se muestran los resultados económicos y de rentabilidad obtenidos en este caso:

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
Coste aprovisionamiento Inicial (k€)	243,52
Coste aprovisionamiento Final (k€)	188,49
Ingresos por venta de electricidad (k€)	15,09
Coste motor cogeneración (k€)	123,84
Coste caldera (k€)	21,56
Coste Máquina Absorción (k€)	180,67

Tabla 62 – Estudio económico – Alternativa 1 – Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En las siguientes tablas se muestran el VAN y el TIR obtenidos en este caso. Vemos que la inversión retorna entre el cuarto y quinto año:

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	70,1	5,9	-261,9
2	146,2	11,8	-191,7
3	228,6	17,7	-115,2
4	318,0	23,6	-31,6
5	415,0	29,5	59,5
6	520,1	35,3	158,8
7	634,2	41,1	266,9
8	757,8	46,9	384,8
9	891,9	52,7	513,0
10	1.037,2	58,5	652,7
11	1.194,9	64,3	804,5
12	1.365,9	70,0	969,8
13	1.551,3	75,8	1.149,4
14	1.752,3	81,5	1.344,7
15	1.970,3	87,2	1.557,0
16	2.206,7	92,9	1.787,7
17	2.463,0	98,5	2.038,4
18	2.741,0	104,2	2.310,7
19	3.042,4	109,8	2.606,5
20	3.369,3	115,5	2.927,8

Tabla 63 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 1 – Escenario 2

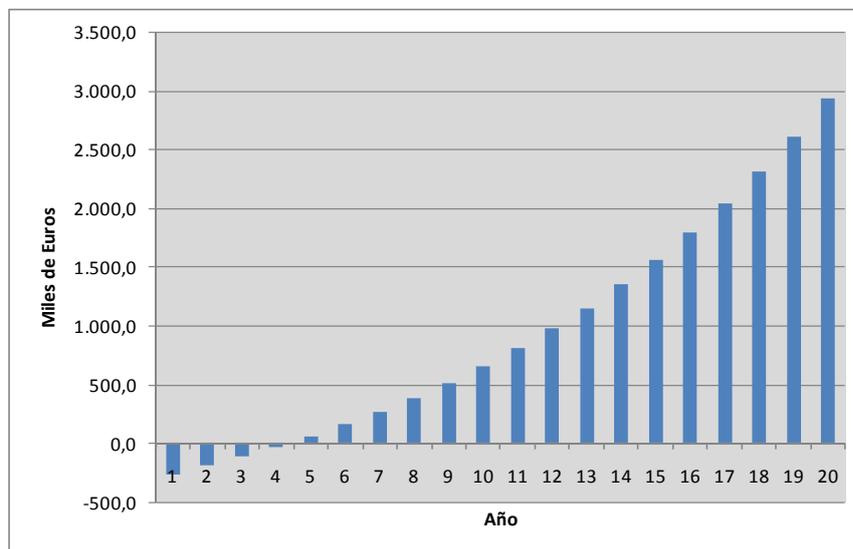


Gráfico 28 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 1 – Escenario 2

TIR	
5 años	0,119
7 años	0,266
10 años	0,348
20 años	0,398

Tabla 64 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 1 – Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 8.5.7.2. Alternativa 2

Del mismo modo, para la segunda alternativa planteada, se obtiene:

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
Coste aprovisionamiento Inicial (k€)	243,52
Coste aprovisionamiento Final (k€)	229,06
Ingresos por venta de electricidad (k€)	101,01
Coste motor cogeneración (k€)	123,84
Coste caldera (k€)	21,56
Coste Máquina Absorción (k€)	180,67

Tabla 65 – Estudio económico – Alternativa 2 – Escenario 2

El VAN obtenido en esta alternativa es mucho más alto como se puede ver en la siguiente tabla, recuperándose la inversión entre el segundo y tercer año. Esto es debido a los altos ingresos que obtendríamos en esta hipotética situación en la que pudiéramos vender la electricidad generada en Régimen Especial a precio de tarifa regulada (PFT).

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	115,5	5,9	-216,5
2	240,7	11,8	-97,2
3	376,4	17,7	32,6
4	523,7	23,6	174,0
5	683,3	29,5	327,8
6	856,4	35,3	495,1
7	1.044,2	41,1	677,0
8	1.247,8	46,9	874,7
9	1.468,5	52,7	1.089,7
10	1.707,9	58,5	1.323,3
11	1.967,5	64,3	1.577,2
12	2.249,0	70,0	1.852,9
13	2.554,3	75,8	2.152,4
14	2.885,3	81,5	2.477,7
15	3.244,2	87,2	2.831,0
16	3.633,5	92,9	3.214,5
17	4.055,6	98,5	3.631,0
18	4.513,3	104,2	4.083,0
19	5.009,6	109,8	4.573,7
20	5.547,8	115,5	5.106,3

Tabla 66 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 2 – Escenario 2

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

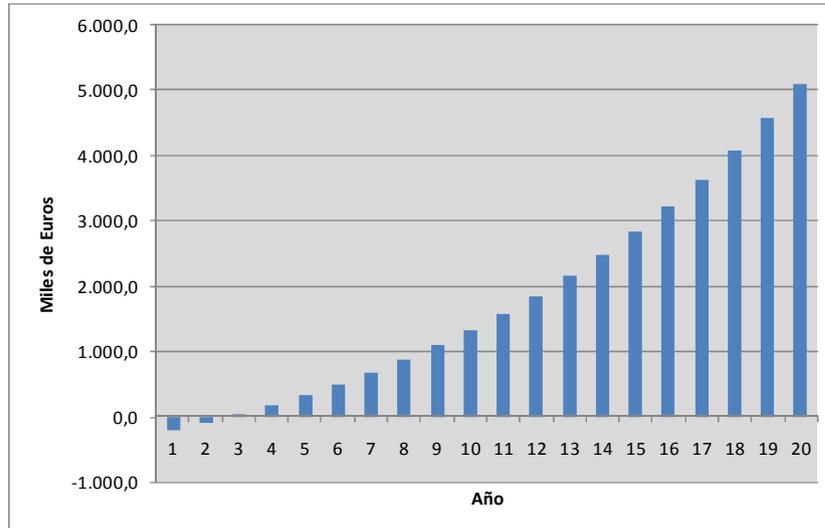


Gráfico 29 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 2 – Escenario 2

TIR	
5 años	0,525
7 años	0,632
10 años	0,677
20 años	0,693

Tabla 67 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 2 – Escenario 2

## 8.6. Escenario 3 con Microturbinas

### 8.6.1. Descripción general

En este último escenario de trigeneración, en lugar de utilizar como máquina generadora un motor de cogeneración tal y como hemos hecho en los escenarios anteriores, vamos a utilizar un grupo generador formado por 8 microturbinas que funcionan a gas natural.

El porqué de esta elección reside en la gran modulación de carga que obtenemos, ajustándonos lo máximo posible a la demanda de calor hora a hora, y desperdiciando por tanto lo menos posible, a la vez que ahorramos combustible.

### 8.6.2. Selección de equipos

- **Grupo de microturbinas**

Como se ha comentado arriba, utilizaremos 8 microturbinas que se irán modulando hora a hora ajustándose a la demanda requerida en cada momento. El fabricante elegido para las mismas es **Capstone**, y en cuanto a los modelos elegidos, se muestran a continuación:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **4 microturbinas modelo C30HP**
- **4 microturbinas modelo C65HP**

Aunque en el **ANEXO V**, se adjunta la hoja de características de las mismas, a continuación se resumen las más importantes:

	Modelo	
	C30HP	C65HP
Potencia Eléctrica (kW)	30	65
Potencia Térmica (kW)	65	120
Potencia Gas Natural (kW)	115	224
Rendimiento Eléctrico (%)	26	29
Rendimiento Térmico (%)	56,5	53,6
Rendimiento Total (%)	82,6	82,6

Tabla 68 – Valores de funcionamiento nominal de las microturbinas

En este escenario, hemos considerado que las microturbinas siempre trabajaran a carga completa, de manera que fijándonos en la tabla de arriba, se puede ver que el mínimo escalón de modulación es de 30 kWe y 65 kWt.

En la siguiente tabla, se muestran por tanto las 24 posibles combinaciones de electricidad generada, calor producido y combustible consumido que podemos obtener modulando el funcionamiento de las microturbinas:

Combinaciones	C30	C65	2*C30	3*C30	4*C30	2*C65	3*C65	4*C65	C30+C65	C30+2*C65
H (kW)	65	120	130	195	260	240	360	480	185	305
Fcc (kW)	115,0	224,0	230	345,0	460,0	448,0	672	896	339	563
E (kW)	30	65	60	90	120	130	195	260	95	160
$\eta$ eléctrico (%)	26,1	29,0	26,1	26,1	26,1	29,0	29,0	29,0	28,0	28,4
$\eta$ térmico (%)	56,5	53,6	56,5	56,5	56,5	53,6	53,6	53,6	54,6	54,2
$\eta$ total (%)	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6

Combinaciones	C30+3*C65	C30+4*C65	2*C30+C65	2*C30+2*C65	2*C30+3*C65	2*C30+4*C65	3*C30+C65
H (kW)	425	545	250	370	490	610	315
Fcc (kW)	787	1011	454	678	902	1126	569
E (kW)	225	290	125	190	255	320	155
$\eta$ eléctrico (%)	28,6	28,7	27,5	28,0	28,3	28,4	27,2
$\eta$ térmico (%)	54,0	53,9	55,1	54,6	54,3	54,2	55,4
$\eta$ total (%)	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6

Combinaciones	3*C30+2*C65	3*C30+3*C65	3*C30+4*C65	4*C30+C65	4*C30+2*C65	4*C30+3*C65	4*C30+4*C65
H (kW)	435	555	675	380	500	620	740
Fcc (kW)	793	1017	1241	684	908	1132	1356
E (kW)	220	285	350	185	250	315	380
$\eta$ eléctrico (%)	27,7	28,0	28,2	27,0	27,5	27,8	28,0
$\eta$ térmico (%)	54,9	54,6	54,4	55,6	55,1	54,8	54,6
$\eta$ total (%)	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6

Tabla 69 – Posibles puntos de funcionamiento del grupo generador en el Escenario 3

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Máquina de absorción**

La máquina de absorción utilizada en este último escenario, será la misma que hemos elegido en los anteriores, cuyas características principales aparecen descritas en la *Tabla 27*.

- **Caldera de apoyo**

En este escenario, tal y como se puede ver en la tabla de los posibles puntos de funcionamiento del grupo generador, la máxima potencia térmica aportada al agua caliente es de 740 kWt, y se produce cuando las ocho turbinas están funcionando. Es por ello que necesitaremos al igual que en escenarios anteriores una caldera de apoyo que aporte el calor necesario para satisfacer la demanda.

El máximo calor útil que tendrá que ser aportado por la misma, tendrá lugar, al igual que sucedía en los otros escenarios, a las 10:00 h de Julio, y será:

$$H_{caldera,mínimo} = 1.334,4 - 740 = 594,4 \text{ kWt}$$

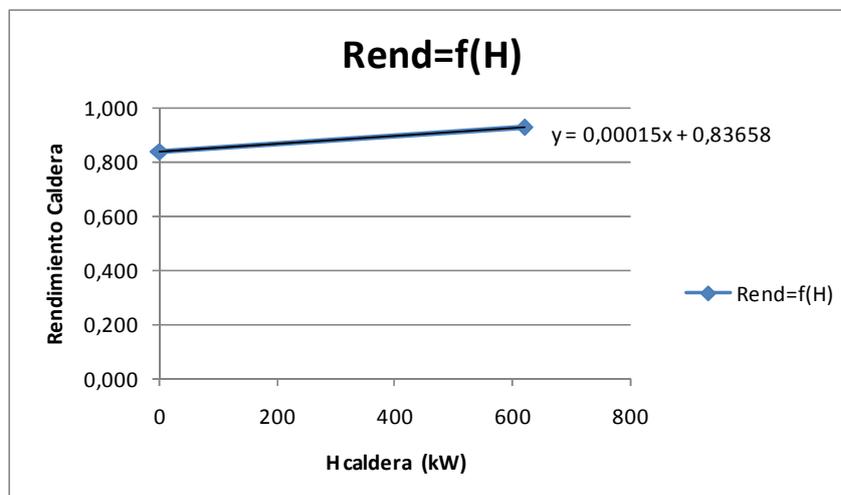
La caldera seleccionada en este caso, coincide con la del Escenario 2, perteneciente al fabricante **VISSMAN**, modelo **VITOPLEX 300, TX3A**. Su hoja de características se detalla en el **ANEXO V**.

