



**Trabajo Final de Carrera**

*IMPLANTACIÓN DE MICROCOGENERACIÓN EN EL  
EQUIPAMIENTO MUNICIPAL: “CENTRO DE HISTORIA DE  
ZARAGOZA”*

Juan Francisco Vidal Artal

**Ingeniería en Organización Industrial**

Director: Joan Antoni Castejón Fernandez

Vic, febrero de 2012

## ÍNDICE

<b>1. RESUMEN DEL TRABAJO FINAL DE CARRERA</b> .....	4
<b>2. INTRODUCCIÓN</b> .....	6
<b>2.1. Objetivos</b> .....	6
<b>2.2. Medio Ambiente y Sostenibilidad</b> .....	6
<b>2.3. Legislación</b> .....	8
<b>2.4. Definiciones</b> .....	13
<b>3. JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA EMPLEADA</b> .....	21
<b>3.1. Antecedentes</b> .....	21
<b>3.2. Situación actual de la cogeneración</b> .....	29
<b>3.3. Análisis y comparativa de las soluciones alternativas</b> .....	32
<b>3.4. Diseño y estructura de la implantación adoptada</b> .....	47
<b>3.5. Especificaciones particulares de disponibilidad</b> .....	51
<b>4. RESULTADOS ENERGÉTICOS E IMPACTO MEDIOAMBIENTAL</b> .....	54
<b>4.1. Demanda térmica del Centro de Historia</b> .....	62
<b>4.2. Demanda eléctrica del Centro de Historia</b> .....	63
<b>4.3. Producción térmica. Excedentes</b> .....	63
<b>4.4. Producción eléctrica</b> .....	67
<b>5. JUSTIFICACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA</b> .....	69
<b>5.1. Inversión. CAPEX</b> .....	71
<b>5.2. Gastos operativos OPEX</b> .....	72
<b>5.3. Ingresos</b> .....	77

5.4. Rentabilidad. VAN, TIR, Free Cash Flow.....	78
5.5. Afección de las últimas modificaciones en las energías renovables .....	83
6. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	85
6.1. Project Finance, Etapas, Proyecciones.....	85
6.2. Sociedad Vehículo del Proyecto. Proyecciones .....	88
7. CONCLUSIONES .....	90
8. BIBLIOGRAFÍA.....	91
8.1. Referencias Bibliográficas.....	91
8.2. Direcciones Web .....	92
9. ANEXOS.....	94
9.1. Presupuesto .....	94
9.2. Planos .....	106
9.3. Pliego de Condiciones.....	108

## **1. RESUMEN DEL TRABAJO FINAL DE CARRERA**

### **Ingeniería en Organización Industrial**

**Título:** Implantación de Cogeneración en el Centro de Historia de Zaragoza

**Palabras Clave:** Energía, Medio Ambiente, Cogeneración, Rentabilidad, Eficiencia.

**Autor:** Juan Francisco Vidal Artal

**Dirección:** Joan Antoni Castejón Fernandez

**Fecha:** Junio de 2012

A raíz de la evolución del precio de la energía y de las medidas adoptadas a nivel mundial para el llamado “desarrollo sostenible”, la legislación europea ha liderado las correcciones a efectuar en los procesos protagonistas del consumo de recursos y de contaminación del medio ambiente. En la última década el proceso viene acelerándose para cumplir con los objetivos marcados, amparándose en unas ya consolidadas estadísticas sobre las repercusiones prácticas de cada una de las iniciativas proyectadas. Una de las tecnologías a emplear es la cogeneración, es decir, la producción simultánea de calor y electricidad. A diferencia de otras soluciones más ambiciosas, y por tanto con mayor incertidumbre en su aplicación práctica, la cogeneración es una respuesta ya madura y viable, directamente aplicable a industrias y con un claro apoyo institucional.

El objetivo principal de este trabajo es demostrar mediante un estudio técnico – económico, la viabilidad de la solución planteada en este tipo de edificios, mediante la aportación de datos reales y contrastados. Así como establecer los parámetros e indicadores de medición que permitan elegir dicha tecnología como la solución óptima para el ahorro y eficiencia económica en su sector de aplicación.

Entre las conclusiones más destacadas de este proyecto están los beneficios que aporta tanto al usuario del sistema como al conjunto de la sociedad, siendo este último aspecto fundamental en su financiación y subvención. Por otra parte, son instalaciones desconocidas en ciertos edificios por lo que este trabajo debe contribuir a su desarrollo y adopción por parte de las empresas de servicios energéticos.

## Summary of Final Degree Industrial Engineering

**Title:** Implantación de Cogeneración in the “Centro de Historia de Zaragoza”

**Keywords:** Energy, Environment, Cogeneration, Profitability, Efficiency.

**Author:** Juan Francisco Vidal Artal

**Address:** Joan Antoni Castejón Fernandez

**Date:** June 2012

### Summary

Following the evolution of energy prices and global measures for so-called "sustainable development", European legislation has led the corrections to be protagonists in the process of resource consumption and environmental pollution. In the last decade, the process is accelerating to meet the objectives, relying on a consolidated and statistics on the practical implications of each of the planned initiatives. One of the technologies to be used is cogeneration, ie the simultaneous production of heat and electricity. Unlike other solutions more ambitious, and therefore more uncertainty in its practical application, CHP is a mature and viable response, directly applicable to industry and a clear institutional support.

The main objective of this paper is to demonstrate by a technical - economic feasibility of the proposed solution in this type of building, by providing real data and contrasted. In order to establish the parameters and measurements that allow you to choose the technology as the optimal solution for saving and economic efficiency in the sector of application.

Among the key conclusions of this project are the benefits of both the user of the system as a whole society, the latter being crucial aspect in financing and subsidies. On the other hand, are unknown facilities in certain buildings so this work should contribute to its development and adoption of energy service companies.

## **2. INTRODUCCIÓN**

### **2.1. Objetivos**

Se intentará calcular un sistema de cogeneración adecuado para un edificio público real y concreto, que proporcione un ahorro económico y que permita acometer su inversión, amortizándose en un periodo igual o menor a 7 años.

También se explicarán los pasos tomados a lo largo del proyecto para facilitar una posible extrapolación de los datos del mismo, para cualquier otra aplicación similar. De este modo se cumplirá el segundo objetivo del proyecto: divulgar un tipo de tecnología poco empleada.

### **2.2. Medio Ambiente y Sostenibilidad**

La principal causa de elevar la eficiencia de los sistemas consumidores de energía, mediante sistemas de cogeneración o mediante cualquier otro, proviene de la relación directamente proporcional entre el precio de la energía y su disponibilidad, de modo que en primer término vamos a exponer como primera justificación para este trabajo, la progresiva y conocida falta de recursos naturales a nivel mundial.

En este entorno, Europa lidera tanto la falta de recursos propios como la disponibilidad de ciencia y tecnología para compensarlo, razones por las que se cita a lo largo de este trabajo el Libro Blanco sobre el cambio climático del 2009 y el Libro Verde sobre Energía del 2006, publicados por la Comunidad, en la que exponen las líneas maestras de actuación para los próximos años.

No obstante, es necesario contemplar en los documentos y directivas publicados el término "obligatorio" que se aplica para las soluciones adoptadas, remarcando que a nivel mundial el 15% de la población consume el 53% de la energía, y que el 85% de la población tiene problemas para acceder

regularmente a la energía eléctrica. Siendo globalmente un problema de sostenibilidad y no tanto económico:

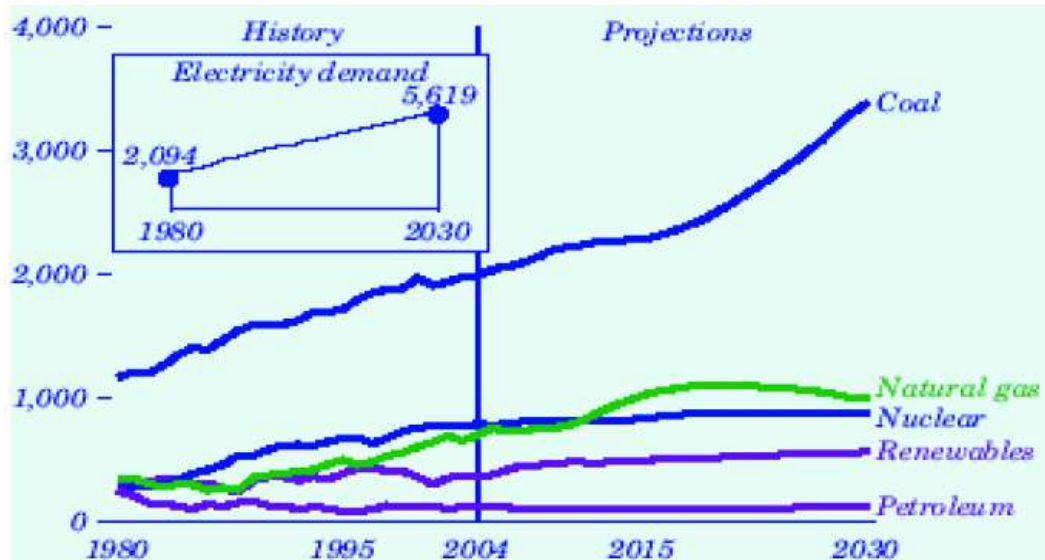


Fig.1: Generación mundial en billones de kWh. Fuente: Annual Energy Outlook.

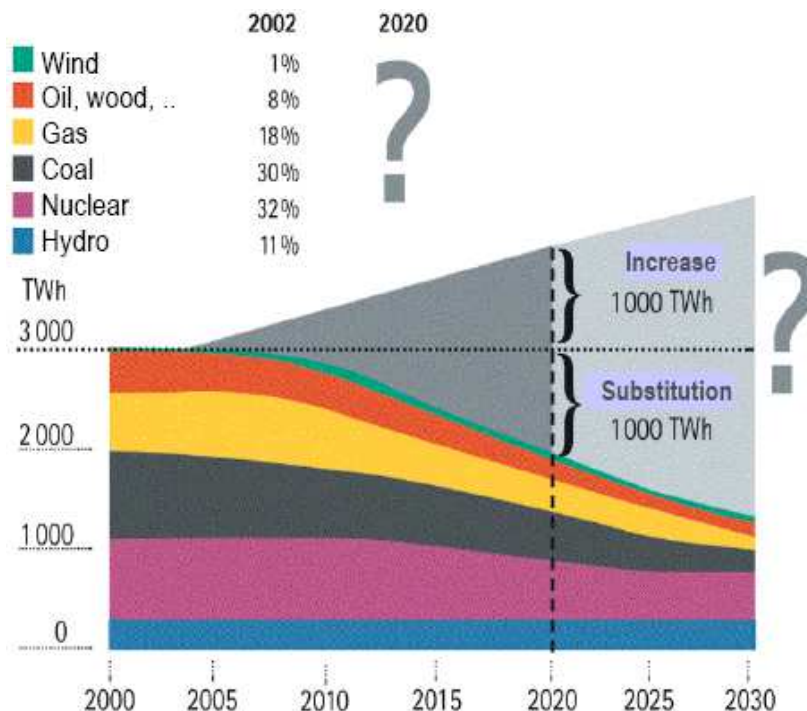
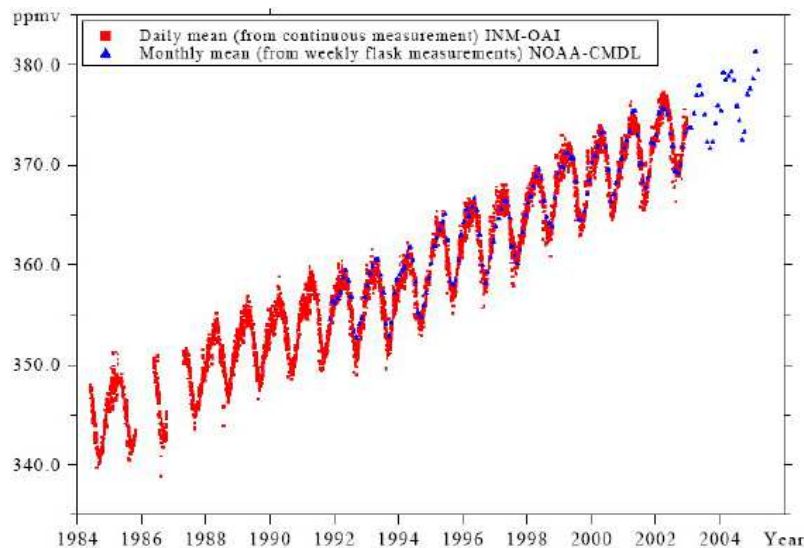


Fig.2: Generación Europa25 en TWh. Fuente: VGB Powertech.

Simultáneamente al agotamiento de los recursos naturales, se está produciendo un deterioro del medioambiente difícil de cuantificar y que está provocando varias corrientes de opinión respecto a la gravedad del recalentamiento global, efecto invernadero, agujero de la capa de ozono, etc.

No obstante, es ineludible la afección que se está produciendo en la naturaleza como demuestra el gráfico siguiente:



*Fig.3: Concentración dióxido de carbono. Fuente: AEMET.*

Europa aporta únicamente el 47% de la energía que consume, y como consecuencia impulsó en el año 2008 las medidas más ambiciosas adoptadas hasta ese momento para lograr el liderazgo en energías renovables, entre las que se encuentra la cogeneración. Las líneas principales marcadas eran: eficacia de neumáticos, reducir importación de petróleo y eficiencia energética en edificios.

### **2.3. Legislación**

Se demuestra que con la legislación actual no se va a cumplir el objetivo del 20% (detalle en “Comunicación de la Comisión, de 13 de noviembre de 2008, denominada Eficiencia energética: alcanzar el objetivo del 20%” COM.2008. 772 de la legislación de la U.E.), por lo que actualmente están reforzando fundamentalmente a la Directiva 2002/91/CE sobre el rendimiento energético de los edificios, que constituye el marco jurídico actual, y al marco regulatorio de la cogeneración: Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía, y sus transposiciones a norma española.



Con ello se pretende obtener el objetivo “20-20-20” para 2020, consistente en reducir un 20% el consumo de energía primaria de la Unión Europea; reducir otro 20% las emisiones de gases de efecto invernadero; y elevar la contribución de las energías renovables al 20% del consumo.

Teniendo esto en cuenta la Comisión Europea lanzó en 2007 un Pacto entre alcaldes, articulado por las llamadas redes locales, para superar el objetivo fijado del 20% en reducción de gases de efecto invernadero, siendo todavía más apto para el edificio municipal objeto del presente proyecto. Se determinó un potencial de ahorro para los edificios públicos de un 30%, con una realidad de mejora en su eficiencia inferior al 1,4% de la media anual en la comunidad europea. Esto ha sido provocado por ser la industria y el transporte los sectores que mayores cambios han experimentado. Como consecuencia ya existen varios borradores para una próxima directiva que modificará los parámetros de la directiva 2002/91/CE de eficiencia energética y la 2004/8/CE de cogeneración.

Directiva 2002/91/CE: En proceso de reforma para adoptar medidas de mayor impacto en los objetivos fijados. Desarrollada en España mediante:

1. Código Técnico de la Edificación (R.D. 314/2006): Establece las condiciones mínimas del edificio, que limiten su demanda energética (Actualización de la antigua NBE.CT.79)
2. Revisión del Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (R.D. 1027/2007): Establece las condiciones mínimas de los sistemas energéticos instalados, que aseguren un mínimo de rendimiento. (HE2, ahorro de energía del código técnico)
3. Decreto sobre Calificación Energética. (R.D. 47/2007): Establece el procedimiento para comparar el consumo de un edificio frente a otro de referencia.

Fija entre otros parámetros, que en edificios nuevos o en reformas importantes, *“velarán a partir de 1.000 m<sup>2</sup> por la viabilidad técnica, medioambiental y económica de sistemas alternativos como: sistemas descentralizados de producción de energía basados en energías renovables, cogeneración, calefacción o refrigeración central o urbana, cuando esta última esté disponible, bombas de calor en determinadas condiciones, se consideren y se tengan en cuenta antes de que se inicie la construcción.”*

Es decir, establece que el objeto del proyecto que aquí se desarrolla, sea obligatoriamente tenido en cuenta desde un punto de vista próximo a la Ingeniería en Organización Industrial.

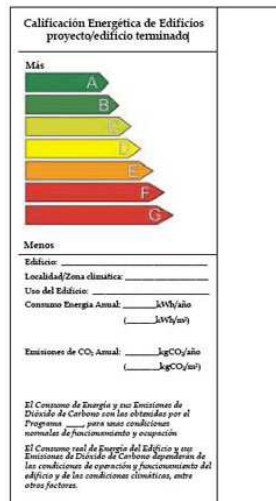


Fig.4: Etiqueta para la calificación energética. Fuente: IDAE.

R.D. 47/2007:(Certificación eficiencia energética). Establece a modo resumido:

1. Eficiencia Energética de un edificio: Consumo de energía que se estima necesario para satisfacer la demanda energética del edificio en unas condiciones normales de funcionamiento y ocupación.
2. Calificación de Eficiencia Energética de un Edificio: Metodología de cálculo (General o simplificada). Etiqueta de eficiencia energética.
3. Certificación de eficiencia energética.

Para el objeto del proyecto es necesario tener en cuenta su Anexo I.4: “El alcance de los programas informáticos, tanto el de Referencia como los Alternativos deberá contemplar los siguientes aspectos: a) Disposición y orientación del edificio...;i) Sistemas solares activos u otros sistemas de calefacción o producción de electricidad basados en fuentes de energía renovables; j) Electricidad producida por cogeneración.”

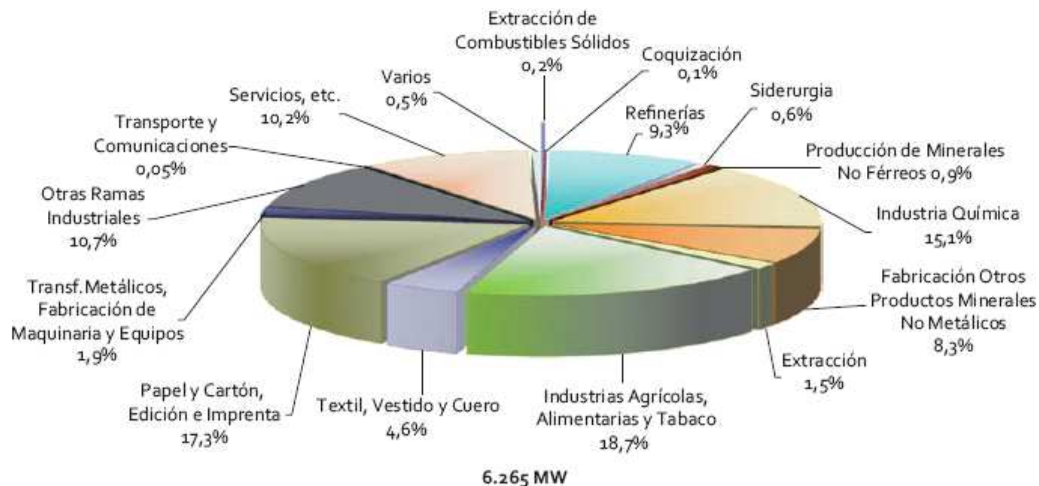


Fig.5: Sectorización de la potencia instalada en 2009. Fuente: IDAE

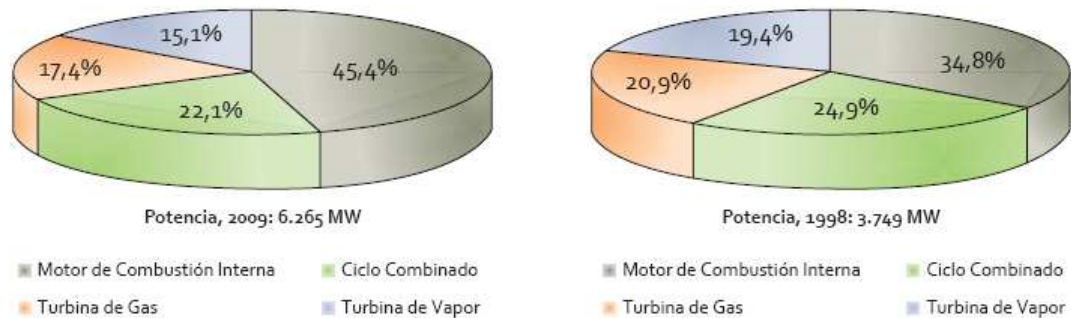
Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4): Entre los que se incluyen subvenciones para el concepto de este proyecto: “MEDIDA 5: Desarrollo potencial de cogeneración. Fomento de plantas de cogeneración de pequeña potencia:

Promoción a la instalación de sistemas de cogeneración de potencia eléctrica igual o inferior a 150 kW<sub>e</sub> e instalación de una cantidad estratégicamente significativa de este tipo de plantas. Esta medida se encuadra en el ámbito de esfuerzo adicional asociado a la reducción de emisiones.

Por otra parte el potencial evaluado de microcogeneración previsto para el 2012 en el sector de la edificación es de 8.100 kW<sub>e</sub>, siendo 6.050 kW<sub>e</sub> para el aprovechamiento mediante la utilización de biogás. Entre los instrumentos contemplados en esta medida destacan los siguientes:

- Acuerdos voluntarios
- Apoyo públicos a proyectos de demostración tecnológica: “...la tecnología que emplean los sistemas de cogeneración se hayan suficientemente investigadas; no obstante su aplicabilidad comercial con datos reales de funcionamiento no ha sido suficientemente documentada. Para paliar este punto, el Plan prevé la realización de proyectos de demostración tecnológica aplicados con un porcentaje de la inversión proveniente de apoyo público...”.

- **Difusión:** En las microgeneraciones se estima de especial importancia las actividades de difusión dado el bajo conocimiento en el área residencial de este tipo de sistemas. Se prevé la ejecución de publicaciones y jornadas de difusión que faciliten su conocimiento técnico, económico, medioambiental y administrativo.



**Fig.6:** Evolución de la potencia según tecnologías. Fuente: IDAE

DIRECTIVA 2004/8/CE, del parlamento europeo y del consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía. Es citada permanentemente como documento de referencia a lo largo del proyecto. Además debe tenerse en cuenta la nueva propuesta de directiva sobre eficiencia energética SEC\_2011\_0780, y las relaciones con las directivas sobre eficiencia en los edificios 2010/31, y las directivas sobre emisiones como la 2009/29/CE y sus valores de referencia como la decisión CE 21 de diciembre de 2006.

## 2.4. Definiciones

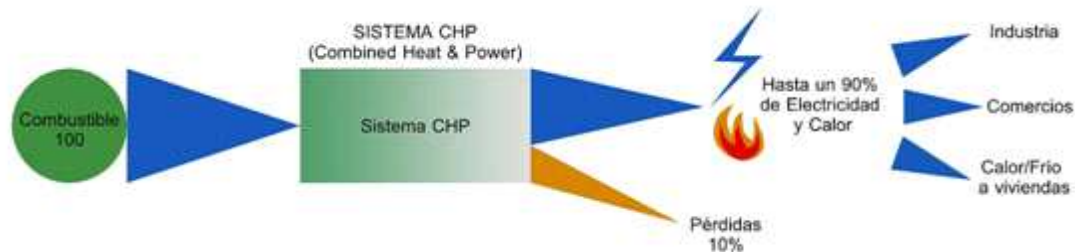


Fig.7: Diagrama general. Fuente: EDUCOGEN

Cogeneración es una tecnología bien conocida y poco empleada, puesto que la primera máquina de *Edison* para generar electricidad ya disponía del aprovechamiento del calor generado simultáneamente.

Es una simplificación decir que la cogeneración es la producción combinada de calor y electricidad, en realidad la aplicaremos en el proyecto como la producción combinada de calor o frío útil, con valor económico justificable, y energía eléctrica o mecánica.

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

Sus *ventajas* pueden resumirse en:

Cambio Climático: Todos los equipos de cogeneración instalados aportan un 6,5% de la potencia instalada a nivel estatal, cubriendo el 12% de la demanda eléctrica. Provoca actualmente un ahorro de pérdidas en distribución de 1.300 GWh/año puesto que se genera junto al punto de consumo, que se añaden a los 20.000 GWh/año de ahorro en energía primaria, debido a la eficiencia del sistema. Siendo un modelo básico para cumplir con los compromisos de Kyoto, y los inminentes compromisos de Copenhague.

Seguridad de suministro ante una caída de la red eléctrica, así como nula dependencia de las empresas generadoras o de sus tecnologías, normalmente importadas, de distribución y generación.