Se puede ver a continuación las características técnicas de la caldera:

<b>Potencia térmica útil, H<sub>útil</sub> (kW)</b>	620
<b>Potencia nominal, F (kW)</b>	667
<b>η<sub>nominal</sub></b>	0,930
<b>η<sub>mínimo</sub></b>	0,837

*Tabla 70 – Datos de funcionamiento caldera Escenario 3*

Y la curva de funcionamiento de la misma será:



*Gráfico 30 – Recta funcionamiento de caldera - Escenario 3*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 8.6.3. Cálculo horario

Tal y como se ha hecho en escenarios anteriores, la siguiente tabla recoge los resultados obtenidos para el mes de febrero. Los resultados detallados de todo el año se adjuntan en el **ANEXO VIII**.

Vemos como el grupo de turbinas se va modulando cada hora, ajustándose lo máximo posible a la demanda del edificio:

	Demanda Inst.		Proporcionan Turbinas		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Eturbinas (kW)	Hturbinas (kW)	Fcc, turbinas (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	90,0	341,3	195,0	360,0	672,0	341,3	0,0	0,0
6	140,0	478,7	260,0	480,0	896,0	478,7	0,0	0,0
7	140,0	663,1	350,0	675,0	1.142,6	663,1	0,0	0,0
8	140,0	947,3	380,0	740,0	1.356,0	740,0	207,3	223,0
9	190,0	960,8	380,0	740,0	1.356,0	740,0	220,8	237,5
10	190,0	957,3	380,0	740,0	1.356,0	740,0	217,3	233,8
11	190,0	904,6	380,0	740,0	1.356,0	740,0	164,6	177,1
12	190,0	786,3	380,0	740,0	1.356,0	740,0	46,3	49,9
13	160,0	510,6	285,0	555,0	1.017,0	510,6	0,0	0,0
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	140,0	369,3	185,0	380,0	684,0	369,3	0,0	0,0
16	160,0	527,6	290,0	545,0	1.011,0	527,6	0,0	0,0
17	160,0	527,4	290,0	545,0	1.011,0	527,4	0,0	0,0
18	160,0	534,5	290,0	545,0	1.011,0	534,5	0,0	0,0
19	160,0	322,9	195,0	360,0	672,0	322,9	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>kWh/mes</b>	<b>46.410,0</b>	<b>185.467,2</b>	<b>89.040,0</b>	<b>171.045,0</b>	<b>312.828,6</b>	<b>167.484,5</b>	<b>17.982,8</b>	<b>19.346,1</b>

Tabla 71 – Valores horarios para el mes de Febrero – Escenario 3

En las siguientes gráficas se refleja la comparación entre la electricidad y el calor demandados frente a la electricidad y calor producidos por grupo de microturbinas en el día característico de cada mes:

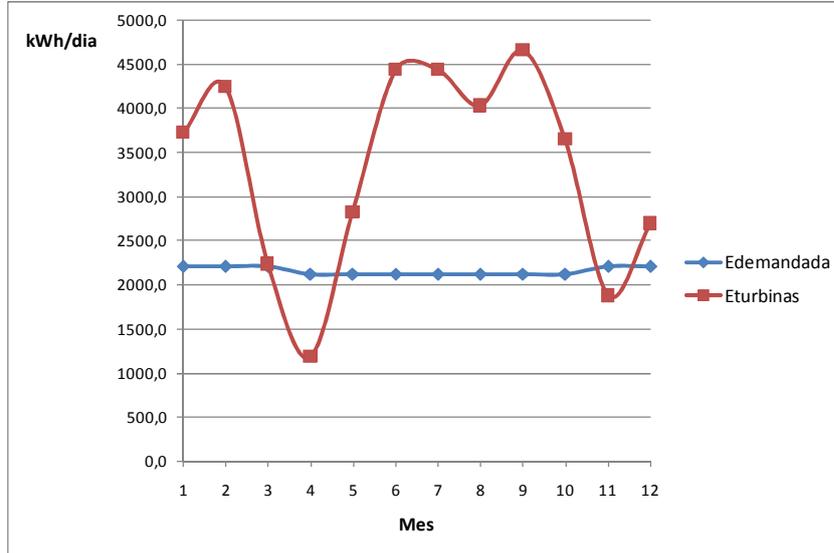


Gráfico 31 – Comparativa de la electricidad demandada y consumida en el día característico de cada mes – Escenario 3

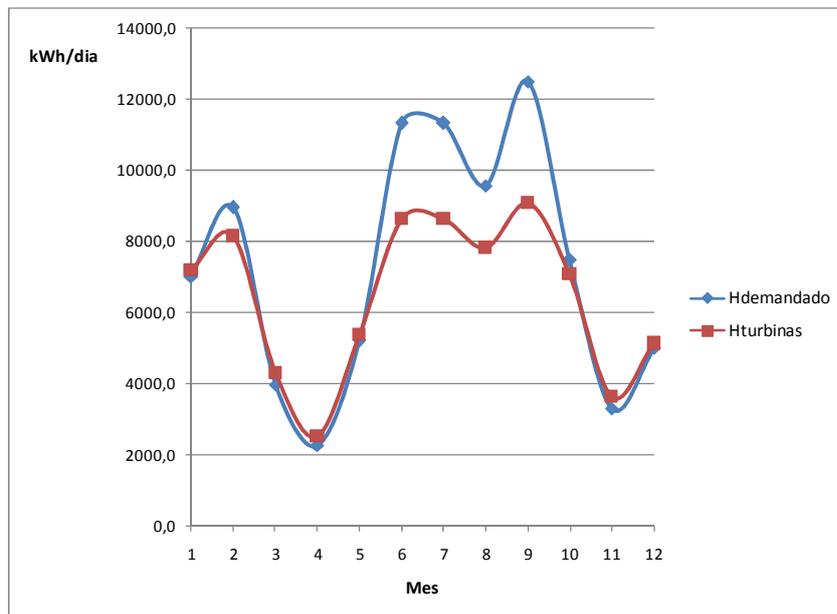


Gráfico 32 – Comparativa del calor demandado y consumido en el día característico de cada mes – Escenario 3

#### 8.6.4. Cálculo de los parámetros de cogeneración

Los resultados anuales obtenidos con los que calcularemos los parámetros de cogeneración son:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

<b>E<sub>anual</sub> (MWh)</b>	695,260
<b>H<sub>CHP, anual</sub> (MWh)</b>	1.300,646
<b>F<sub>CC, turbinas anual</sub> (MWh)</b>	2.321,781
<b>F<sub>NO-CHP</sub> (MWh)</b>	199,635

Tabla 72 – Electricidad generada, calor útil producido y combustible consumido al año – Escenario 3

- **Rendimiento eléctrico equivalente (REE)**

$$REE(\%) = \frac{E_{anual}}{F_{CC,anual} - \frac{H_{CHP,anual}}{RefH_n}} = \frac{695,260}{2.321,781 - \frac{1.300,646}{0,9}} = 79,3 \%$$

De nuevo, el REE obtenido es mayor que el REE<sub>min</sub> establecido para microturbinas que funcionan con gas natural, fijado en un 59%. Además como la potencia eléctrica instalada menor de 1 MW, el REE<sub>min</sub> se minora un 10%, estableciéndose finalmente en un **53,1%**.

Con lo cual, también estaríamos en disposición de vender cierta de la electricidad en Régimen Especial, a precio de tarifa regulada (**PTR**).

Veamos por tanto el rendimiento global de la instalación para ver cuánta de esta electricidad generada se puede vender.

- **Rendimiento global de la instalación**

$$\eta(\%) = \frac{E_{anual} + H_{CHP,anual}}{F_{CC,anual}} = \frac{695,260 + 1.300,646}{2.321,781} = 86,0 \%$$

En este escenario, vemos que el rendimiento global es **mayor que el 75%** de rendimiento umbral para motores de cogeneración. Por lo tanto podremos vender toda la electricidad generada como electricidad de cogeneración en Régimen Especial.

$$E_{CHP} = E_{Turbinas}$$

- **Ahorro de Energía Primaria (PES)**

$$PES(\%) = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{CHPH_\eta}{RefH_\eta} + \frac{CHPE_\eta}{RefE_\eta \cdot FC_{ref}}} \right] \cdot 100 = \left[ 1 - \frac{1}{\frac{56,02}{90} + \frac{29,95}{52,5 \cdot 0,935}} \right] \cdot 100 = 18,9 \%$$

Como el PES (%) es mayor del 10%, según la Directiva 2004/8/CE, estaríamos ante **cogeneración de alta eficiencia**.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- **Ahorro Neto de Energía Primaria (AEP)**

$$AEP = \frac{E_{anual}}{Ref E_{\eta} \cdot FC_{ref}} + \frac{H_{CHP,anual}}{Ref H_{\eta}} - F_{CC,anual} = \frac{695,260}{0,525 \cdot 0,935} + \frac{1.300,646}{0,9} - 2.321,781 = \mathbf{524,8 \text{ MWh}}$$

En la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos para los parámetros de cogeneración en este segundo escenario:

<b>Rendimiento Eléctrico Equivalente, REE (%)</b>	79,3
<b>Rendimiento Global instalación, <math>\eta</math> (%)</b>	86,0
<b>Ahorro Energía Primaria, PES (%)</b>	18,9
<b>Ahorro Neto de Energía Primaria, AEP (MWh)</b>	524,8

*Tabla 73 – Parámetros de cogeneración – Escenario 3*

### 8.6.5. Cálculo mensual

#### 8.6.5.1. Alternativa 1

Suponemos que sólo podemos vender **electricidad a precio de mercado diario, PMD**. (Toda la electricidad generada será  $E_{NO-CHP}$ ).