Competitividad de la Industria: Según el Ministerio de Industria, el término de coste de la energía en bornes, aunque muy variable, se estima en 87 €/MWh, frente a 95 €/MWh ordinario y 124 €/MWh del régimen especial.

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

$$R = (E + V)/Q, \text{ donde:}$$

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

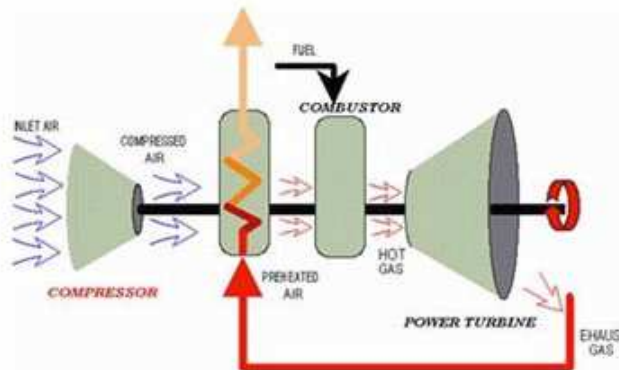
V = producción de calor útil o energía térmica útil. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

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

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

$$REE = E/[Q-(V/ \text{Ref H})], \text{ siendo:}$$

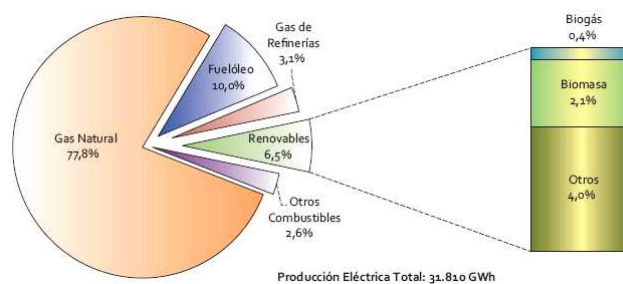
Ref H: valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.



**Fig.8:** Diagrama de bloques. Fuente: ELLIOT

Microcogeneración 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, en nuestro caso cubrimos con 4 productores de más de 50 kW que mantienen la denominación microcogeneración en todos los documentos públicos y en la documentación técnica de sus fabricantes. El término minicogeneración que apareció en la directiva 2004/8/CE para designar el tramo entre 50 y 1000 kW no ha sido utilizado por las empresas del sector en ningún país Europeo.

La microcogeneración, 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 microcogeneradores 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.



**Fig.9:** Combustibles empleados para cogeneración. Fuente: Libro de la Energía MITyC 2010

Según el Código Técnico de Edificación, la exigencia de contribución solar mínima en el aporte energético de calor en toda nueva edificación (o reforma “de importancia” en edificación antigua) 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 microcogeneración o de sistemas de captación solar.

La solución basada en la generación de las necesidades de calor mediante sistemas de microcogeneración 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, las principales son:

- Disponibilidad: La planta de microcogeneración no depende de la climatología y garantiza el suministro energético para ACS y/o 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 microcogeneración 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 (por ejemplo 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.

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

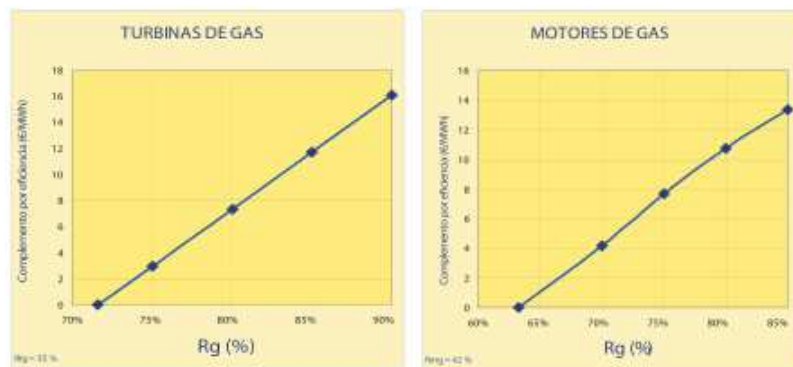
Los micromotores alternativos de combustión interna son bien conocidos por todos ya que sus aplicaciones en nuestras actividades diarias son muchísimas.



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.

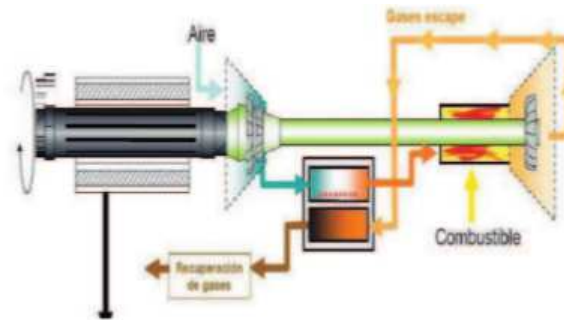
En el siguiente gráfico se muestran las diferentes eficiencias del motor y de la turbina, así como su reflejo en la eficiencia que después es utilizada para percibir las primas a la producción del régimen especial.



*Fig.10: Magnitud del complemento por eficiencia. Fuente A.C.O.G.E.N.*

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 ocasiones no puede aprovecharse alguna de sus fuentes de calor, por ejemplo del sistema de refrigeración del motor.

Las microturbinas de gas son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales pero simplificando los elementos mecánicos, únicamente disponen de una pieza móvil, aunque de una complejidad extraordinaria.



*Fig.11: Esquema del ciclo regenerativo. Fuente Capstone.*

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.

Los sistemas de microcogeneración 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.

En el ámbito de la microcogeneración, si comparamos ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (en torno 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 debe escoger la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación.

**Microtrigeneración:** Los sistemas de microtrigeneración son aquellos que generan electricidad, calor y frío. Teniendo en cuenta el ámbito de aplicación de la microcogeneración, suministro de la demandas de calor en el sector terciario (básicamente calefacción y a.c.s.), no es difícil ver un campo de aplicación amplio en la microtrigeneración. La generación de frío para climatización permite alargar el período de operación al no ser coincidentes las demandas de frío y calor. La conversión del calor en frío se realiza mediante máquinas de absorción, es una excelente solución para la cogeneración en el sector terciario. Estos sistemas aportan ventajas sustanciales como:

- Sustitución de consumos de energía eléctrica, de elevado coste, por consumos de energía térmica, lo que permite un mayor dimensionamiento de la central.
- Aumento del número de horas de funcionamiento con alta eficiencia energética.
- Aumento de la versatilidad de la central, al poder generar, además de electricidad y calor, un tercer tipo de energía: el frío.
- No utilización de CFC's, lo que las convierte en posibles sustitutos de las máquinas de compresión basadas en este tipo de fluidos refrigerantes.

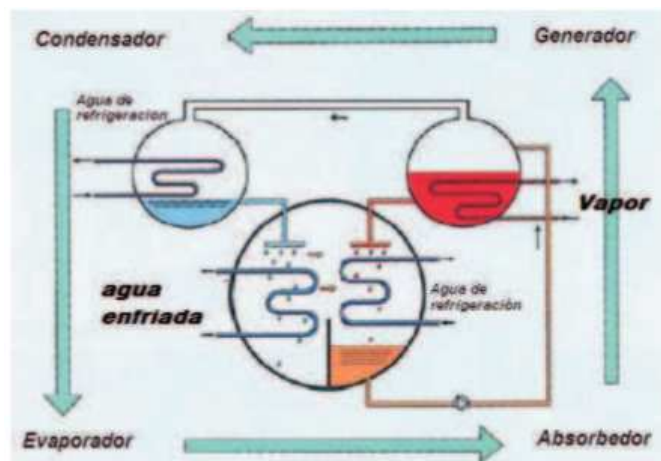


Fig.11: Ciclo de la absorción. Fuente Baxi-Roca

Para la generación de frío a partir de calor se utiliza el ciclo de absorción integrado. Para el tipo de aplicación que estamos tratando, cabe destacar las

máquinas basadas en BrLi que son las utilizadas habitualmente para la climatización de edificios. En éstas, el BrLi actúa como absorbente y el agua como fluido refrigerante. En aplicaciones de climatización, para generación de agua fría del orden de 5-7 °C las máquinas de simple efecto permiten conseguir COP's de aproximadamente 0,7.

### 3. JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA EMPLEADA

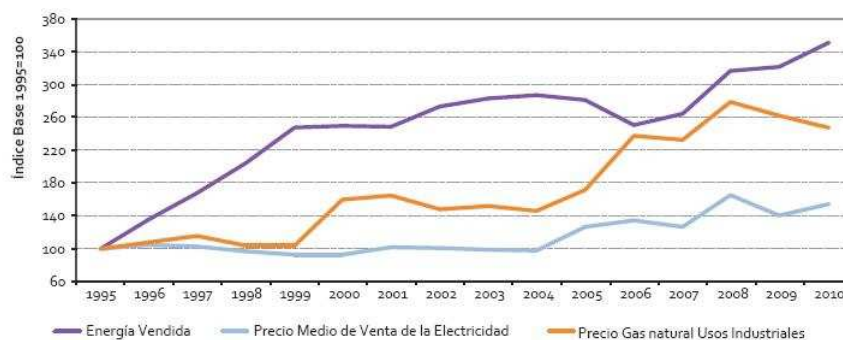
#### 3.1. Antecedentes

La ley 82/1980 de Conservación de la Energía y el posterior R.D. 907/1982 de Fomento de Cogeneración fueron los instrumentos iniciales, y como consecuencia imprecisos en las inversiones a largo plazo, para competir en un entorno de tarifas eléctricas muy elevadas respecto a Europa y con fuertes subvenciones.



Fig.12: Evolución de la cogeneración instalada. Análisis IDAE-CNE

El verdadero impulso fue la Ley del Sector Eléctrico y su posterior R.D. 2366/1994, en un entorno de competencia con las compañías eléctricas en monopolio, basadas en tarifas reguladas por el gobierno, que fijó un menor nivel de subvención y una mayor seguridad a largo plazo, que motivó la mayor inversión realizada hasta la fecha, aunque existía la percepción de ser un negocio distinto del propio, tanto para el sector industrial como en el sector servicios.



*Fig.13: Costes de la cogeneración. Fuente: Libro de la Energía MITyC 2010*

La volatilidad del precio del gas (o combustible empleado) frente a las condiciones fijas pactadas: coste máximo 0,036 €/kWh que daba lugar en caso de superarse a la pérdida de los Costes de Transición de la Competencia (CTC), obligó a incluir la producción en el régimen liberalizado, no obstante nunca pudo superar la eliminación de primas a largo plazo después de la desaparición de los CTC's, como tampoco pudo competir libremente al limitarse hasta el 50% la electricidad destinada para el autoconsumo. De este modo, queda el aprovechamiento del calor como efecto residual de la explotación eléctrica.

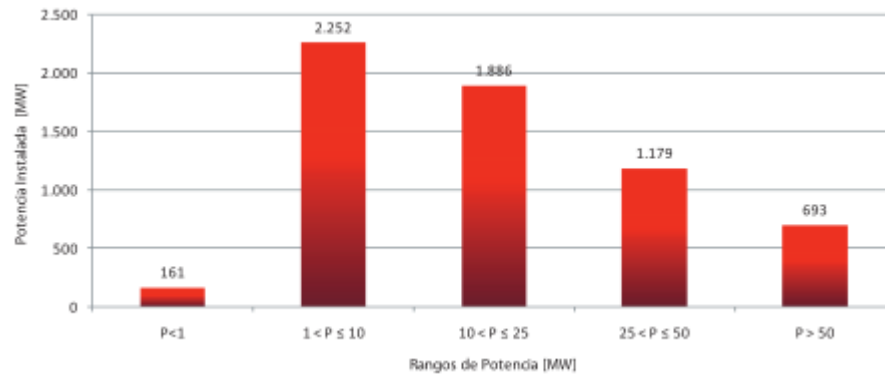
El R.D. 2818/1998 limitó a unos pocos productores la capacidad para repercutir el precio del combustible a la generación de electricidad, provocando la entrada en pérdidas para ciertos sectores donde había sido rentable la cogeneración, que ahondaron en la negativa publicidad a largo plazo de estos sistemas.

Recibió un nuevo impulso mediante el R.D. 841/2002, ante la falta de potencia generadora instalada a nivel estatal, en situación de máxima demanda histórica, funcionando todas las plantas a máxima potencia a través de la aplicación de fuertes incentivos, no obstante con la construcción repetida de plantas de ciclo combinado a gas se retornó a la situación de partida.

Por último, la directiva 8/2004 y su R.D. Ley 7/2006, impulsaron nuevamente esta técnica al modificar el concepto de autogenerador, por el de cogenerador capaz de comercializar libremente la totalidad de la producción, de la mejor manera posible. Se apoya en el R.D. 616/2007 y en su regulación económica R.D. 616/2007, para mejorar la explotación teniendo en cuenta un complemento de eficiencia, los precios del combustible y el IPC.

Posteriormente, y conforme se ha dejado de subvencionar el coste de la energía eléctrica, se incorporan el R.D. 222/2008 que integra la garantía de potencia a la prima, el R.D. 1578/2008 para permitir a las plantas de cogeneración de ciclo corto aplicar la discriminación horaria, y el R.D. Ley 6/2009 que ayuda al preregistro del parque instalado. Se puede apreciar un acercamiento paulatino de la normativa a la singularidad técnica de este sistema, conforme va aumentando el precio de la energía. En nuestro caso disponemos de una curva de demanda horaria de energía ejemplar, que nos

permite aislar en cierta medida, la rentabilidad de este proyecto respecto de las variaciones normativas.



**Fig.14:** Potencia de cogeneración en España. Informe CNE régimen especial 2009

La legislación actual es favorable a la microcogeneración: El 1 de junio de 2007 entra en vigor el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de electricidad en el Régimen Especial. Este RD otorga diferentes precios a la electricidad vertida a la red en función de los siguientes parámetros: Eficiencia Energética, Tipo de Combustible y Rango de Potencia. Para la actividad que nos interesa en este caso, nos centraremos en el combustible gas natural o GLP para el rango de centrales de menos de 1 MW eléctrico.

Todas las cogeneraciones del grupo a.1 deben cumplir la alta eficiencia energética que se describe en el anexo I del RD 661/2007. Esta eficiencia implica el cumplimiento del REE. Para turbinas de gas de menos de 1 MW, el valor es de 53,1 % y para los motores del mismo rango de potencia, es de 49,5%.

Cabría significar adicionalmente, que el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), contempla ayudas a fondo perdido para la ejecución de plantas de cogeneración en el sector de la edificación. Las ayudas se articulan a través de las CCAA y los porcentajes de las mismas están comprendidas entre un 10% y un 30% dependiendo de la potencia de la instalación.

Exponemos a continuación las 5 hojas explicativas de las fórmulas de aplicación a las ayudas de puesta en marcha por parte de las CCAA, que son de aplicación en la actualidad:

## **MEDIDA 1: Desarrollo potencial cogeneración. Ayudas públicas cogeneraciones no industriales.**

### **1. OBJETIVO**

El objetivo de esta medida es contribuir a desarrollar el potencial de cogeneración existente en España, apoyando a las Cogeneraciones de alta eficiencia en los subsectores en los que esta tecnología tiene menor presencia como es la Cogeneración en el sector terciario y no industrial.

Para el logro de este objetivo, se ha identificado una actuación que las CCAA pueden llevar a cabo, que es la implantación de programas de ayuda a las inversiones en Cogeneraciones de Alta Eficiencia para este tipo de instalaciones.

### **2. PROGRAMA DE AYUDA PÚBLICA A COGENERACIÓN NO INDUSTRIAL**

#### **2.1. *Descripción de la Actuación***

Con esta actuación se pretende promover la construcción de Plantas de Cogeneración de Alta Eficiencia en el Sector Terciario y No Industrial, mediante el otorgamiento de ayudas económicas que permitan disminuir el extracoste de inversión en relación con otras Cogeneraciones en sectores industriales más tradicionales, con beneficios equivalentes en cuanto a ahorro de energía primaria y emisiones de CO<sub>2</sub>, incluso con costes de combustibles menores.

#### **2.2. *Metodología de Actuación***

El diseño y la implantación de estos programas de apoyo correrá a cargo de las CCAA estableciendo las bases reguladoras y los procedimientos de tramitación de las ayudas siempre y cuando cumplan los siguientes requisitos generales:

##### **a) Potenciales beneficiarios**

- Podrán acceder a las ayudas las personas físicas o jurídicas de naturaleza pública ó privada.

##### **b) Coste elegible**

- Se considerará coste elegible a efectos de ayuda pública, los activos fijos nuevos en plantas de Cogeneración de potencia eléctrica superior a 150 kWe que utilicen cualquier tipo de combustible en los sectores no industriales, pudiéndose también considerar, en su caso, los sistemas de frío. Formarán parte de las partidas elegibles el coste de los equipos y sistemas, la obra civil asociada con un máximo del 10% y la realización de proyectos de ingeniería.
- No se consideran incluidas en esta definición de coste elegible a las instalaciones que aporten energía térmica para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios.



c) Tipos de ayuda pública

Los mecanismos de ayuda podrán basarse en los siguientes o en cualesquiera otros que desarrolle la Comunidad Autónoma de acuerdo con la normativa que resulte de aplicación:

- Subvenciones directas de capital.
- Bonificaciones de puntos de interés en contratos de préstamo o leasing. En este caso, la ayuda pública se aplicará a la amortización anticipada parcial del préstamo/leasing en forma de abono de una sola vez, disminuyendo el principal pendiente.

d) Criterios generales en la aplicación de ayudas públicas.

- Cumplimiento de las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente en vigor.
- Los límites máximos de Ayudas Públicas no podrán superar los establecidos en las Directrices de la Comisión Europea. La acumulación de Ayudas no puede conducir a una intensidad de ayuda superior a la prevista.

### 2.3. Cuantía de la Ayuda Pública

La cuantía máxima de la ayuda será del 10% del coste elegible y un máximo de 200.000 € por proyecto, debiendo cumplir el ratio energético-económico mínimo de

$$\frac{AEP(ktep)}{Ayuda(M€)} = 2,82 Ktep / M€$$

Dicho ratio será calculado en función del ahorro de energía primaria y la cuantía máxima de ayuda pública por proyecto.

Para el cálculo del ahorro de energía primaria se utilizará la siguiente fórmula:

$$AEP(ktep) = \left( \frac{1}{0,965 \times \eta_{Ref}} - \frac{1}{REE_{Cog}} \right) \times Pot(kW) \times n^{\circ} horas \times 0,086.10^{-6} (ktep / kW)$$

Donde:

$AEP$  = Ahorro de energía primaria en ktep

$\eta_{Ref}$  = Rendimiento sistema convencional de referencia (Central de ciclo combinado: 52,5%)

$REE_{Cog}$  = Rendimiento eléctrico equivalente cogeneración, función de las mejores técnicas disponibles del sector que englobe el proyecto de cogeneración en estudio.

$Pot$  = Potencia de la cogeneración aplicable al proyecto en kW.

$n^{\circ} horas$  = n° de horas de operación de la cogeneración.

### 3. RESULTADOS

Los resultados obtenidos en esta medida se justificarán frente a IDAE mediante la relación de Proyectos presentados, incluyendo los siguientes datos principales: Breve descripción de la solución técnica, solicitante de la ayuda, inversión económica, ayuda económica concedida. Para la situación inicial se aportará: Consumo y tipo de combustible y consumo eléctrico. Para la situación final se aportará: consumo y tipo de combustible, factor de utilización, calor útil aportado y REE.

## MEDIDA 3: Fomento de plantas de cogeneración de pequeña potencia

### 1. OBJETIVO

Promoción de la instalación de sistemas de cogeneración de potencia eléctrica igual o inferior a 150 kWe e instalación de una cantidad estratégicamente significativa de este tipo de plantas. Esta medida supone una actuación de apoyo a las cogeneraciones de pequeña escala y microcogeneraciones de acuerdo a los criterios e indicaciones de la Directiva 8/2004/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

Para el logro de este objetivo, se establece un programa de apoyo público que dinamice la realización de proyectos de demostración e instalaciones, cuya gestión y seguimiento se llevará a cabo a través de las CCAA.

### 2. FOMENTO DE PLANTAS DE COGENERACIÓN DE PEQUEÑA POTENCIA

#### 2.1. *Descripción de la Actuación*

Las características técnicas y dimensión de los equipos de cogeneración de muy baja potencia permiten su introducción en actividades con demandas energéticas limitadas, típicas de sectores no industriales. Esta medida supone un apoyo institucional para el inicio de la presencia significativa de estos sistemas mediante diversos instrumentos.

La medida supone la realización de proyectos de demostración y ejecución de instalaciones de cogeneración de reducida dimensión, entendida esta a los sistemas de cogeneración con potencia eléctrica no superior a 150 kWe.

#### 2.2. *Metodología de Actuación*

El diseño y la implantación de estos programas de apoyo correrá a cargo de las CCAA estableciendo las bases reguladoras y los procedimientos de tramitación de las ayudas siempre y cuando cumplan los siguientes requisitos generales:

##### a) Potenciales beneficiarios

- Podrán acceder a las ayudas las personas físicas o jurídicas de naturaleza pública ó privada

##### b) Coste elegible

- Se considerará coste elegible a efectos de ayuda pública, los activos fijos nuevos en plantas de Cogeneración de potencia eléctrica no superior a 150 kW que utilicen cualquier tipo de combustible incluyendo el biogás, pudiéndose también considerar, en su caso, los sistemas de frío. Se contempla cualquier sector de actividad tanto industrial como no industrial susceptible de utilizar sistemas de cogeneración.

Formarán parte de las partidas elegibles el coste de los equipos y sistemas, la obra civil asociada con un máximo del 10% y la realización de proyectos de ingeniería.

c) Tipos de Ayuda pública:

Los mecanismos de ayuda podrán basarse en los siguientes o en cualesquiera otros que desarrolle la Comunidad Autónoma de acuerdo con la normativa que resulte de aplicación:

- Subvenciones directas de capital
- Bonificaciones de puntos de interés en contratos de préstamo o leasing. En este caso, la ayuda pública se aplicará a la amortización anticipada parcial del préstamo/leasing en forma de abono de una sola vez, disminuyendo el principal pendiente.

a) Criterios generales en la aplicación de ayudas públicas.

- a. Cumplimiento de las Directrices Comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente (2001/C37/03).
- b. Los límites máximos de Ayudas Públicas no podrán superar a los establecidos en las Directrices de la Comisión Europea. La acumulación de Ayudas no puede conducir a una intensidad de ayuda superior a la prevista.

### 2.3. Cuantía de la Ayuda Pública

La cuantía máxima de la ayuda dependerá de la potencia eléctrica de la cogeneración. De este modo la ayuda no podrá superar el siguiente porcentaje del coste elegible:

Potencia eléctrica (Pe)	Cuantía máxima de la subvención
$Pe \leq 50 \text{ kW}$	30%
$50 < Pe \leq 150 \text{ kWe}$	$10\% + 20\% \cdot \left( \frac{150 - Pe}{100} \right)$

Además deberán cumplirse los siguientes ratios energético-económicos

Potencia eléctrica (Pe)	Ratio energético/económico
$Pe \leq 50 \text{ kWe}$	0,23ktep/M€
$50 < Pe \leq 150 \text{ kWe}$	$0,23 + 2,59 \left( \frac{Pe - 50}{100} \right)$

Dicho ratio será calculado en función del ahorro de energía primaria.

Para el cálculo del ahorro de energía primaria se utilizará la siguiente fórmula:

$$AEP(ktep) = \left( \frac{1}{0,965 \times \eta_{Ref}} - \frac{1}{REE_{Cog}} \right) \times Pot(kW) \times n^{\circ} \text{ horas} \times 0,086 \cdot 10^{-6} (ktep / kW)$$

Donde:

$AEP$  = Ahorro de energía primaria en ktep

$\eta_{Ref}$  = Rendimiento sistema convencional de referencia (Central de ciclo combinado 52%)

$REE_{Cog}$  = Rendimiento eléctrico equivalente cogeneración, función de las mejores técnicas disponibles del sector que englobe el proyecto de cogeneración en estudio.

$Pot$  = Potencia de la cogeneración aplicable al proyecto.

$n^{\circ} horas$  = n° de horas de operación de la cogeneración.

### 3. RESULTADOS

Los resultados obtenidos en esta medida se justificarán frente a IDAE mediante la relación de Proyectos presentados, incluyendo los siguientes datos principales: Breve descripción de la solución técnica, solicitante de la ayuda, inversión económica, ayuda económica concedida. Para la situación inicial se aportará: Consumo y tipo de combustible y consumo eléctrico. Para la situación final se aportará: consumo y tipo de combustible, factor de utilización, calor útil aportado y REE.