A continuación se resumen los **resultados mensuales** y los ingresos totales anuales obtenidos:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Turbinas		Caldera Apoyo			
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Eturbinas (kW)	Hturbinas (kW)	Fcc, turbinas (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	145.693,9	78.225,0	150.675,0	265.188,0	143.709,3	1.984,6	2.135,1
Febrero	46.410,0	185.467,2	89.040,0	171.045,0	312.828,6	167.484,5	17.982,8	19.346,1
Marzo	44.200,0	78.901,8	44.600,0	85.800,0	157.880,0	78.901,8	0,0	0,0
Abril	23.320,0	24.235,4	13.035,0	27.555,0	49.137,0	24.235,4	0,0	0,0
Mayo	46.640,0	110.604,4	62.040,0	117.920,0	217.888,0	110.604,4	0,0	0,0
1ª Junio	23.320,0	124.261,3	48.785,0	94.930,0	173.998,0	94.549,3	29.712,0	31.964,5
2ª Junio	21.200,0	112.964,8	44.350,0	86.300,0	0,0	85.953,9	27.010,9	29.058,7
Julio	46.640,0	210.112,4	88.660,0	171.930,0	315.502,0	168.864,0	41.248,4	44.375,5
Septiembre	38.160,0	222.761,2	83.790,0	163.170,0	323.406,0	162.926,5	59.834,7	64.370,9
Octubre	38.160,0	133.250,3	65.700,0	127.350,0	233.730,0	125.457,1	7.793,3	8.384,1
Noviembre	46.410,0	68.971,6	39.375,0	76.125,0	139.839,0	68.971,6	0,0	0,0
Diciembre	30.940,0	68.988,5	37.660,0	71.680,0	132.384,0	68.988,5	0,0	0,0

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,vendida (kW)	ENO-CHP,vendida (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta a PMD (€)
Enero	0,0	78.225,0	0,0	32.025,0	46.200,0	210,0	1.513,5
Febrero	0,0	89.040,0	0,0	42.630,0	46.410,0	0,0	2.014,6
Marzo	0,0	44.600,0	0,0	10.200,0	34.400,0	9.800,0	482,0
Abril	0,0	13.035,0	0,0	0,0	13.035,0	10.285,0	0,0
Mayo	0,0	62.040,0	0,0	16.280,0	45.760,0	880,0	769,4
1ª Junio	0,0	48.785,0	0,0	25.465,0	23.320,0	0,0	1.203,4
2ª Junio	0,0	44.350,0	0,0	23.150,0	21.200,0	0,0	1.094,0
Julio	0,0	88.660,0	0,0	42.020,0	46.640,0	0,0	1.985,8
Septiembre	0,0	83.790,0	0,0	45.630,0	38.160,0	0,0	2.156,4
Octubre	0,0	65.700,0	0,0	28.620,0	37.080,0	1.080,0	1.352,5
Noviembre	0,0	39.375,0	0,0	3.570,0	35.805,0	10.605,0	168,7
Diciembre	0,0	37.660,0	0,0	10.010,0	27.650,0	3.290,0	473,1

**13.213,5 €**

*Tabla 74 – Resultados mensuales Alternativa 1 – Escenario 3*

En el **ANEXO VIII** se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

#### 8.6.5.2. Alternativa 2

Por otro lado, en este caso calcularemos los resultados mensuales obtenidos, **suponiendo que pudiésemos vender la electricidad producida considerada como E<sub>CHP</sub>**, en Régimen Especial, a precio de tarifa regulada, **PFT**.

Los resultados totales de cada mes, y el ingreso total anual obtenido en esta segunda alternativa, quedan por tanto:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Mes	Demanda Instalación		Proporciona Turbinas			Caldera Apoyo		
	Einst (kW)	Hinst (kW)	Eturbinas (kW)	Hturbinas (kW)	Fcc, turbinas (kW)	HCHP (kW)	HNO-CHP (kW)	FNO-CHP (kW)
Enero	46.410,0	145.693,9	78.225,0	150.675,0	265.188,0	143.709,3	1.984,6	2.135,1
Febrero	46.410,0	185.467,2	89.040,0	171.045,0	312.828,6	167.484,5	17.982,8	19.346,1
Marzo	44.200,0	78.901,8	44.600,0	85.800,0	157.880,0	78.901,8	0,0	0,0
Abril	23.320,0	24.235,4	13.035,0	27.555,0	49.137,0	24.235,4	0,0	0,0
Mayo	46.640,0	110.604,4	62.040,0	117.920,0	217.888,0	110.604,4	0,0	0,0
1ª Junio	23.320,0	124.261,3	48.785,0	94.930,0	173.998,0	94.549,3	29.712,0	31.964,5
2ª Junio	21.200,0	112.964,8	44.350,0	86.300,0	0,0	85.953,9	27.010,9	29.058,7
Julio	46.640,0	210.112,4	88.660,0	171.930,0	315.502,0	168.864,0	41.248,4	44.375,5
Septiembre	38.160,0	222.761,2	83.790,0	163.170,0	323.406,0	162.926,5	59.834,7	64.370,9
Octubre	38.160,0	133.250,3	65.700,0	127.350,0	233.730,0	125.457,1	7.793,3	8.384,1
Noviembre	46.410,0	68.971,6	39.375,0	76.125,0	139.839,0	68.971,6	0,0	0,0
Diciembre	30.940,0	68.988,5	37.660,0	71.680,0	132.384,0	68.988,5	0,0	0,0

Mes	ECHP (kW)	ENO-CHP (kW)	ECHP,vendida (kW)	ENO-CHP,vendida (kW)	Eautoconsumo (kW)	Ecomprada (kW)	Ingresos por venta (€)
Enero	78.225,0	0,0	59.640,0	0,0	18.585,0	27.825,0	11.454,5
Febrero	89.040,0	0,0	70.350,0	0,0	18.690,0	27.720,0	13.556,2
Marzo	44.600,0	0,0	44.600,0	0,0	0,0	44.200,0	8.531,0
Abril	13.035,0	0,0	13.035,0	0,0	0,0	23.320,0	2.523,9
Mayo	62.040,0	0,0	62.040,0	0,0	0,0	46.640,0	12.041,1
1ª Junio	48.785,0	0,0	48.785,0	0,0	0,0	23.320,0	9.444,7
2ª Junio	44.350,0	0,0	32.750,0	0,0	11.600,0	9.600,0	6.293,8
Julio	88.660,0	0,0	63.140,0	0,0	25.520,0	21.120,0	12.056,8
Septiembre	83.790,0	0,0	83.790,0	0,0	0,0	38.160,0	16.216,9
Octubre	65.700,0	0,0	65.700,0	0,0	0,0	38.160,0	12.749,1
Noviembre	39.375,0	0,0	39.375,0	0,0	0,0	46.410,0	7.565,1
Diciembre	37.660,0	0,0	27.370,0	0,0	10.290,0	20.650,0	5.218,5
							<b>117.651,8 €</b>

Tabla 75 – Resultados mensuales Alternativa 2 – Escenario 3

En el ANEXO VIII se adjuntan los resultados completos obtenidos durante el día característico de cada mes.

### 8.6.6. Coste del aprovisionamiento energético

#### 8.6.6.1. Gas Natural

El coste total anual del gas natural consumido por el grupo de turbinas y la caldera de apoyo queda:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

COSTE GAS TURBINAS		COSTE GAS CALDERA	
Caudal de Gas (m3/h)	156,7	Caudal de Gas (m3/h)	73,9
Alquiler contador (€)	478,1	Alquiler contador (€)	304,8
Termino Fijo (€)	1.928,2	Termino Fijo (€)	1.928,2
Termino Variable (€)	75.983,2	Termino Variable (€)	6.533,3
IVA (€)	16.461,8	IVA (€)	1.840,9
<b>TOTAL (€)</b>	<b>94.851,2</b>	<b>TOTAL (€)</b>	<b>10.607,2</b>
<b>TOTAL GAS NATURAL (€)</b>			
<b>105.458,3</b>			

Tabla 76 – Coste del aprovisionamiento del gas natural – Escenario 3

#### 8.6.6.2. Electricidad

- Alternativa 1**

En primer lugar, al igual que en los escenarios anteriores, se puede reducir el coste correspondiente al término de potencia, reajustando la potencia contratada en cada periodo tarifario. La configuración propuesta será la misma que la que hemos elegido en los Escenario 1 y 2, pues la electricidad que demanda el edificio es la misma en los tres escenarios, y en las horas en las que compramos electricidad, esta no supera los 200 kW en ninguna hora. Por tanto tendremos:

Periodos	Pot. Contratada		
P1 (kW)	200	$T_{p,1}$ (€/kW·mes)	1,473592
P2 (kW)	200	$T_{p,2}$ (€/kW·mes)	0,737434
P3 (kW)	200	$T_{p,3}$ (€/kW·mes)	0,539679
P4 (kW)	200	$T_{p,4}$ (€/kW·mes)	0,539679
P5 (kW)	200	$T_{p,5}$ (€/kW·mes)	0,539679
P6 (kW)	300	$T_{p,6}$ (€/kW·mes)	0,246236

Tabla 77 – Reajuste de la potencia contratada – Escenario 3

En cuanto al término de energía, en éste hemos de incluir la electricidad que necesitamos comprar en ciertas horas del año, tal y como se muestran en la *Tabla 74*.

Los resultados del aprovisionamiento eléctrico total anual obtenido para esta primera alternativa, se muestran a continuación:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	52.946,6
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	3.222,3
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	14.073,3
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>81.088,8 €</b>

Tabla 78 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 1 – Escenario 3

- **Alternativa 2**

En cuanto al coste de electricidad anual para la segunda alternativa planteada, se obtiene:

Término de Facturación de Potencia (€)	10.078,6
Término de Facturación de Energía (€)	89.778,5
Impuesto Eléctrico (4,864% * (TFP+TFE) * 1,05113) (€)	5.105,4
Alquiler de contadores (64 €/mes)	768,0
IVA (21%) (€)	22.203,4
<b>COSTE TOTAL ANUAL APROVISIONAMIENTO ELÉCTRICO</b>	<b>127.933,9 €</b>

Tabla 79 – Coste total aprovisionamiento eléctrico – Alternativa 2 – Escenario 3

### 8.6.7. Estudio económico

#### 8.6.7.1. Alternativa 1

Es notable en este escenario la mayor inversión inicial que se ha de realizar con respecto a los dos escenarios anteriormente analizados. Esto se debe a que el precio total de las microturbinas es bastante mayor que el de los motores de cogeneración elegidos en los demás escenarios. Sin embargo se puede ver que el **coste de mantenimiento relativo a las microturbinas (2 €/MWh<sub>e</sub>)**, es mucho menor que el correspondiente a los motores de cogeneración.

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
Coste aprovisionamiento Inicial (k€)	243,52
Coste aprovisionamiento Final (k€)	186,55
Ingresos por venta de electricidad (k€)	13,21
Coste microturbinas (k€)	640,00
Coste caldera (k€)	21,56
Coste Máquina Absorción (k€)	180,67

Tabla 80 – Estudio económico – Alternativa 1 – Escenario 3

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

El VAN obtenido para esta primera alternativa se detalla a continuación. En este caso, la inversión retornaría entre el octavo y noveno año tras la puesta en marcha de la instalación:

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	70,2	1,4	-773,4
2	146,3	2,8	-698,7
3	228,8	4,2	-617,6
4	318,3	5,5	-529,5
5	415,4	6,9	-433,8
6	520,6	8,3	-329,9
7	634,7	9,7	-217,2
8	758,4	11,0	-94,8
9	892,6	12,4	38,0
10	1.038,1	13,7	182,2
11	1.195,9	15,1	338,6
12	1.367,0	16,4	508,4
13	1.552,6	17,8	692,6
14	1.753,8	19,1	892,4
15	1.972,0	20,5	1.109,3
16	2.208,6	21,8	1.344,6
17	2.465,1	23,1	1.599,8
18	2.743,4	24,5	1.876,7
19	3.045,1	25,8	2.177,0
20	3.372,2	27,1	2.502,9

Tabla 81 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 1 – Escenario 3

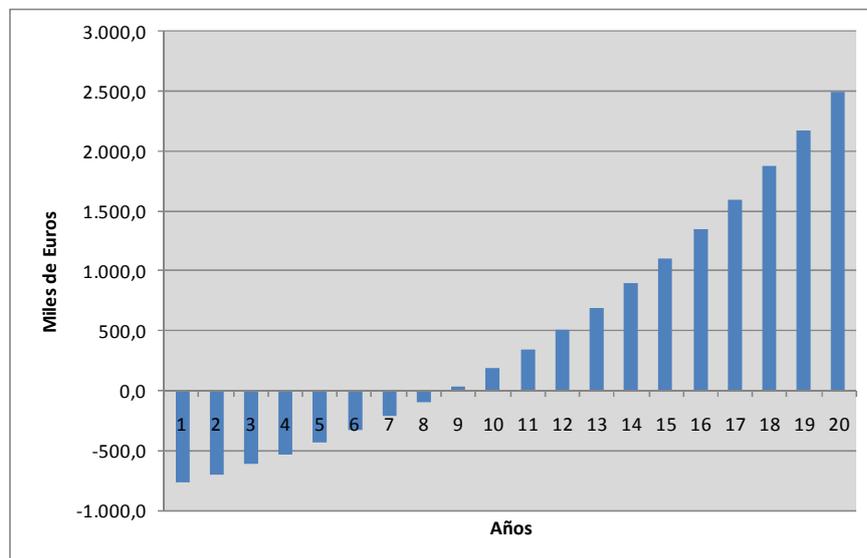


Gráfico 33 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 1 – Escenario 3

TIR	
5 años	-0,232
7 años	-0,052
10 años	0,074
20 años	0,187

Tabla 82 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 1 – Escenario 3

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 8.6.7.2. Alternativa 2

Igualmente, se detallan los resultados obtenidos para el caso en el que sí pudiésemos vender la electricidad en Régimen Especial.