*Fig.15: Hojas de cálculos para la consideración del régimen especial. Mº de Industria*

No debemos olvidar el impacto que tendrá para el cálculo de las horas anuales, cuya influencia en las fórmulas acabamos de ver, la obligación que únicamente se menciona en la normativa del operador del sistema, de ceder el control del funcionamiento de todas las plantas de cogeneración a dicho Operador. Esto nos obliga a ser especialmente conservadores en los cálculos de amortización de los apartados posteriores. La razón de esta característica única en Europa es la consideración de aislamiento eléctrico que el Estado realiza sobre la red de la Península Ibérica, por sus evidentes dificultades de interconexión eléctrica con las redes de otros países. Los cogeneradores deben aportar los programas de funcionamiento y sufrir penalizaciones en sus desvíos, así como conectar su centro de control con el operador del sistema. A lo largo del proyecto nos apoyaremos permanentemente en los pilares de competitividad, sostenibilidad y como en este párrafo, en la disponibilidad.

### 3.2. Situación actual de la cogeneración

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), a través de su “Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020”, de Octubre 2007, identifica un potencial de cogeneración para el año 2020 de 12.250 MW, siempre y cuando venga acompañado de políticas optimistas de impulso. Recientemente se han eliminado las primas que se aplicaban como complemento del precio de la energía en régimen especial, (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). En el proyecto se contempla el precio de entrega fijado en el mercado regulado no sujeto a la prima ahora reducida.

Sistemas de Microcogeneración	RE=E/Q	RG=(E+V)/Q	C=E/V	Tamaño (MW)
Turbina de gas en ciclo simple	30-40	75-80	0,6-1	5-50
Turbina de gas en ciclo combinado	35-50	≥ 80	0,8-1,6	7-60
Turbina de vapor contrapresión	5-14	75-90	0,04-0,16	1-20
Motores alternativos de combustión	35-45	75	1,1-1,5	1-25
Micromotores*	25-35	75	0,5-0,9	0,01-0,4
Microturbinas*	25-30	75	0,5-0,67	0,03-0,2

Fig.16: Potencia de cogeneración en España. Informe CNE régimen especial 2009

Actualmente uno de los factores más determinantes es el grado de contaminación del combustible utilizado, en nuestro caso disponemos ya de una acometida de gas de 4” y 250 m<sup>3</sup>/h a media presión (4 bares después de la estación reguladora). Los valores medio ambientes son:

	Partículas	CO	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NOX
Gas Natural	0.0011	0.0008	2.347	0.0004	0.0104
G.L.P.	0.0012	0.0010	2.657	0.0010	0.012
Carbón	0.070	0.0004	3.941	0.0227	0.031
Gasolina	0.017	0.608	2.979	0.0028	0.0029
Gasóleo	0.084	0.0026	3.088	0.0028	0.0062

*Fig.17: Tabla de contaminación según combustibles. Elaboración propia*

El combustible actualmente más beneficioso para el entorno, en nuestro caso además urbano, resulta ser el gas natural, al que le aplicaremos para todas las estaciones del año las mismas propiedades de P.C.I. 9.300 kcal/m<sup>3</sup> a una densidad de 0,8016 kg/m<sup>3</sup>. Se considerará una proporción estable de 87,9 % metano, 11,25 % etano, 0,18 % propano y 0,01% Butano, resto Nitrógeno 0,66%.

Podría evaluarse en un futuro la competitividad del Biogás frente al Gas Natural, una vez que se obtenga la financiación para el depósito y se computen los gastos de su transporte. Aún en el supuesto de presentar rentabilidad con otros costes de los actuales, también deberemos tener en cuenta la trazabilidad y repetitibilidad de sus propiedades caloríficas, tanto para asegurar el funcionamiento propio de los inyectores como para contemplar su amortización frente a su poder calorífico, que tendrá que ser estable y sin fluctuaciones. Se están investigando partículas y cadenas orgánicas que resultan de la combustión del Biogás, fundamentalmente en el caso de proceder de vertedero, de las que no se conoce su impacto real en el cuerpo humano y a partir de qué concentración. Precisamente la existencia de incertidumbres y ausencia de certezas también lo desaconsejan para el momento actual en entornos urbanos, siendo óptimo la implantación de este tipo de cogeneración en entornos próximos a la producción de este gas biológico.

Por último se expone en el siguiente gráfico la situación más desfavorable para analizar la rentabilidad positiva de la cogeneración. Disponiendo del consumo

eléctrico (edificio en nuestro caso) junto a la central eléctrica podemos suponer unas pérdidas en distribución del 5 % (equiparable a lo permitido para los cables del interior de una vivienda). Aprovechando únicamente un 40 % del calor generado y un 35 % de rendimiento eléctrico también es rentable el sistema.

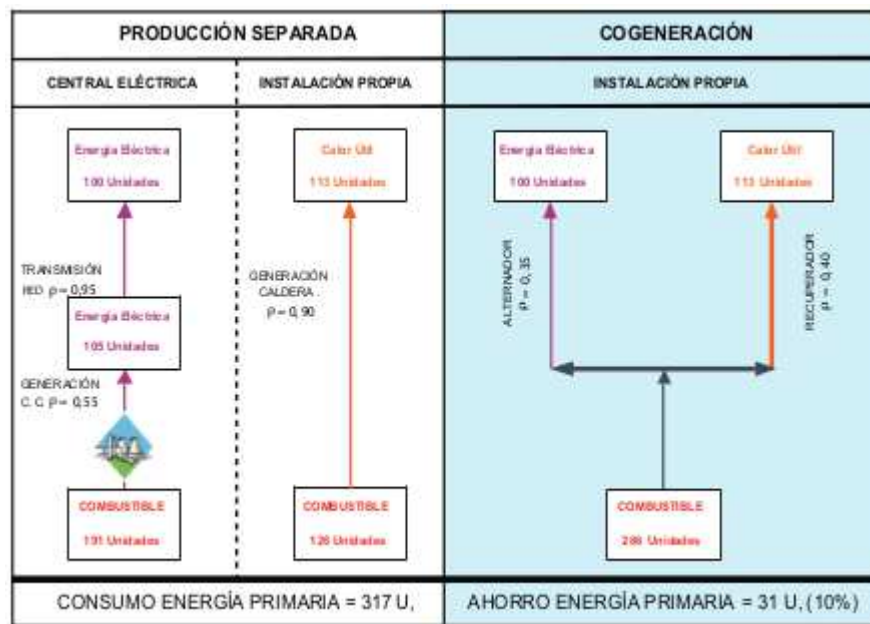


Fig.18: Comparación frente a sistema convencional. Fuente Viessmann

### 3.3. Análisis y comparativa de las soluciones alternativas

Inicialmente es necesario cumplir con los parámetros legales, fundamentalmente el rendimiento mínimo de la instalación. Señalar que el R.D. 661/2007 unifica a efectos de elección del sistema, los parámetros económicos y técnicos, es decir, un mayor rendimiento permite obtener mayor remuneración sobre el precio de la electricidad. Por tanto es fundamental la elección del sistema adecuado aunando el equilibrio entre los aspectos técnicos y los económicos, usando los conceptos propios de la Ingeniería en Organización Industrial.

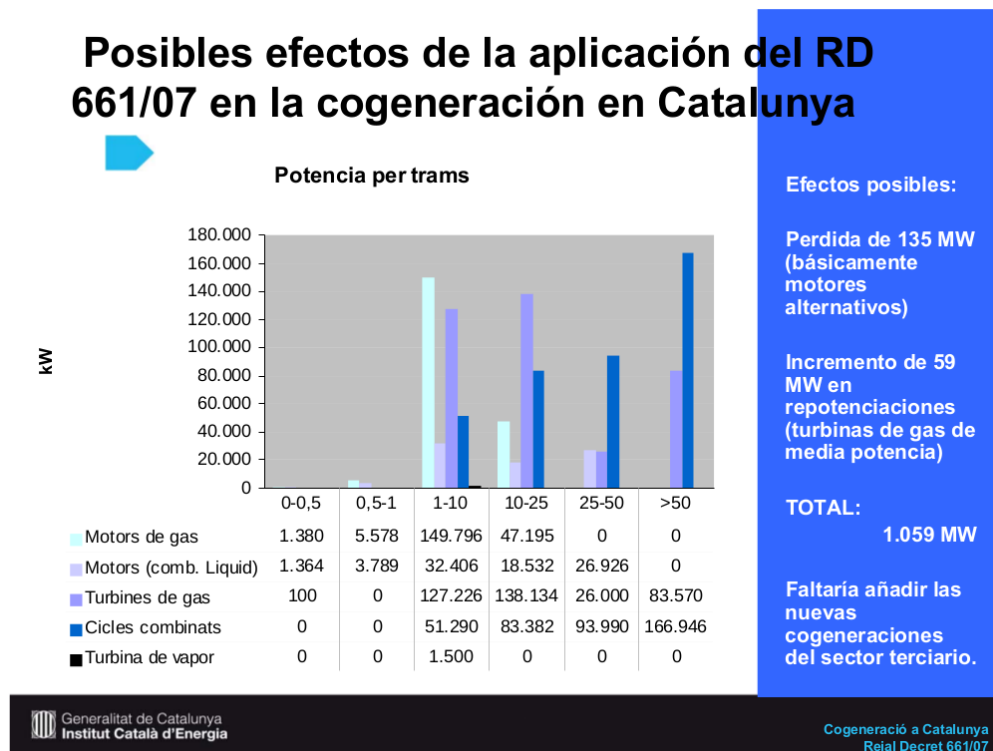


Fig.19: Estudio del impacto de la cogeneración. Fuente ICAEN

En el sector de las empresas instaladoras de cogeneración existe cierta polémica con el rendimiento equivalente, debido a que, como veremos, una planta diseñada casi exclusivamente para la obtención de electricidad tendrá una peor clasificación "eléctrica" que una planta de menor potencia capaz de



aprovechar, por ejemplo, la post-combustión y con una tecnología obsoleta en su alternador.

Se justifica este hecho comparando las fórmulas de rendimiento tradicional con las empleadas para el cálculo de la prima de cogeneración:

- Rendimiento eléctrico = kWh en bornas del alternador / kWh PCI Combustible
- Rendimiento global = (kWh calor útil + kWh bornas / kWh PCI Combustible
- Rend. Eléctrico Equivalente = Bornas / [Combus – (Calor útil / 0,9)]
- Asumiendo un rendimiento normal de 0,9 para las calderas convencionales.

Por tanto, también es necesario enfrentar las curvas de inversión frente a rendimiento, inversamente proporcionales, como otro de los parámetros decisivos.

El rendimiento de estos equipos viene tecnológicamente unido a la temperatura superior del ciclo termodinámico, por lo que los avances se ligan a los nuevos materiales y técnicas que permiten elevarlo. Como consecuencia, conviene sobredimensionar un mínimo de un 10% la potencia del equipo, pues prácticamente obtienen la potencia nominal en el límite de resistencia de sus materiales.

En turbinas, la evolución ha sido absolutamente espectacular, empleando materiales cerámicos (refractarios) en la primera fila de alabes, además de refrigerar mediante agua nebulizada o vapor para elevar temperaturas de entrada manteniendo la de combustión. El resultado es que en 50 años se ha pasado de un rendimiento del 25% trabajando a 300 °C, para en la actualidad rozar el 45% con 1.400 °C.

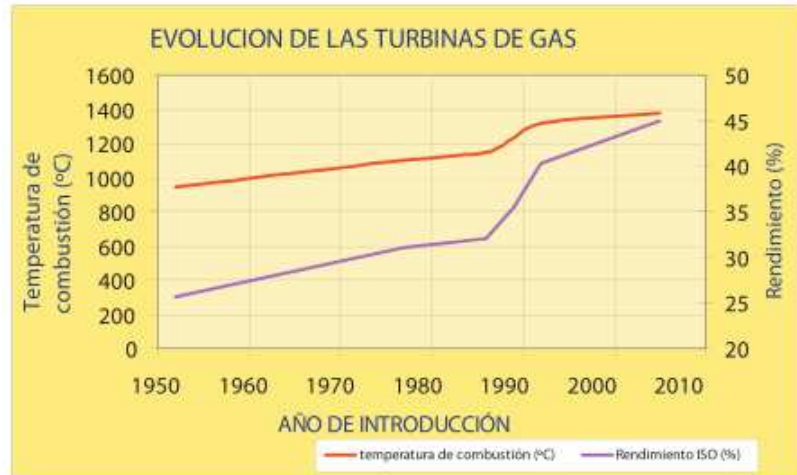


Fig.19: Evolución de las turbinas. Fuente Revista de la energía.

No obstante, por debajo de 4 MW, los gases de escape quedan por encima de 300 °C y no permiten sobrepasar por ahora un rendimiento del 33%. La tecnología de turbinas de poca potencia siempre ha contado con poca I+D puesto que, fundamentalmente, se emplean como sistemas auxiliares de aeronáutica, con periodos cortos de funcionamiento. Últimamente se están produciendo avances realizando una post-combustión en una cámara intermedia, con gases procedentes de una primera cámara que se expansionan sobre gases secundarios más fríos, permitiendo no sobrepasar en las dos cámaras las temperaturas máximas de los materiales.

- Gracias al proceso regenerativo las microturbinas tienen un rendimiento eléctrico parecido a las turbinas de potencias 100 veces superiores.

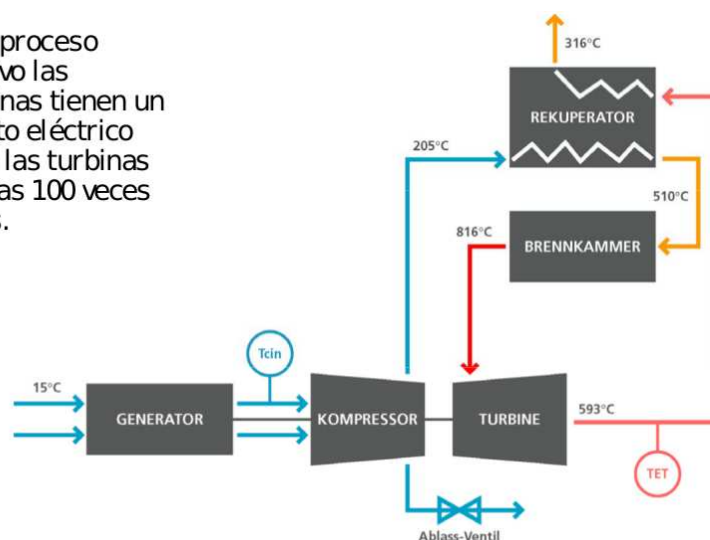
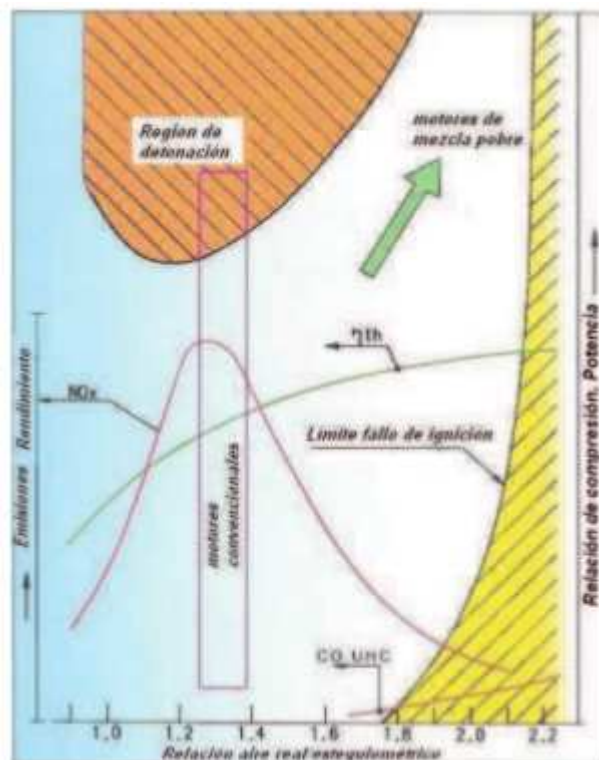


Fig.20: Temperaturas de la turbina seleccionada. Fuente Capstone.

Por otro lado, están los Motores de Combustión Interna tradicionales, que ostentan el record del 50% mediante tecnología diesel de dos tiempos lentos, pero presentan el inconveniente de superar las normas medioambientales.

El desarrollo en los MCI se ha basado en utilizar el gas natural como combustible, muy limpio, pero que ha necesitado aumentar la relación de compresión, trabajar con mezclas pobres y evitar la detonación (combustión previa a la chispa de la bujía que se opone a la fuerza principal y sobrecalienta la superficie de la bujía provocando autodetonación). Así se ha conseguido igualar el desarrollo de las turbinas puesto que se ha pasado en 50 años también del 35 al 43 %, uniendo su evolución a la Presión Media Efectiva, que ha pasado de 5 a 18 bares. Adicionalmente, el ciclo Millar sustituye al ciclo Otto, realizando retardos en las aperturas de las válvulas además de una incorporación de mezclas pre-tratadas en la cámara de combustión.



*Fig.21: Curva de rendimiento en la explosión de un motor. Fuente Eneragen.*

Contaremos con un factor definitivo en este proyecto para la elección de la tecnología más apropiada y es la temperatura de escape para aprovechar el calor para la obtención de frío (ciclo de absorción), de este modo cuanto más

baja la demanda de calor más aumenta la demanda de frío, y la trigeneración permite aumentar el ciclo global. Por otro lado, en todo momento permite ser usado para refrigerar el aire de entrada a turbina o combustión.

La eficiencia de cualquier sistema de cogeneración y combustión depende fuertemente de la temperatura ambiente, bajando 2 % aproximadamente cada 20 °C, en la próxima figura aparece la curva de nuestra microturbina seleccionada. En consecuencia tiene sentido utilizar un intercambiador térmico para tratar el aire de combustión, o bien un delicado enfriador evaporativo. El intercambiador consumirá energía y supone una mayor inversión.

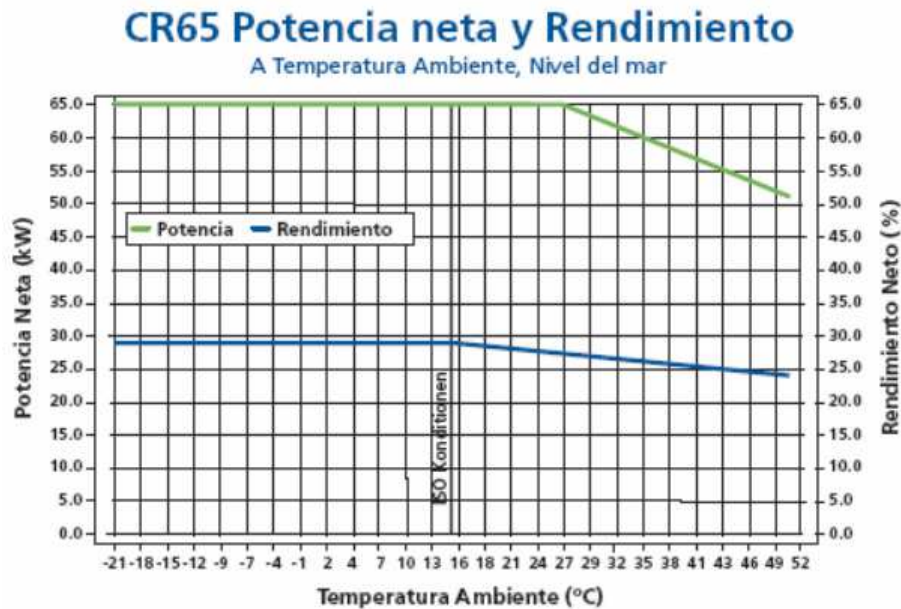


Fig.22: Curva de rendimiento frente a la  $T^a$ . Fuente Test Edison Internacional.

Si la solución radicara en el Motor de Combustión Interna, la gran diferencia con la turbina es que se dispone de calor recuperable de varias fuentes a diferentes  $T^a$ , siendo una parte importante a baja temperatura. Por tanto, en ciertos procesos industriales o alimentarios supondrá una ventaja, mientras que en otros casos puede ser fundamental aprovechar el  $CO_2$  de los gases de escape para bebidas o elevar la producción en invernaderos, es decir, no existe una única fórmula de selección, muy sensible a la demanda. En nuestro caso, se podría instalar un motor y aprovechar la baja temperatura a 40 °C de refrigeración del aceite del motor para el suelo radiante, aunque como veremos el aprovechamiento de los medios existentes aconsejan una reforma basada en

turbina, con lo que se obtiene un mayor rendimiento global al evitarnos los paneles de refrigeración externos y su correspondiente gasto energético.

Una de las soluciones más aceptadas para confluir las diferentes temperaturas es modular la primera generación mediante pequeños motores de combustión que permiten una primera salida térmica a 40 °C, y sus gases de escape unirlos en una caldera de vapor sobrecalentado a presión intermedia (30 bar), que se dirige a una turbina de vapor que obtiene electricidad prácticamente gratis. Así se pueden sobrepasar rendimientos eléctricos del 50 % y disponer de dos fuentes de temperatura aprovechables, siendo la alta muy sensible a la potencia de la turbina, oscilando entre 300 y 120 °C. Como inconveniente de esta solución aparece el elevado coste de la inversión al adquirir turbina y motores, que es difícil que funcionen permanentemente al 100 % todo el año, y, como consecuencia, presenta una menor tasa de amortización.

Este tipo de proceso de motor y turbina de vapor es el denominado ciclo combinado utilizado en las más grandes y modernas centrales, así en nuestro caso son 4 motores de 60 kW, modelo Dachs-Roca, sumando 0,112 kg/s a 470 °C, produciendo en la caldera 0,056 kg/s de vapor a 380 °C y 25 bar, lo que en una turbina de vapor significaría 16 kW, (lo que supone aproximadamente un 7% de elevación del rendimiento).

### **Alternador:**

Otro elemento a tener en cuenta para la elección de la tecnología más adecuada es el alternador, cuya potencia y velocidad de giro determinará el peso y la optimización de uno u otro impulsor, es decir, motor de combustión interna o microturbina. Normalmente conviene adquirir el elemento de cogeneración completo formando un todo y estando adaptados entre ellos de modo óptimo por el fabricante, así solo es necesario conectar los bornes eléctricos y la entrada y salida hidráulica para el aprovechamiento térmico. En el caso de microturbinas, la diferencia fundamental respecto a las turbinas de mayor tamaño es la ausencia de reductor de velocidad del eje para conectarse al alternador y un ciclo de regeneración que mejora el rendimiento eléctrico. Al variar la velocidad de giro en el alternador, se convierte como con las placas fotovoltaicas, a Corriente Continua y posteriormente con un convertidos CC/CA de nuevo a la tensión y frecuencia de la red: 400 V en C.A. trifásica con 50 Hz.

### **Redundancia:**

Teniendo en cuenta el factor de disponibilidad, un edificio público adscrito al sector terciario necesita siempre poder absorber la demanda, aunque no sea en su totalidad, por lo que para no depender su funcionamiento de una pieza, o de un defectuoso mantenimiento, deben ser redundantes los equipos, calderas, o torres de refrigeración. Esto implica incluso adquirir 2 equipos de rendimiento bajo, frente a una única adquisición más económica y de más sencilla instalación que aportará normalmente más eficiencia. Para nuestro caso, ante un fallo en un motor, dispondremos de otras unidades. Ante un fallo en una turbina de recuperación de gases la consecuencia es económica pero no funcional, siempre y cuando existan llaves de conducción By-pass para continuar funcionando. Así no es necesaria la adquisición de calderas y equipos de frío convencionales de reemplazo, que al funcionar en periodos cortos de avería o mantenimiento resultan absolutamente inviables económicamente. En nuestro proyecto no se considera el coste de los equipos redundantes de seguridad de servicio (auxiliares de peor calidad), pues no se van a instalar al optar por un sistema de cogeneración modular. No obstante, se tendrán en cuenta los equipos originales a los que sustituye esta nueva tecnología.

### **Arquitectura**

Como factor de elección arquitectónico, la cogeneración presenta las enormes ventajas de ser un sistema centralizado susceptible de ser instalado en un cuarto técnico bajo techo, de esta manera no necesita invadir espacios visibles en tejados y fachadas como las placas solares. En espacios diversos inscritos en un mismo edificio, las calderas o equipos individuales ocupan espacios de alto valor arquitectónico, que una cogeneración centralizada libera.