Como era de esperar, vemos que los ingresos obtenidos en este caso por la venta de electricidad generada por el grupo de microturbinas es mucho mayor.

<b>ESTUDIO ECONÓMICO</b>	
<b>Coste aprovisionamiento Inicial (k€)</b>	243,52
<b>Coste aprovisionamiento Final (k€)</b>	233,39
<b>Ingresos por venta de electricidad (k€)</b>	117,65
<b>Coste microturbinas (k€)</b>	640,00
<b>Coste caldera (k€)</b>	21,56
<b>Coste Máquina Absorción (k€)</b>	180,67

Tabla 83 – Estudio económico – Alternativa 2 – Escenario 3

Estos altos ingresos obtenidos, se traducen tal y como se observa en la evolución del VAN en un retorno de la inversión entre el quinto y sexto año.

Año	Ahorro Neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	127,8	1,4	-715,8
2	266,3	2,8	-578,7
3	416,6	4,2	-429,8
4	579,5	5,5	-268,3
5	756,2	6,9	-93,0
6	947,8	8,3	97,3
7	1.155,5	9,7	303,7
8	1.380,8	11,0	527,6
9	1.625,1	12,4	770,5
10	1.890,1	13,7	1.034,1
11	2.177,3	15,1	1.320,0
12	2.488,9	16,4	1.630,2
13	2.826,7	17,8	1.966,7
14	3.193,0	19,1	2.331,6
15	3.590,2	20,5	2.727,5
16	4.021,0	21,8	3.157,0
17	4.488,1	23,1	3.622,7
18	4.994,6	24,5	4.127,9
19	5.543,9	25,8	4.675,9
20	6.139,5	27,1	5.270,2

Tabla 84 – Estudio del VAN para cada año – Alternativa 2 – Escenario 3

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

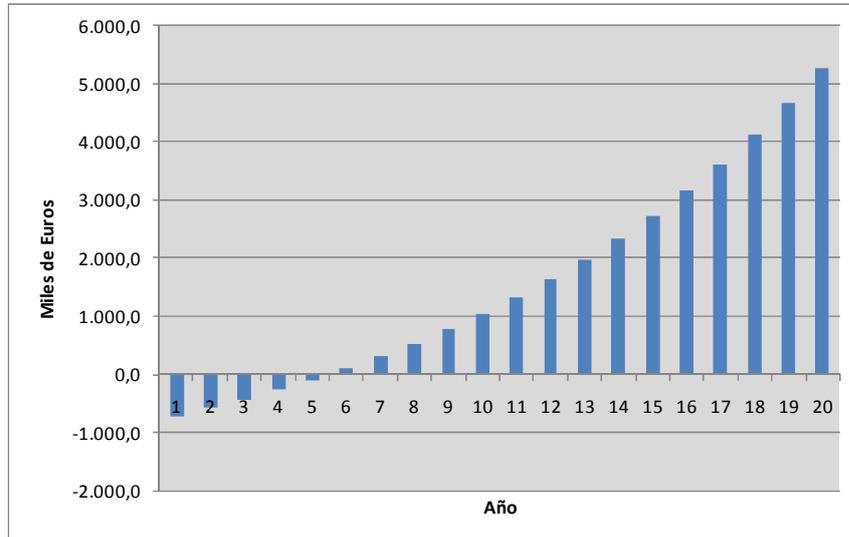


Gráfico 34 – Evolución del VAN para los primeros 20 años – Alternativa 2 – Escenario 3

TIR	
5 años	-0,020
7 años	0,140
10 años	0,238
20 años	0,308

Tabla 85 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Alternativa 2 – Escenario 3

### 8.7. Tabla resumen de los escenarios planteados

Una vez analizados los tres escenarios propuestos y la situación inicial, sólo nos queda hacer una comparativa entre todos los casos. Para ello adjuntamos a continuación una breve tabla resumen, que nos permitirá ver y comparar los diferentes resultados obtenidos en cada escenario:

	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
REE (%)	59,8		78,1		79,3	
$\eta_{\text{global}}$ (%)	73,3		85,2		86,0	
PES (%)	21,0		19,3		18,9	
AEP (MWh)	323,1		544,5		524,8	
Inversión Inicial (€)	321.838		326.074		842.234	
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 1	Alternativa 2
Coste del aprovisionamiento final (€)	209.182	238.198	188.489	229.060	186.547	233.392
Ingresos por venta de electricidad (€)	23.000	116.540	15.094	100.006	13.213	117.652
Ahorro con respecto a la situación inicial (€)	57.332	121.857	70.122	115.462	70.182	127.776
Rentorno de la inversión (años)	5-6	2-3	4-5	2-3	8-9	5-6

Tabla 86 – Tabla resumen de los escenarios de trigeneración

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 9. ANÁLISIS DEL POTENCIAL FOTOVOLTAICO

El objetivo de este punto es estimar la electricidad que sería posible obtener a partir de la instalación de módulos fotovoltaicos integrados en la cubierta del edificio.

Una vez calculada la energía eléctrica generada en cada mes del año, se comparará con el consumo eléctrico del edificio, evaluando el ahorro económico obtenido, considerando que la energía generada es autoconsumida por el edificio.

Por último, se evaluarán los costes asociados a la instalación del sistema, analizando la rentabilidad financiera de la inversión llevada a cabo.

### 9.1. Consumo energético anual en el edificio

En el apartado 6.1.4.1 de este proyecto, se explicó el desglose realizado en el consumo eléctrico del edificio, cuyos resultados se detallan en el ANEXO I.

A continuación se detalla el consumo eléctrico total en cada uno de los meses:

Consumo eléctrico (kWh)		Consumo eléctrico (kWh)	
Enero	124.336,0	Julio	129.158,0
Febrero	140.279,0	Agosto	48.929,0
Marzo	103.622,2	Septiembre	127.498,2
Abril	83.767,4	Octubre	110.678,0
Mayo	107.208,0	Noviembre	134.473,3
Junio	133.421,0	Diciembre	88.596,2

Consumo Total Anual (MWh)
1.332,0

Tabla 87 – Consumo eléctrico del edificio, año 2012

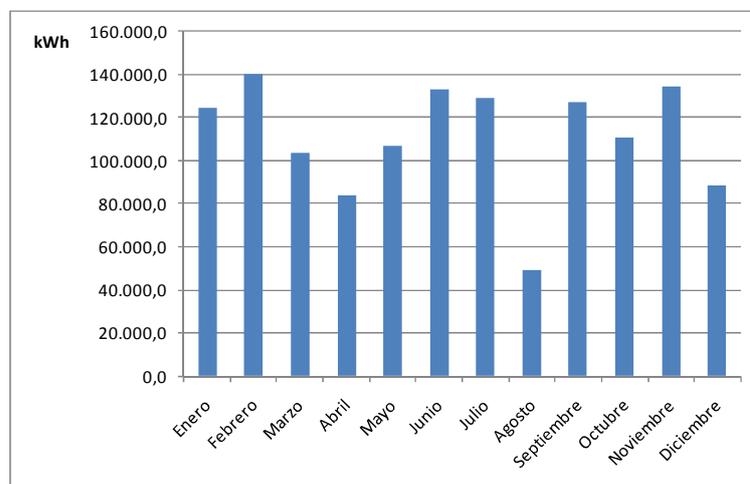


Gráfico 35 – Consumo eléctrico mensual (kWh)

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 9.2. Estimación de la energía generada

### 9.2.1. Origen de los datos de radiación

Los datos de radiación solar están tomados del mapa publicado por la Comisión Europea en el que se muestra el potencial de producción de energía solar fotovoltaica de cualquier zona de Europa. Dicha información geográfica se obtiene del sistema de información PVGIS.

### 9.2.2. Energía generada en la cubierta del edificio

La estimación de la energía inyectada a la red por el sistema fotovoltaico se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

- $P_{mp}$  : Potencia pico del generador. Será la potencia pico total instalada en la cubierta del edificio, que dependerá del número de paneles fotovoltaicos instalados en la misma.
- $G_{CEM}$  : 1 kW/m<sup>2</sup>
- $PR$  : Rendimiento energético de la instalación (Performance Ratio). Tiene en cuenta:
  - La dependencia de la eficiencia con la temperatura
  - La eficiencia del cableado
  - Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad
  - Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia
  - La eficiencia energética del inversor

Supondremos un rendimiento del 80%.

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$  : Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m<sup>2</sup>·día). El parámetro  $\alpha$  representa el azimut ( $\alpha=0^\circ$  corresponde a Sur) y  $\beta$  la inclinación del generador (que coincidirá con la de los faldones de la cubierta:  $\beta=25^\circ$ ). Dicho valor se obtiene a partir del programa informático PVGIS.

En nuestro caso, **se estudiarán dos situaciones distintas según la orientación** de los módulos fotovoltaicos, en las que se calculará la electricidad generada en la cubierta y el ahorro económico obtenido en el edificio al autoconsumir dicha electricidad.

**En primer lugar**, se analizará el **caso** que, a priori, parece ser el **más beneficioso económicamente**. Se supondrá que nuestra instalación fotovoltaica se instala en los faldones de la cubierta del edificio orientados hacia el sur, orientación para la cual se obtendrá el mayor rendimiento energético, debido a que la captación de energía solar es máxima.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Por otro lado, analizaremos de la misma forma el caso en el que la instalación fotovoltaica se instale en los faldones de cubierta orientados hacia el este, alternativa que, presumiblemente nos generará menores beneficios debido a la menor captación solar.

### 9.2.2.1. Orientación Sur

Para obtener una estimación de la energía generada en la cubierta de nuestro edificio, se ha utilizado el programa informático PVGIS, tal y como se ha comentado anteriormente. En dicho programa, hemos de introducir una serie de parámetros, como la inclinación del tejado, orientación de los paneles fotovoltaicos y potencia pico instalada.

Los resultados obtenidos para cada uno de los meses se reflejan en la siguiente tabla:

<b>Potencia Pico instalada en la cubierta = 262 kWp. (<math>\alpha = -14^\circ</math>, <math>\beta = 25^\circ</math>)</b>					
	Gdia (kWh/m <sup>2</sup> )	Gmes (kWh/m <sup>2</sup> )	P.R	Egenerada (kWh/día)	Egenerada (kWh/mes)
Enero	3,74	116	0,8	784	24.314
Febrero	4,67	131		979	27.458
Marzo	5,65	175		1.184	36.680
Abril	6,53	196		1.369	41.082
Mayo	6,92	215		1.450	45.064
Junio	7,48	225		1.568	47.160
Julio	7,48	232		1.568	48.627
Agosto	7,03	218		1.473	45.693
Septiembre	6,04	181		1.266	37.938
Octubre	5,07	157		1.063	32.907
Noviembre	4,03	121		845	25.362
Diciembre	3,67	114		769	23.894
<b>Producción total anual (kWh)</b>					<b>436.178</b>

Tabla 88 – Producción diaria y mensual de electricidad en la cubierta – Orientación Sur

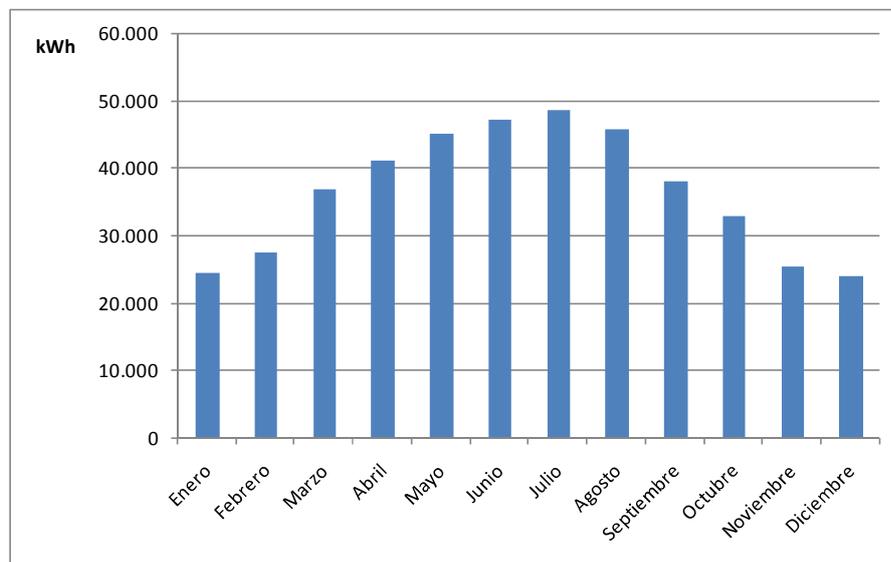


Gráfico 36 – Electricidad mensual generada por el sistema fotovoltaico – Orientación Sur

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 9.2.2.2. Orientación Este

Para el caso en el que nuestra instalación se sitúe en los faldones de cubierta orientados hacia el Este, obtenemos una producción de electricidad bastante menor con respecto a la obtenida en la situación en la que la orientación es hacia el Sur. Los resultados para esta alternativa se muestran en la siguiente tabla:

<b>Potencia Pico instalada en la cubierta = 199 kWp. (<math>\alpha = -104^\circ</math>, <math>\beta = 25^\circ</math>)</b>					
	Gdia (kWh/m2)	Gmes (kWh/m2)	P.R	Egenerada (kWh/día)	Egenerada (kWh/mes)
Enero	2,13	66,1	0,8	339	10.523
Febrero	3	84,1		478	13.389
Marzo	4,29	133		683	21.174
Abril	5,57	167		887	26.586
Mayo	6,54	203		1.041	32.318
Junio	7,37	221		1.173	35.183
Julio	7,22	224		1.149	35.661
Agosto	6,22	193		990	30.726
Septiembre	4,74	142		755	22.606
Octubre	3,44	107		548	17.034
Noviembre	2,34	70,3		373	11.192
Diciembre	2,04	63,1		325	10.046
<b>Producción total anual (kWh)</b>					<b>266.437</b>

Tabla 89 – Producción diaria y mensual de electricidad en la cubierta – Orientación Este

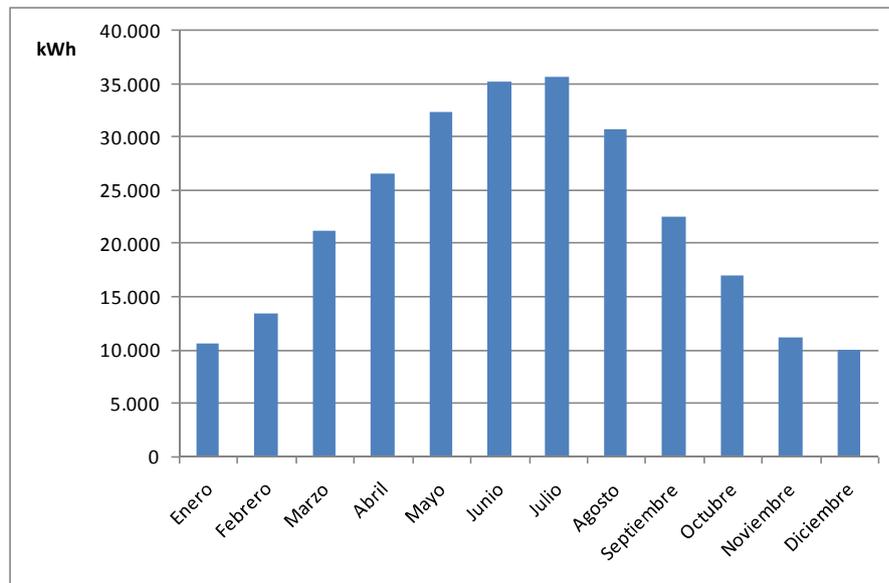


Gráfico 37 – Electricidad mensual generada por el sistema fotovoltaico – Orientación Este

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 9.2.3. Comparación de la energía generada por el sistema fotovoltaico y la energía consumida en el edificio. Estimación del ahorro económico obtenido.

Con los resultados obtenidos, a continuación se ha realizado una comparativa de la energía que va a producir el sistema fotovoltaico en la cubierta del edificio y la energía que el edificio demanda en cada uno de los meses del año. Además, conocido el coste prorrateado mensual de la energía, se ha estimado en cada mes el ahorro económico que se obtendría si se autoconsumiese toda la energía generada por los módulos fotovoltaicos.

#### 9.2.3.1. Orientación Sur

	Electricidad generada (kWh)	Electricidad demandada (kWh)	% Electricidad cubierto	Ahorro económico estimado por la electricidad generada (€)
Enero	24.314	124.336	20	3.885
Febrero	27.458	140.279	20	4.387
Marzo	36.680	103.622	35	3.908
Abril	41.082	83.767	49	3.721
Mayo	45.064	107.208	42	4.082
Junio	47.160	133.421	35	6.561
Julio	48.627	129.158	38	8.158
Agosto	45.693	48.929	93	3.734
Septiembre	37.938	127.498	30	4.228
Octubre	32.907	110.678	30	3.003
Noviembre	25.362	134.473	19	2.604
Diciembre	23.894	88.596	27	3.577
			<b>Ahorro anual</b>	<b>51.849,7 €</b>

Tabla 90 – Electricidad fotovoltaica generada y la demandada en el edificio – Orientación Sur

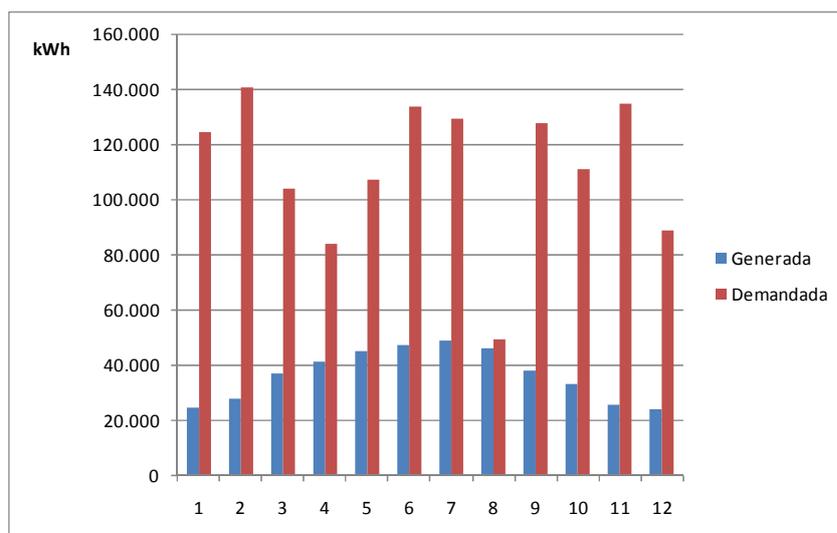


Gráfico 38 –Electricidad generada/demandada por el edificio – Orientación Sur

Se observa que para esta disposición de nuestra instalación (orientada al sur) obtenemos alrededor del 30% del consumo eléctrico del edificio, lo que supone un **ahorro de 51.849,7€ anuales**.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 9.2.3.2. Orientación Este

	Electricidad generada (kWh)	Electricidad demandada (kWh)	% Electricidad cubierto	Ahorro económico estimado por la electricidad generada (€)
Enero	10.523	124.336	8	1.681
Febrero	13.389	140.279	10	2.139
Marzo	21.174	103.622	20	2.256
Abril	26.586	83.767	32	2.408
Mayo	32.318	107.208	30	2.927
Junio	35.183	133.421	26	4.895
Julio	35.661	129.158	28	5.983
Agosto	30.726	48.929	63	2.511
Septiembre	22.606	127.498	18	2.519
Octubre	17.034	110.678	15	1.555
Noviembre	11.192	134.473	8	1.149
Diciembre	10.046	88.596	11	1.504
			<b>Ahorro anual</b>	<b>31.528,1 €</b>

Tabla 91 – Electricidad fotovoltaica generada y la demandada en el edificio – Orientación Este

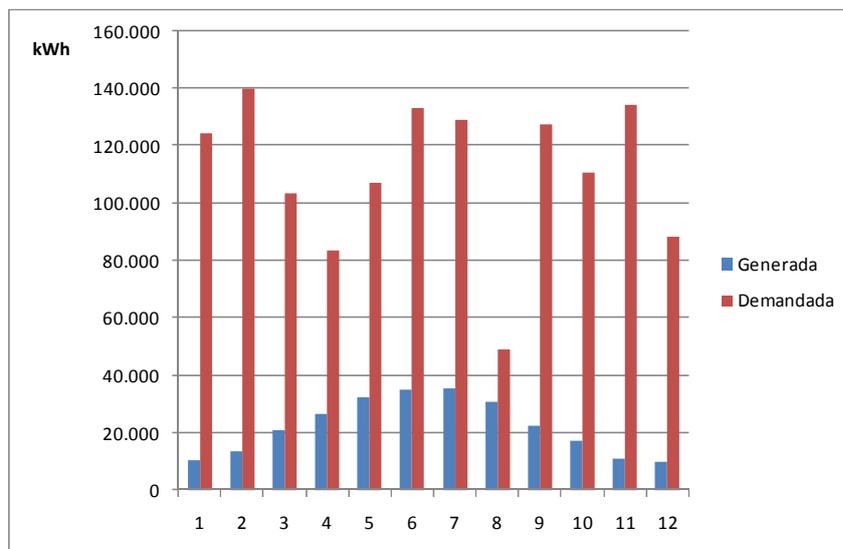


Gráfico 39 – Comparativa de electricidad generada/demandada por el edificio – Orientación Este

Se puede ver como en esta segunda alternativa, tal y como era de esperar, la producción de electricidad fotovoltaica es mucho menor que la obtenida en el caso en el que nuestra instalación se orienta hacia el sur, siendo el ahorro económico obtenido mucho menor.

En base a los resultados de electricidad fotovoltaica generada y ahorro económico obtenidos para las dos orientaciones estudiadas, se observa claramente que la **mejor disposición para nuestra instalación** fotovoltaica, es colocarla **orientada hacia el sur**, ya que la orientación este implicaría períodos de retorno de la inversión de casi el doble de tiempo, lo cual no es viable.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 9.3. Selección de elementos de la instalación y descripción del campo fotovoltaico

#### 9.3.1. Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico elegido es el modelo **Sunways SM 60MP monocristalino**, de 260 W<sub>p</sub> de potencia nominal, formado por 60 células monocristalinas.