### **Turbina o motor**

La microturbina tiene menor rendimiento que el micromotor para potencias por debajo de 100 kW. No obstante, si es capaz de aprovechar el caudal térmico de salida, las diferencias no existen o, mejor dicho, quedan compensadas. Además, la Tª de salida de la microturbina es única a 316 °C, lo que simplifica

la instalación, mientras que para el micromotor es necesario aportar una fuerte refrigeración a más baja  $T^a$  (máximo 85 °C en el aceite), disponiendo de unos gases de escape de similares características que con la microturbina. Esta última dispone de una menor cantidad de piezas y de aceites lubricantes, carece de sistema de arranque y solamente tiene una pieza móvil, por lo que los costes de mantenimiento y su fiabilidad son mayores. Una diferencia sustancial es que la legislación vigente exige un rendimiento mínimo para las microturbinas de alta eficiencia de 53,1% y para los micromotores 49,5%. No obstante, la razón de mayor calado debe ser el compromiso mostrado por los distribuidores de estos productos, entre los que se ha consultado la cuestión de la garantía de uso y reparaciones, llegando a la conclusión que los equipos que se han seleccionado en este proyecto son fiables y gozan de servicio técnico oficial con garantía extendida de reparaciones, y otros productos a priori de mayor eficiencia ha sido necesario deseccionarlos por las incertidumbres que mostraban después de su adquisición, lo que ha llevado a la conclusión que, aún mejorando un valor medio en la prima de 12,7166 c€/kWh, suponía posteriormente un coste mayor que el ahorro que producía.

Filtro aire combustión	8.000 h
Filtro aire refrigeración	8.000 h
Filtro combustible	8.000 h
Sistema de encendido	8.000 h
Sistema de inyección	20.000 h
Termopares	20.000 h
Overhaul	40.000 h

*Fig.23: Operaciones de mantenimiento a contratar con el Servicio Técnico. Fuente Capstone.*

### **Ayudas idénticas para motor y turbina**

Todas las opciones disfrutaban de idéntica ayuda del Plan de acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) para el sector de la edificación, que, en esta potencia de instalación, pasa del 10 general al 30%, debiéndose articular a través de las CCAA. En un escenario de

descensos en las ayudas públicas, hacemos hincapié en la misma consideración de uno y otro sistema, no siendo un factor determinante para la elección de uno u otro.



*Fig.24: Eje de la turbina en una pieza. Fuente Capstone*

### **Acumulador**

Bajo otra perspectiva, también en todos los casos será necesario un acumulador que permita guardar la producción de calor cuando no existe demanda, fundamentalmente en horario nocturno y días festivos, para permitir el funcionamiento permanente del sistema, con una potencia térmica disponible optimizada.

Una gran ventaja que presenta la microturbina es la cantidad de oxígeno todavía presente en sus gases de escape que permite la post-combustión en una etapa intermedia de manera inmediata, y, de este modo, obtener un aporte calorífico mayor sin necesidad de contar con una caldera auxiliar, que sería imprescindible si únicamente existiera un motor de combustión interna para hacer frente a los picos de demanda. Así, se simplifica y se economiza la instalación, desapareciendo la caldera a la que este sistema sustituye.

De este modo es más flexible para la producción la turbina, necesitando menos acumulador para absorber los picos de consumo, aunque es necesario tener en cuenta que los convectores térmicos del Centro de Historia de Zaragoza están situados, en la mayoría de los casos, en el interior de salas interiores que en sí mismas forman un elemento acumulador de elevada inercia. En una mayor aproximación a esta cuestión, fuera del ámbito de este proyecto, podrían aplicarse cálculos sobre la incidencia térmica que estas salas provocan y las corrientes térmicas a través del edificio, mediante un programa de análisis



dinámico de fluidos. En la actualidad un análisis riguroso requiere de una inversión de amortización insegura.

### **Versatilidad**

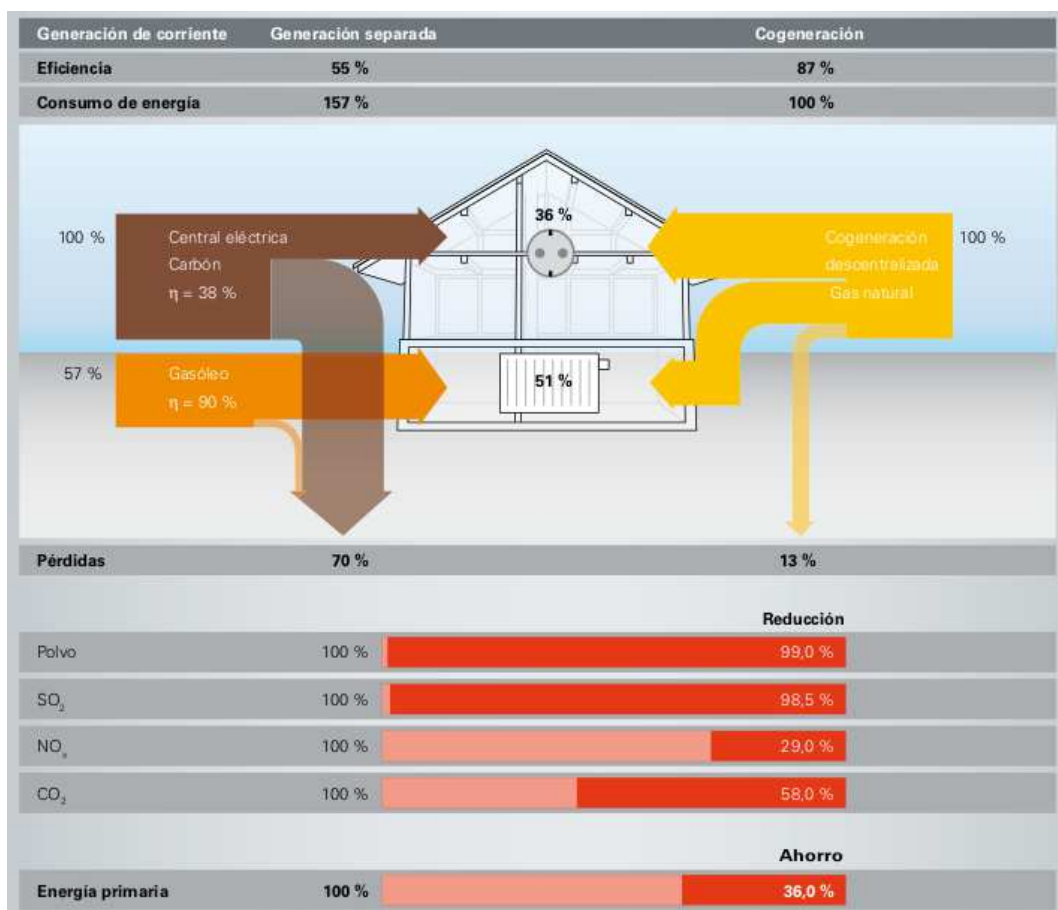
Respecto a la versatilidad, en el motor es prácticamente nula, pues por razones económicas su funcionamiento es permanentemente al mismo régimen. Sin embargo, la tecnología de turbinas puede ser de gas compitiendo con el motor y utilizando diferentes posibilidades y puntos de trabajo, pero sobre todo, puede utilizarse como turbina de vapor, sin quemar combustible, o incluso una combinación entre gas (ciclo Bryton) y vapor (ciclo Rankine). Si es solo de vapor (cuyo calor puede originarse en una caldera convencional, modo inicial industrial de la cogeneración que siempre disponía de una caldera generadora de vapor a presión) entonces se clasifica o bien como contrapresión si su presión de expansión en el interior es mayor que la atmosférica, o bien de condensación, que hacen uso de un condensador auxiliar (utilizado en las grandes centrales).



*Fig.25: Turbina y generador utilizados. Fuente Capstone*

Obtener un elevado rendimiento global en un motor es más complicado que en la turbina debido a que las fuentes de calor, como hemos visto, son más dispares, viéndolos en detalle se pueden distinguir 5 focos: gases de escape, agua de refrigeración en camisas, agua de refrigeración del aceite, agua de refrigeración del aire comprimido del turbocompresor, Calor de radiación y refrigeración del alternador. Los más sencillos son los de escape a 400 °C (1/3 del total térmico), que excepto en situaciones industriales específicas que requieran secado o aceite térmico portador, lo más recomendable es generar vapor y agua sobrecalentada. Para el resto cabe la opción de optimizar

mediante una circulación de agua a media  $T^a$  (90 °C) para el agua de las camisas y una primera etapa del aire comprimido, quedando otra conducción a 45 °C para el aceite en aquellos grandes motores que lo requieran, e incluso para una segunda etapa para el aire. Es condición necesaria que se puedan aprovechar estas distintas opciones y elevar así el rendimiento global. En casos como el nuestro todavía elevamos más el rendimiento adaptando la producción a los consumos existentes, es decir, es la modalidad de consumo (fancoils y suelo radiante) la que obliga a adaptar la tecnología de producción. En caso de aprovechar el caudal existente a 90 °C, debe optarse por radiadores convencionales bajo las ventanas, como es nuestro caso.



*Fig.26: Rendimiento de la instalación. Fuente fabricantes de microcogeneración*

El diseño de este proyecto dispondrá de un sistema por escalones, arrastrando uno a otro cuando la demanda esté activa, y buscando aprovechar al máximo el calor de bajo aprovechamiento como el de radiación de la sala. De este

modo la ventilación de la sala se realizará mediante intercambiador entálpico de calor, que, además de calentar el reducido aire fresco que necesita esta sala, permita un primer calentamiento del fluido del suelo radiante que necesita aproximadamente 45 °C de impulsión antes de las válvulas de 3 vías. Este fluido, al retornar frío, pasará por un primer calentamiento en este intercambiador y, posteriormente, por un segundo intercambiador que aprovechará la temperatura del aceite de los motores, cerrando el ciclo del agua para el consumo de suelo radiante y fancoils, también conectados en cascada. Mediante otro circuito existirá un fluido próximo a 90 °C para radiadores, que también se potenciará en un último intercambiador a la salida de los gases de escape de la sala. Estos gases de escape no se utilizan para calentar el aire de admisión, que como hemos visto estará refrigerado, sin embargo, deben conectarse al intercambiador entálpico de ventilación para que pase el máximo de energía térmica al circuito del suelo radiante.

No obstante, el 13 % de energía del escape se asume como no aprovechable y es conducida a la chimenea, pudiendo aprovechar aproximadamente el 22 %. Las cifras ofrecidas por los fabricantes son: energía recuperable gases de escape 22 %, agua 90 °C 15 %, agua 46 °C 8 %, radiación 5 %. Supone 51 % de aprovechamiento térmico, y es preciso considerar que aumentará esta cantidad de energía cuanto menos eficiente sea el alternador, que estará en 29 % en el peor de los casos. Estimaremos en 17 % las pérdidas para un sistema sin optimizar, aunque con capacidad de recoger la energía tal y como se manifiesta.

Concluimos que, aunque la eficiencia eléctrica del motor es mayor que la de turbina, se compensan debido al mayor número de pérdidas térmicas de sus diferentes focos calientes.

### **Absorción:**

El equipo de absorción necesita 90 °C si es de una etapa y 120 °C mínimo si es de 2 etapas. En este último caso se multiplica el aprovechamiento de ese calor "perdido", aunque también se dispara la inversión. No obstante, la consecuencia clara es que el equipo de absorción y la turbina han de formar parte del mismo proyecto y cálculos para poder elevar el rendimiento global.

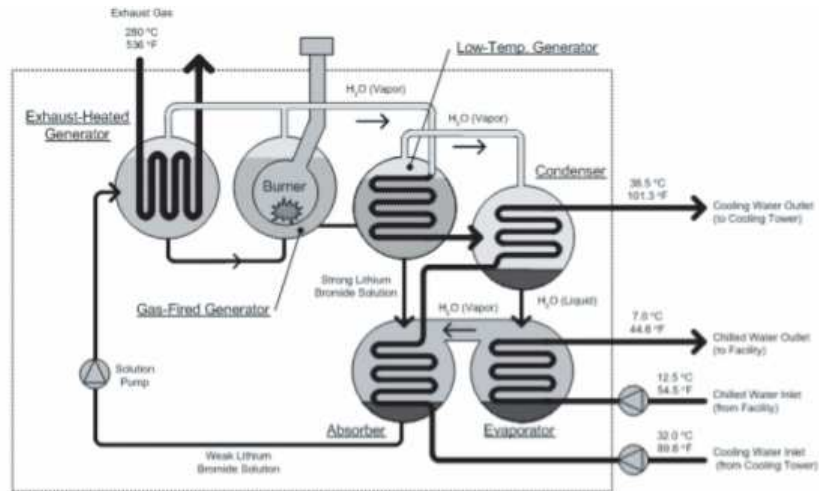


Fig.27: Diagrama de bloques del equipo de absorción. Fuente Edison Internacional.