Está especialmente diseñado para sistemas conectados a la red, como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas. Además de por su alta eficiencia y fiabilidad (eficiencia mínima garantizada del 90% durante un periodo de 12 años), se ha elegido debido a sus excelentes prestaciones dentro de la gama de módulos fotovoltaicos de alta potencia adecuados a nuestra instalación, así como por otros condicionantes como la garantía del producto, la confianza ofrecida por un fabricante de prestigio, la disponibilidad de suministro o la buena relación prestaciones/coste por módulo. Así mismo, cuenta con una capa anti-reflectante de vidrio solar, lo que aumenta aún más el rendimiento del módulo

Aunque en el **Anexo IX** se adjunta la hoja de características del módulo fotovoltaico seleccionado, en la siguiente tabla se resumen las principales:

<b>Módulo fotovoltaico Sunways SM 60MP monocristalino</b>	
<b>Potencia nominal</b>	260 W <sub>p</sub>
<b>Tensión en el punto de máxima potencia</b>	31,3 V
<b>Intensidad en el punto de máxima potencia</b>	8,32 A
<b>Tensión a circuito abierto (tensión de vacío)</b>	38 V
<b>Corriente de cortocircuito</b>	8,75 A
<b>Dimensiones</b>	1642 mm x 994 mm x 40 mm
<b>Área</b>	1,63 m <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	20 kg

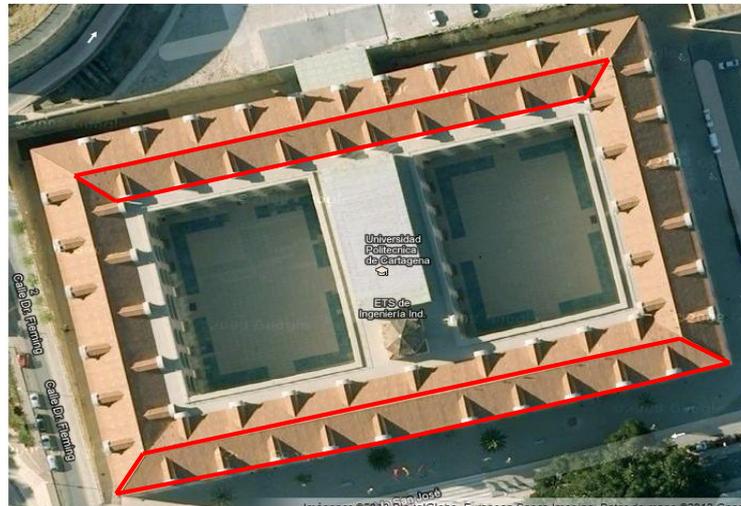
*Tabla 92 – Características módulo fotovoltaico*

En cuanto al número de módulos fotovoltaicos a instalar, lo que se pretende es aprovechar al máximo la superficie disponible en la cubierta del edificio. La superficie libre total disponible en los faldones de cubierta orientados al sur es de 1643 m<sup>2</sup> (940 m<sup>2</sup> en un lado y 703 m<sup>2</sup> en el otro).

Teniendo en cuenta el área de los módulos fotovoltaicos (1,63 m<sup>2</sup>) tendríamos un total de **1008 módulos instalados** (577 en un lado y 431 en el otro). Todo esto da lugar a una **potencia pico de la instalación de 262 kW<sub>p</sub>**.

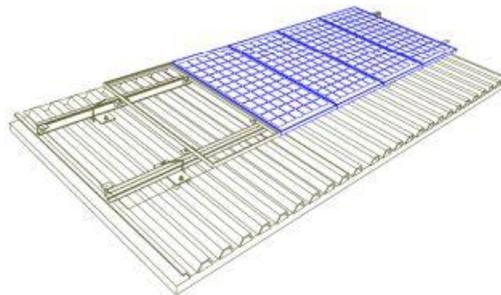
	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

En la siguiente figura se puede ver los faldones de cubierta en los que se ubicará nuestra instalación:



*Figura 37 – Ubicación de los módulos fotovoltaicos*

El montaje de los módulos fotovoltaicos se realizará de forma que estos queden **parcialmente integrados con la cubierta del edificio**, sin sustituir en ningún caso los materiales de construcción de la misma.



*Figura 38 – Montaje de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta*

La estructura soporte de los módulos instalados sobre la cubierta de la nave industrial resistirá, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirán las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante y/o proveedor del mismo.

El módulo será fijado a la superficie de la estructura mediante elementos de fijación antirrobo autorizados por el fabricante y /o proveedor del mismo.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

### 9.3.2. Selección del inversor

Como hemos citado anteriormente los inversores son los elementos que convierten la corriente continua generada en los módulos fotovoltaicos en corriente alterna que se inyecta a la red.

El **funcionamiento** de los inversores es completamente **automático**. Cuando los módulos solares generan la potencia suficiente, la electrónica de control supervisa los parámetros de tensión y frecuencia de red. Cuando se ha sincronizado la frecuencia del sistema con la red, el sistema inyecta corriente a la red.

El inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible de los módulos solares siguiendo el punto de máxima potencia (MPPT). Cuando al atardecer la energía ya no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor interrumpe la conexión y deja de trabajar.

De acuerdo con el R.D 1663/2000, cuando la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supere los 5kW, la acometida a la red deberá de ser trifásica. Si fuese menor, puede hacerse en monofásica.

Para comenzar el dimensionado hay que fijar la potencia nominal del inversor,  $P_{n,inv}$  o la potencia pico del generador fotovoltaico,  $P_{PMP}$  en función de la superficie disponible, la inversión económica a realizar, las tarifas vigentes, etc. En el mercado actual existen gran variedad de inversores comprendidos entre 2,5 kW y 100 kW.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador, pues prácticamente nunca se alcanzará la potencia nominal, debido a las pérdidas por inclinación y orientación a la que la instalación está sometida, pérdidas por sombreado y pérdidas en el cableado y conexionado. Además, los niveles de irradiancia recibidos son distintos a los que se recibiría con los valores nominales de potencia, con lo que es conveniente dimensionar el inversor para que su potencia nominal sea del orden entre 0.7 a 1 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

El inversor seleccionado en nuestro caso es el **SUNWAY PT 33k**, con una potencia nominal de salida ( $P_{n,inv}$ ) de 33,3 kW y un rendimiento máximo mayor del 98%.



Figura 39 – Inversor Sunway PT 33k

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Se trata de un inversor optimizado, con un diseño compacto incluyendo para alto rendimiento y con una larga vida de producto, con unos costes de instalación y mantenimiento mínimos.

Las características principales del mismo se detallan a continuación:

Inversor Sunways PT 33k	
<b>Datos de entrada (lado CC)</b>	
Potencia nominal generador solar	37 kWp
Intensidad máxima	75,0 A
Tensión nominal	700 V
Rango de tensión	460 V - 800 V
Tensión de vacío máxima	1000 V
<b>Datos de salida (lado CA)</b>	
Potencia nominal de salida	33,3 kW
Máxima potencia de salida	33,3 kW
Eficiencia máxima	98%
Eficiencia europea	97,60%
Eficiencia MPP	99,90%
Tensión de red/frecuencia	400 V / 50 hz
Conexión de red	Trifásica (L1, L2, L3, N, PE)
Factor de potencia	0,9 inductivo...0,9 capacitivo
Coeficiente de distorsión	< 3%
Consumo nocturno	aprox. 0 W
<b>Datos generales</b>	
Dimensiones (Al x An x F)	100 x 60 x 48 cm
Peso	155 kg aprox.
Refrigeración	Activa, con ventilador
Grado de protección	IP 42/IP54
Nivel de ruido	70 dB aprox.

*Tabla 93 – Características del inversor*

La hoja de características completa del inversor se adjunta en el **ANEXO IX**.

### 9.3.3. Descripción del campo fotovoltaico

En instalaciones de gran tamaño, tales como la que nos ocupa, el **campo fotovoltaico** generalmente se divide en dos o más partes (sub-campos), cada uno de ellos provisto de un inversor propio al que se conectan las distintas **cadena de módulos en paralelo**.

Si comparamos esta opción con la de instalar un único inversor por cadena, tenemos como ventaja el menor número de inversores, con la consiguiente reducción de los costes de inversión y mantenimiento asociados.

Por otro lado, el fallo de un inversor no implica la pérdida de producción de toda la plata, situación que sí pasaría si tuviésemos un único inversor (disposición más utilizada en el caso de instalaciones más pequeñas). En nuestro caso, sólo se vería afectado el sub-campo en el que se produjese el fallo.



JESÚS GRANDE FINCH

Proyecto Fin de Carrera:  
"Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo"



Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica

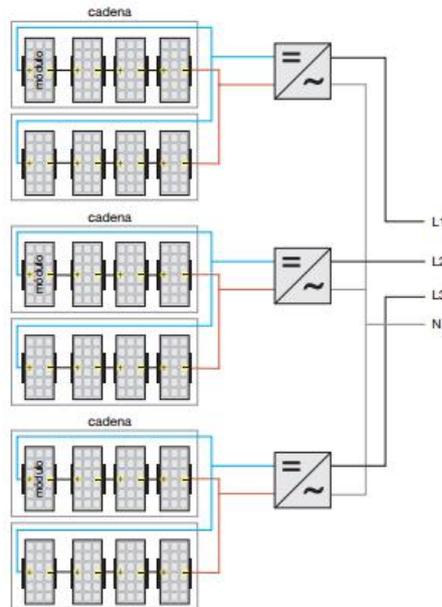


Figura 40 – Esquema de planta con varios inversores

En nuestro caso vamos a disponer de un total de **7 inversores** que nos proporcionarán una **potencia total de 233 kW**.

A cada uno de los inversores se le conectarán **8 ramas en paralelo**, cada una de ellas con **18 módulos fotovoltaicos conectados en serie**, haciendo un total de 144 módulos por cadena.

A continuación se pueden ver las **condiciones** que han de cumplirse para el correcto **dimensionado** del **campo fotovoltaico**:

- 1)  $P_{\text{nom total, inversores}} / P_{\text{PMP}} \in [0,7 - 1] \rightarrow 233 \text{ kW} / 262 \text{ kW} = 0,89 \checkmark$
- 2)  $V_{\text{oc, módulo}} \times N^{\circ} \text{ módulos en serie} < V_{\text{Máx CC, inversor}} \rightarrow 38 \text{ V} \times 18 \text{ módulos} = 684 \text{ V} < 800 \text{ V} \checkmark$
- 3)  $V_{\text{MPP, módulo}} \times N^{\circ} \text{ módulos en serie} = 31,3 \text{ V} \times 18 \text{ módulos} = 563,4 \text{ V} \rightarrow$  Dentro del rango de funcionamiento del inversor (460 V – 800 V).  $\checkmark$
- 4)  $I_{\text{MPP, módulo}} \times N^{\circ} \text{ ramas paralelo} < I_{\text{Máx CC, inversor}} \rightarrow 8,32 \text{ A} \times 8 \text{ ramas en paralelo} = 66,56 \text{ A} < 75 \text{ A} \checkmark$

Estos valores están calculados para una temperatura ambiente de 25°C, sin embargo, no se pueden limitar los cálculos a considerar sólo las condiciones estándar de funcionamiento, sino que se deben incluir también las condiciones de funcionamiento más desfavorables que pueden darse en la vida útil de la instalación, puesto que la tensión de salida de los paneles fotovoltaicos es función de la temperatura.

Por lo tanto hemos de verificar bajo las condiciones de servicio previstas (-10 °C a +70 °C) lo siguiente:

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

- 5) La tensión mínima (a 70 °C) a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será mayor que la tensión de funcionamiento mínima para el punto de máxima potencia (MPPT) del inversor:

$$V_{\min, \text{MPPT}} (70 \text{ }^{\circ}\text{C}) \geq V_{\text{MPPT}, \text{min}, \text{inv}}$$

$$[31,3 + (0,31\% \times 31,3) \times (70-25)] \times 18 = 642 \text{ V} \geq 460 \text{ V} \quad \checkmark$$

- 6) Por otra parte, la tensión mínima (a -10 °C) a la potencia máxima correspondiente a la salida de la cadena en condiciones de radiación solar estándar será menor o igual que la tensión de funcionamiento máxima del MPPT del inversor:

$$V_{\text{máx}, \text{MPPT}} (-10 \text{ }^{\circ}\text{C}) \leq V_{\text{MPPT}, \text{máx}, \text{inv}}$$

$$[31,3 + (0,31\% \times 31,3) \times (-10-25)] \times 18 = 502,3 \leq 800 \text{ V} \quad \checkmark$$

El siguiente esquema muestra el acoplamiento entre el campo fotovoltaico y el inversor, considerando las condiciones mencionadas anteriormente:

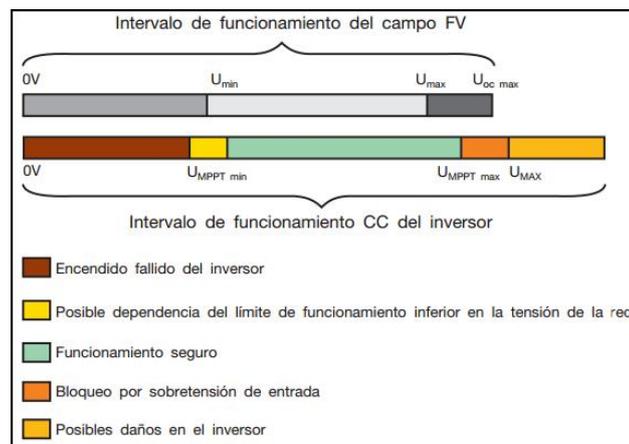


Figura 41 – Acoplamiento entre el campo FV y el inversor

Por lo tanto, el campo fotovoltaico queda de la siguiente forma:

DESCRIPCIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	
Nº de módulos	1008
Potencia pico instalada	262 kW <sub>p</sub>
Nº de inversores	7
Potencia nominal inversor	33,3 kW
Nº de ramas en paralelo por inversor	8
Nº de módulos en serie por rama	18
Potencia pico por rama	4,68 kW <sub>p</sub>
Potencia nominal total instalación	233 kW
Orientación	Sur
Inclinación	25 °

Tabla 94 – Descripción campo fotovoltaico

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 9.4. Estudio económico

Al igual que se ha analizado para el caso de los distintos escenarios planteados de trigeneración, en este apartado se va a evaluar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica, analizando mediante el cálculo del Valor actualizado neto (VAN) y la Tasa interna de retorno (TIR) la rentabilidad de la misma.

Las tasas económicas que utilizaremos para el cálculo del VAN son las mismas que las usadas en los escenarios de trigeneración, las cuales se reflejan en el *apartado 8.4.7* del presente proyecto.

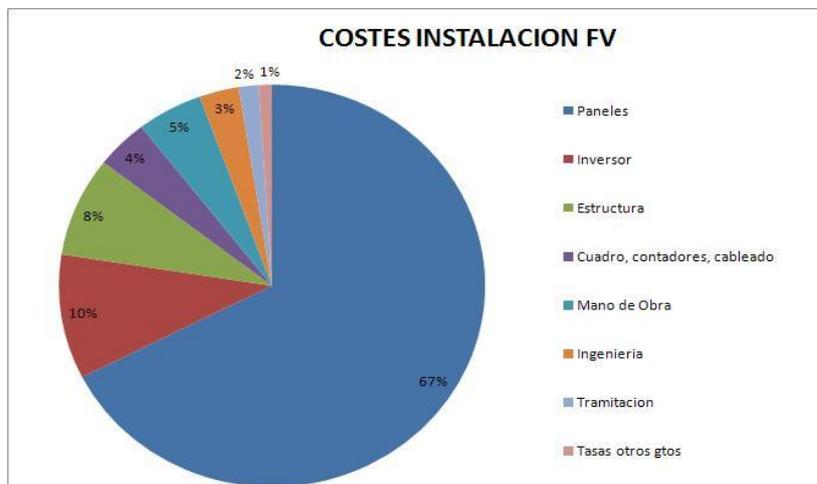
En este caso, el **ahorro neto anual** obtenido será el correspondiente a la electricidad de origen fotovoltaico autoconsumida por el edificio, reflejado en la *Tabla 90*, es decir, **51.849,7 €**.

Por otro lado, los costes que componen la **inversión inicial** se detallan a continuación:

<b>Inversión inicial</b>	
Módulos fotovoltaicos	211.680 €
Inversores	34.825 €
Estructura soporte de la instalación	20.000 €
Cuadro general, contadores, cableado	7.500 €
Mano de obra	10.000 €
Ingeniería, tramitación, tasas y otros gastos	12.500 €
<b>Coste total inversión inicial</b>	<b>296.505 €</b>

*Tabla 95 – Inversión inicial instalación fotovoltaica*

En la siguiente figura se muestran la distribución aproximada de costes correspondientes a una instalación de las características similares a la planteada en nuestro caso:



*Figura 42 – Costes correspondientes a una instalación fotovoltaica*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

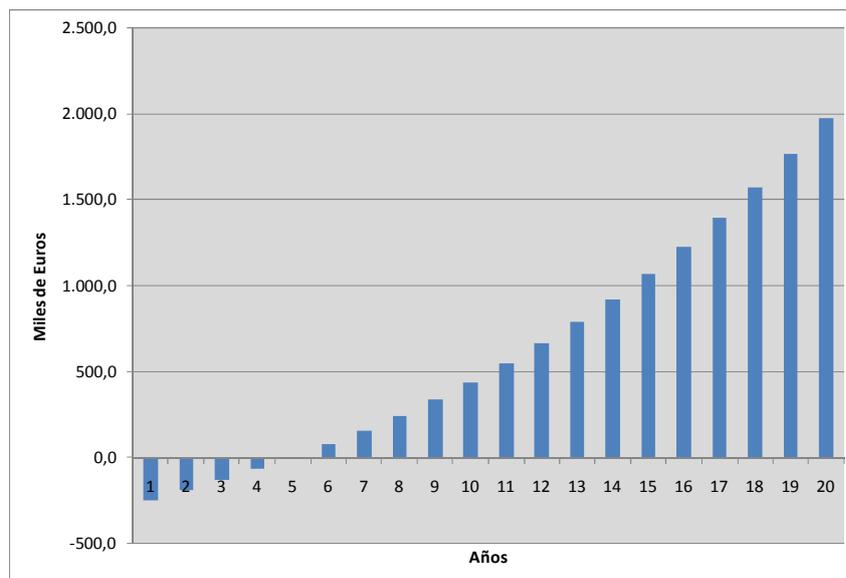
En lo relativo al coste por mantenimiento, supondremos un total de unos 500 € anuales aproximadamente, cifra típica en instalaciones fijas sobre cubiertas, como la estudiada aquí.

La evolución del VAN queda por tanto:

Año	Ahorro neto (k€)	Mantenimiento (k€)	VAN (k€)
1	51,9	0,5	-245,1
2	107,7	0,9	-189,7
3	167,7	1,3	-130,1
4	232,4	1,8	-65,9
5	302,0	2,2	3,3
6	376,9	2,6	77,8
7	457,6	3,1	158,0
8	544,4	3,5	244,4
9	637,9	3,9	337,5
10	738,5	4,3	437,7
11	846,8	4,7	545,5
12	963,3	5,1	661,7
13	1.088,8	5,5	786,8
14	1.223,8	5,9	921,4
15	1.369,2	6,3	1.066,4
16	1.525,7	6,7	1.222,5
17	1.694,1	7,1	1.390,5
18	1.875,4	7,4	1.571,5
19	2.070,6	7,8	1.766,3
20	2.280,7	8,2	1.976,0

*Tabla 96 – Evolución del VAN – Instalación fotovoltaica*

Vemos nuestra inversión inicial se recuperaría entre el cuarto y quinto año tras la puesta en marcha de nuestra instalación.



*Gráfico 40 – Evolución del VAN – Instalación fotovoltaica*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Del mismo modo, la Tasa interna de retorno (TIR) obtenido para distintos años característicos queda:

TIR	
5 años	0,050
7 años	0,200
10 años	0,289
20 años	0,349

Tabla 97 – Valores del TIR para cuatro años característicos – Instalación fotovoltaica

## 10. ANÁLISIS DEL POTENCIAL EÓLICO

Como última solución, se ha intentado realizar el estudio acerca de la electricidad que se podría generar en la cubierta del edificio mediante la instalación de mini-aerogeneradores eólicos.

Para llevar a cabo un correcto análisis del potencial eólico disponible, resulta imprescindible en primer lugar, conocer las velocidades de viento en la zona en la cual se situará nuestra instalación. Sin embargo, aquí reside el primer problema, pues **no se dispone de ninguna estación de medida en el edificio**.

Para realizar un correcto análisis del potencial eólico, sería necesaria la previa colocación anemómetros en la cubierta del edificio, mediante los que se obtendría unos datos de velocidad de viento lo más cercanos a la realidad, y por tanto, se podría estimar de una forma bastante aproximada la generación eléctrica mediante la posterior instalación de los mini-aerogeneradores.

Los únicos datos de viento con los que se dispone son los registrados por la Agencia Estatal de Meteorología en la estación de medida situada en Cartagena. La utilización de estos datos para nuestro caso de estudio no es lo más aconsejable, pues la situación y altitud en la que éstos han sido registrados no tiene porqué coincidir necesariamente con la de nuestro edificio; de hecho, no coincide. Aún así, y al no tener ninguna otra fuente de obtención de los mismos, hemos optado en utilizarlos para sacar una estimación más o menos aproximada de la potencia eléctrica generada en la cubierta del edificio.

### 10.1. Velocidades de viento

Las velocidades medias horarias registradas durante el año 2012 han sido las siguientes:

Velocidad media del viento (m/s)					
0:00	1,36	8:00	1,54	16:00	2,50
1:00	1,30	9:00	1,69	17:00	2,32
2:00	1,33	10:00	1,94	18:00	2,04
3:00	1,23	11:00	2,10	19:00	1,84
4:00	1,27	12:00	2,26	20:00	1,68
5:00	1,24	13:00	2,50	21:00	1,55
6:00	1,27	14:00	2,58	22:00	1,46
7:00	1,42	15:00	2,64	23:00	1,42

Tabla 98 – Velocidades de viento medias – Cartagena - Año 2012

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Tal y como puede verse en la tabla anterior, las velocidades de viento registradas son muy bajas en comparación a las que se debería obtener si se procediese a la instalación de mini-aerogeneradores, pues en caso de llevar a cabo la instalación de los mismos, éstos comienzan generalmente a funcionar con velocidades de viento en torno a los 3 m/s, velocidad que vemos que no se alcanza en ninguna de las horas.

## 10.2. Estimación de la energía generada

Aún teniendo velocidades de viento tan bajas como las mostradas en la *Tabla 98*, vamos a obtener la energía anual que generaría la hipotética instalación eólica:

La potencia generada por unidad de superficie ( $W/m^2$ ) por un aerogenerador sería:

$$\frac{P_{gen}}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot V^3 \cdot \eta$$

Siendo " $\rho_{aire}$ " la densidad del aire, cuyo valor supondremos igual a  $1,225 \text{ kg/m}^3$ , y " $V$ " la velocidad del viento en m/s, y " $\eta$ " el rendimiento del aerogenerador, que supondremos del 25 %.

De este modo, la **potencia horaria generada por unidad de superficie barrida** quedaría:

Potencia generada por unidad de superficie barrida ( $W/m^2$ )					
0:00	0,38	8:00	0,56	16:00	2,38
1:00	0,33	9:00	0,74	17:00	1,92
2:00	0,36	10:00	1,13	18:00	1,30
3:00	0,28	11:00	1,42	19:00	0,96
4:00	0,31	12:00	1,76	20:00	0,72
5:00	0,29	13:00	2,38	21:00	0,57
6:00	0,31	14:00	2,62	22:00	0,47
7:00	0,43	15:00	2,81	23:00	0,44

*Tabla 99 – Potencia generada por unidad de superficie barrida*

Tal y como se esperaba, se aprecia que la **producción de electricidad** a partir de los datos de viento registrados, es **excesivamente baja**. A modo de ejemplo, y para que se entienda mejor la inviabilidad de la instalación eólica, los resultados obtenidos para un generador cuyo diámetro de barrido es de 2 metros son:

Potencia generada (W), diámetro rotor = 2 m					
0:00	1,20	8:00	1,75	16:00	7,47
1:00	1,05	9:00	2,32	17:00	6,03
2:00	1,14	10:00	3,54	18:00	4,09
3:00	0,89	11:00	4,47	19:00	3,01
4:00	0,98	12:00	5,54	20:00	2,26
5:00	0,91	13:00	7,48	21:00	1,79
6:00	0,97	14:00	8,24	22:00	1,49
7:00	1,37	15:00	8,83	23:00	1,39

*Tabla 100 – Potencia generada, diámetro rotor = 2 m*

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Resulta impensable por tanto, llevar a cabo una instalación de este tipo, en base a los resultados obtenidos de producción eléctrica, y por supuesto, el alto coste que acarrearía dicha instalación, no sólo en cuanto a equipos (mini-aerogeneradores, inversores...) sino a la obra que habría que realizar en la cubierta del edificio para construir las estructuras soporte de los mismos.

## 11. CONCLUSIONES

A continuación se detallan las diversas conclusiones que se pueden extraer del presente proyecto:

### 11.1. Medidas de ahorro adoptadas en el edificio

La apuesta llevada a cabo por la Universidad Politécnica de Cartagena por seguir una política de compromiso con el medio ambiente, la sostenibilidad y responsabilidad social, tiene, como principal línea de actuación la implementación de medidas a corto, medio y largo plazo enfocadas al ahorro y mejora de la eficiencia energética.

En relación a esto, quizás, las medidas de mayor interés, por la directa repercusión sobre la Comunidad Universitaria en cuanto al confort y uso de instalaciones, sea, por un lado, el ajuste en las temperaturas de consigna de las máquinas climatizadoras, y por otro, el cierre de los edificios en diversos períodos del curso universitario.

En cuanto al gran **ajuste** llevado a cabo en las **temperaturas de consigna de las máquinas climatizadoras** tanto en verano como en invierno (21°C y 26°C respectivamente), éstas se han establecido en las condiciones de temperatura límite establecidas en el **R.D 1826/2009**, por el que se modifica el Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, aprobado por R.D 1027/2007.

Esta medida, sin embargo, debería conllevar el **plantearse la comodidad o confort térmico** de las personas que hacen uso del edificio, evaluándose la misma a modo de **encuesta** por ejemplo. Seguramente, dicho estudio arrojaría un resultado que, a fin de cuentas, sólo ayudaría a mejorar el bienestar de quienes trabajan y estudian en el edificio, sin que ello suponga un notable exceso económico.

Por otro lado, la otra medida que afecta principalmente a los estudiantes son el paulatino aumento del cierre en edificios, y especialmente el del **Servicio de Documentación (Antiguones)**, que además de cerrar en períodos vacacionales como Navidad (desde el 22 de diciembre hasta el inicio de la actividad docente) o Semana Santa (desde el 22 al 31 de marzo), se ha optado por el **cierre** del mismo los **sábados** fuera del período de exámenes y festivos, así como la medida temporal **eliminación del período ampliado de apertura** en época de exámenes. En su lugar, se ha procedido a la **apertura de 6 aulas de estudio** con una capacidad total de unas 400 personas, lo cual resulta insuficiente en numerosas ocasiones, además de no estar del todo previstas para tal labor (números de tomas de corriente insuficiente, desconexión de equipos de climatización...).

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

De prolongarse en exceso estas medidas (cosa que parece lo más normal), sería aconsejable por tanto que el Vicerrectorado de Infraestructuras, Equipamiento y Sostenibilidad estudie y valore alguna modificación en las mismas, de forma que aumente la comodidad y satisfacción de los estudiantes, que al fin y al cabo, son los principales afectados por esto.

## **11.2. Optimización económica de la potencia contratada**

El optimizar las potencias contratadas en los distintos períodos tarifarios, es sin duda una de las medidas más importante (y más rápida) a llevar a cabo para disminuir el coste del actual aprovisionamiento eléctrico del edificio.

Tal y como se ha visto en el punto 7 de este proyecto, se observa que **actualmente** existe un **sobredimensionamiento** en la contratación de potencia eléctrica, con el objetivo de no incurrir en los costes por sobrepasamientos de potencia.

Como se ha comprobado, tras realizar la correspondiente optimización de la potencia, que lo óptimo es llegar a una configuración en la cual se paga un mayor importe relativo a los excesos de potencia, pero en la que sin embargo se paga un término fijo mucho menor que en la actual situación, de forma que la suma entre el término fijo y los excesos por sobrepasamientos de potencia sea mínima.

Además, este estudio resulta más importante si cabe en la situación en la que se encuentra actualmente España, en la que la subida de los impuestos y costes de la energía está a la orden del día.

Resultaría aconsejable pues, la consiguiente optimización económica en la contratación de potencia cada año, de forma que se pague lo mínimo posible en este aspecto.

## **11.3. Viabilidad de los escenarios de trigeneración**

La sustitución de los actuales equipos térmicos encargados de la climatización del edificio por otras tecnologías más eficientes como las propuestas en los tres escenarios planteados, conforma el **punto de mayor peso de este Proyecto Fin de Carrera**.

Como ya se comentó en puntos anteriores, el 70% de los gastos corrientes de la Universidad corresponden al consumo eléctrico, y como ya se ha visto, gran culpa de ello lo tienen las máquinas climatizadoras instaladas hoy día.

Al generar electricidad de manera convencional mediante un motor generador o una turbina, el aprovechamiento de la energía en el combustible es del 25% al 35%, lo demás, se pierde. Sin embargo, mediante la cogeneración se puede llegar a aprovechar del 70% al 85% de la energía que posee el combustible, produciendo de manera simultánea tanto electricidad como calor, de ahí la importancia de estas tecnologías.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Donde realmente resulta interesante la implementación de sistemas de cogeneración y trigeneración, es en aquellas instalaciones en las que se tienen de 4.500 a 5.000 horas de trabajo.

No hay que olvidar que uno de los principios fundamentales de la cogeneración es que la base de dimensionamiento de dichas plantas es la **demanda de calor útil**, y no el consumo eléctrico. Es por ello que lo ideal es implementar dichas tecnologías cuando tenemos altas y constantes demandas de calor, por ejemplo, una industria que demanda calor las 24 horas del día durante casi todo el año.

En el caso de nuestro edificio, los sistemas de trigeneración analizados, se han planteado como una tecnología sustitutiva de los actuales equipos térmicos, por lo tanto, el número de horas en las que trabajaran dichos sistemas (unas 2800 horas al año aproximadamente en el caso de nuestro edificio) no son todas las que se desearían para la total viabilidad de estos sistemas.

Además, otro punto fuerte de estos sistemas, como ya se explicó, siempre han sido los altos ingresos económicos obtenidos por la posibilidad de vender la electricidad generada. El problema es que actualmente, debido a la crisis económica que desde hace años vive España, una de las medidas de ahorro adoptadas ha sido la **suspensión del Régimen Especial**, por el cual se incentivaba este tipo de instalaciones, con lo que ahora únicamente se puede vender dicha electricidad al precio del mercado diario (PMD), obteniéndose ingresos muy inferiores, con lo que se ha dificultado la viabilidad de estas instalaciones.

Pese a todas estas dificultades, y tal y como se ha comprobado en el análisis realizado, los **resultados** obtenidos en cuanto a tiempo de retorno de la inversión en los tres escenarios planteados son **mejor de que inicialmente se podía esperar**.

Uno de los primeros puntos que hemos de estudiar a la hora de plantearnos la implementación de instalaciones de este tipo es el coste de la inversión inicial llevada a cabo. En relación a esto, el uso de motores de gas en lugar de microturbinas reduce bastante el coste inicial de dicha instalación. Debido a ello, y de seguir suspendido el Régimen Especial, la **opción de utilizar microturbinas** como grupo generador de la instalación queda **descartada**, pues la inversión inicial es más del doble de la necesaria en los otros dos escenarios en los que se han utilizado motores de gas.

Si consideramos que, tal y como está en estos momentos la situación actual, **no tenemos opción de vender electricidad en Régimen Especial**, y nos fijamos por tanto en los resultados obtenidos para las “Alternativas 1” del Escenario 1 y 2, se puede ver que se obtiene una **mayor rentabilidad para el Escenario 2**, en el cual la inversión retornaría entre el 4º y 5º año tras la puesta en marcha (resultado bastante positivo pese a los pocos ingresos que se obtendrían por venta de electricidad). Esto se debe a que en el segundo escenario planteado, el motor se ajusta más a la demanda de calor (se regula al calor medio demandado en cada mes, frente al segundo escenario en el que el motor se regula para proporcionar el calor medio anual), lo que implica un menor coste anual de gas natural, y un ahorro anual con respecto a la situación inicial de unos 70.000 €, frente a los 57.000 € ahorrados en el primer escenario.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

Si nos fijamos en los resultados que se obtendrían en las **situaciones en las que se restaurase el Régimen Especial** y pudiésemos vender la electricidad generada a precio de Tarifa Regulada, el retorno de las inversiones disminuiría drásticamente, obteniendo períodos de retorno de entre 2-3 años para los escenarios que utilizan motor y de entre 5-6 años para el escenario con las microturbinas. El ahorro económico anual obtenido en las tres situaciones planteadas sería muy elevado (en torno a 120.000 € anuales), debido a los altos ingresos obtenidos por vender la electricidad generada.

#### **11.4. Potencial fotovoltaico**

Quizás este sea uno de los **puntos más interesantes de este proyecto**, ya no sólo por sus beneficios medio ambientales, sino porque sería una apuesta clara por el fomento y la promoción de una fuente de energía limpia e inagotable por parte de una Universidad Técnica que apuesta por el desarrollo e instauración de tecnologías renovables.

La ya nombrada **Directiva 2009/28/CE** del Parlamento Europeo, fijó unos objetivos de aquí al año 2020 en los que se ha de apostar claramente por este tipo de tecnologías. El problema es que la actual legislación del país y en concreto el **Real Decreto Ley 1/2012**, junto con los ya establecidos R.D 1565/2010 y R.D.L 14/2010 han puesto en grave peligro la instauración de dichas instalaciones, frenando el desarrollo de dicha tecnología.

En cuanto al análisis llevado a cabo en este proyecto, tras analizar el ahorro económico obtenido según las dos orientaciones distintas propuestas (sur y este), se ha llegado a la conclusión de que la opción más viable es, como era de esperar la de orientar nuestra instalación hacia el sur, pues se obtenía un ahorro económico prácticamente de el doble que en el caso de la orientación este.

La **buena rentabilidad obtenida** en este caso (entre el 4º y 5º año tras la puesta en marcha) hace que se **considere seriamente la posibilidad de llevar realmente a cabo la misma**.

#### **11.4. Potencial eólico**

Esta última tecnología es la que presumiblemente parecía la **menos viable**, principalmente por la imposibilidad de haber realizado una correcta toma de datos acerca de las velocidades de viento que se registran en la cubierta del edificio.

Tras analizar la generación que se podría obtener con los datos con los que se disponía, se ha descartado por completo la opción de implementar dicha alternativa, debido a la inviabilidad de la misma, no solo desde el punto técnico, sino desde económico.

	<b>JESÚS GRANDE FINCH</b>	
	Proyecto Fin de Carrera: “Estudio energético en el Antiguo Hospital de Marina. Diseño de soluciones energéticas para lograr un edificio de consumo eléctrico casi nulo”	
<b>Ingeniería Industrial - Departamento Ingeniería Eléctrica</b>		

## 12. BIBLIOGRAFÍA

- Documento Básico DB-HE de Ahorro de energía del Código Técnico de la Edificación (CTE).
- Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de edificios.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica mediante cogeneración y fuentes renovables.
- Datos de consumo eléctrico durante el año 2012 del edificio Antiguo Hospital de Marina, proporcionados por la Unidad Técnica de la Universidad Politécnica de Cartagena.
- Asociación Española para la promoción de la Cogeneración en España (ACOGEN).
- Comisión Nacional de la Energía (CNE).
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía (IDAE).
- Documento Básico DB-HE de Contribución Solar Fotovoltaica del Código Técnico de la Edificación.
- Cuaderno de aplicaciones técnicas para Plantas Fotovoltaicas, ABB.
- Cuaderno de aplicaciones técnicas para Plantas Eólicas, ABB.
- Asociación Empresarial Eólica (AEE).
- Red Eléctrica España (REE).
- Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).
- Asignatura de Tecnología Energética, 5º curso Ingeniería Industrial, impartida por Juan Pedro Solano Fernández, Universidad Politécnica de Cartagena.