A partir de utilizar en la instalación el modelo de la trigeneración, se debe hablar de rendimiento estacional, pues debe compararse incorporado a edificios con demandas cortas en temporada, tanto de calor como de frío. Además, también tenemos que descontar el coste de los equipos de calor y frío a los que sustituye.

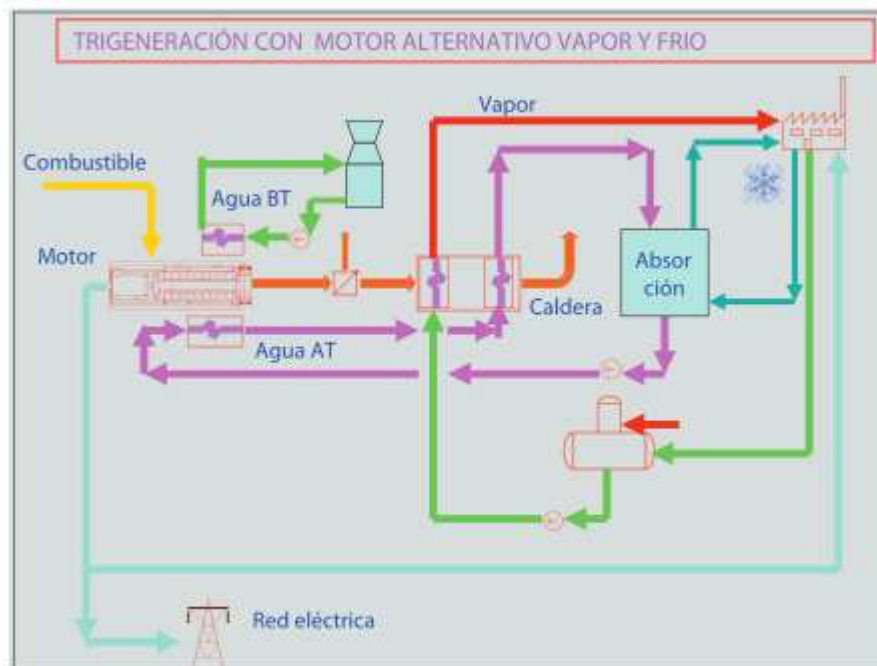


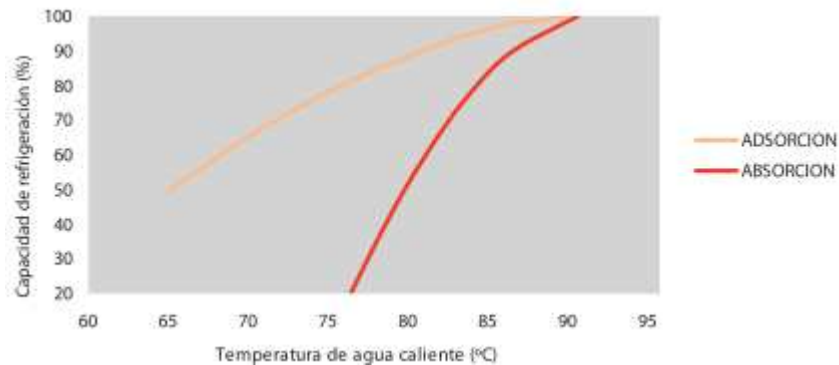
Fig.28: Diagrama de bloques de una instalación de trigeneración. Fuente Micropower Europa..

Aquellos equipos de absorción cuyo refrigerante es el amoníaco, deben desecharse debido al riesgo que suponen por las características de su emplazamiento, en un lugar de pública concurrencia, y las consecuencias que una fuga pudieran causar. No estando prohibido por reglamento de seguridad industrial, siempre que se dote a esas salas de los medios necesarios, no lo aconseja el fabricante para estos entornos. Por tanto, la tecnología empleada se basará en bromuro de litio con agua como refrigerante. Tiene un menor COP (Coefficient Of Performance), es decir, producción de frío frente al calor aportado en el foco caliente, sin embargo no vulnera las leyes de la termodinámica cuando se aporta un COP mayor de la unidad debido a que el calor absorbido por el foco frío (refrigeración) es mayor que el calor absorbido del foco caliente. El proceso de absorción se debe al alto poder higroscópico del litio, que absorbe agua y genera calor, empleando su evaporación para enfriar un fluido a temperaturas de 3 °C, con un COP de 70%. No es difícil visualizar que el aprovechamiento de la cogeneración para la climatización mediante frío duplica su rentabilidad, al no ser coincidentes las demandas de frío-calor.



*Fig.29: Equipo de absorción seleccionado. Fuente Elliot.*

No empleamos equipos de adsorción con silica-gel, que disponen de un ciclo distinto, por ser máquinas mucho más caras y pesadas, presentando únicamente ventajas significativas frente a la absorción por debajo de 90 °C en el foco caliente.



**Fig.30:** Comparación absorción frente a adsorción. Fuente Dach-Roca.

### 3.4. Diseño y estructura de la implantación adoptada

La opción adoptada consta de una simultánea modificación de la instalación existente, basada en Centro de Transformación de 2 x 630 kVA para el consumo eléctrico en alta tensión y caldera de 1 MW a gas.

Respecto a la instalación eléctrica existente se mantiene prácticamente igual, debido a que con la normativa actual podemos verter toda la producción en Baja Tensión, que se consumirá por las viviendas y locales comerciales próximos. No obstante, el propio equipo inversor consta de los embarrados necesarios para poder funcionar en modo isla, alimentando los consumidores críticos del edificio, que actualmente están adscritos al embarrado del grupo electrógeno.

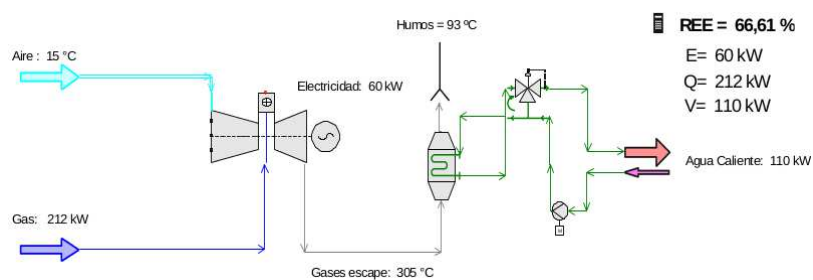
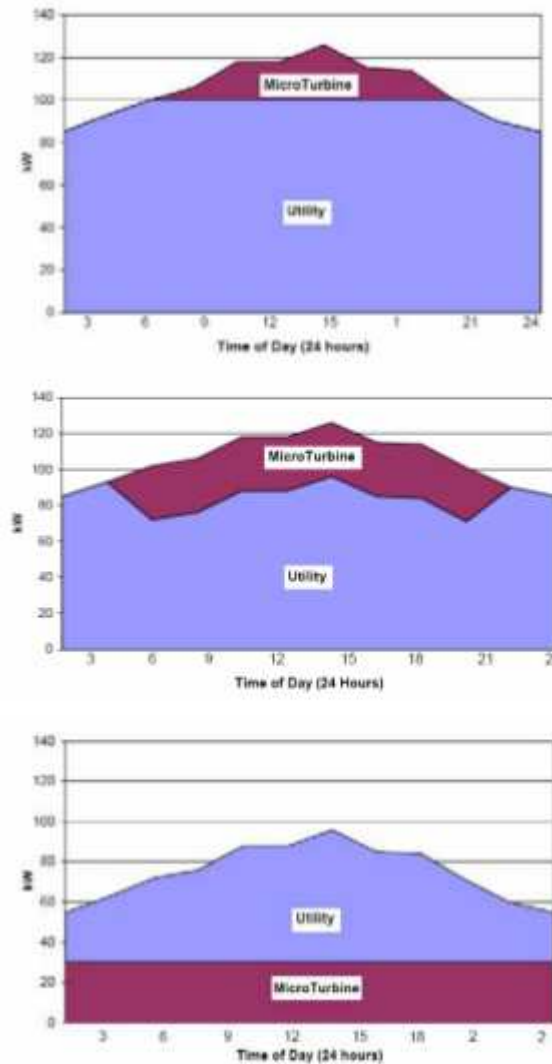


Fig.31: Datos reales de funcionamiento de cada una de las turbinas seleccionadas. Fuente Casptone.

Respecto a la climatización, serán sustituidos los equipos de producción actuales por 4 turbinas que cubran la demanda permanente de calor durante el invierno, con 60 kW eléctricos y 110 kW térmicos cada una. También será esta potencia de 440 kW caloríficos capaz de suministrar mediante el equipo de absorción toda la potencia permanente que en verano necesita con 352 kW debido a su COP de 0,7. Dispondrá de bomba de calor de 500 kW en calor y 450 kW para frío, que únicamente funciona en picos de consumo que el régimen permanente no puede absorber, así como en los desvíos del programa.



**Fig.32:** Diferentes modos de producción bomba de calor / turbina. Fuente Caterpillar.

La bomba de calor con un COP de 5 y 100 kW eléctricos, requiere toma de corriente desde C.T., a partir de la misma derivación que actualmente está utilizando la máquina enfriadora (solo frío), ya obsoleta, de COP = 2,5 y 400 kW que será sustituida.



	ANTERIOR	ACTUAL
Centro transformación	2 x 630 kVA	2 x 630 kVA
Potencia eléctrica calor	0	100 kW (picos)
Potencia eléctrica frío	400 kW	100 kW (picos)
Calor desde electricidad	0	500 kW (picos)
Frío desde electricidad	1 MW	450 kW (picos)
Calor desde gas	1 MW	440 kW
Frío desde gas	0	352 kW

*Fig.33: Tabla de distribución de potencias antes y después del proyecto. Fuente elaboración propia.*

La implantación de los 240 kW<sub>e</sub> producidos por las 4 microturbinas de esta instalación conlleva el ahorro anual acumulado de 27 tep, evitando la emisión anual de 62 toneladas de CO<sub>2</sub>.



*Fig.34: Instalación similar a la planteada. Fuente Ikea en Milán (Italia).*

Las cuatro microturbinas elegidas entregan cada una entre 60 y 65 kW eléctricos, junto a 110 kW térmicos, consumiendo 212 kW de Gas Natural. Las condiciones meteorológicas y el mantenimiento hacen variar el régimen de giro entre 45.000 y 90.000 r.p.m., con un elevado número de decibelios en la banda alta de frecuencia, que es controlado por la unidad electrónica, y con un sistema de rodamientos por aire que reduce considerablemente las actividades de mantenimiento. Las ventajas frente a los motores de combustión son el tamaño, peso, costes de mantenimiento, menor nº de partes móviles, menos contaminante, energía en un solo punto de producción (una sola Tª para todo el caudal) y mayor vida útil, lo que permite mejor amortización de la inversión. El único inconveniente en el que destacan las microturbinas es un menor rendimiento eléctrico, que compensamos en el proyecto con un adecuado dimensionamiento para que sea la demanda térmica la que amortizará la inversión.

El alternador trifásico de imanes permanentes con rotor de 2 polos puede entregar la energía hasta con 1.600 Hertzios que serán posteriormente adaptados a nuestros 50 Hz de entrega.

La máquina de absorción es esencial para la viabilidad económica del proyecto, su ausencia provocaría doblar el número de años de utilización para iniciar su rentabilización. Permite producir electricidad todo el año y no únicamente cuando existe demanda de calefacción. En nuestro caso siempre son necesarios calor o frío, e incluso simultáneamente con la red instalada de 4 tuberías, para cuando existen actos públicos en salones de exposiciones en recintos sin ventanas al exterior, junto con despachos situados en todas las orientaciones del edificio. Las máquinas de absorción son individuales para cada una de las cuatro microturbinas pues están adaptadas a su producción, pasando con 2 etapas de 316 °C de gases de escape a 7 °C de agua fría, utilizando bromuro de litio como absorbente y agua como refrigerante. La entrega de agua caliente a 55 °C la realiza mediante el aprovechamiento de sus equipos de condensación y sin funcionamiento de las etapas de condensación.

### ***3.5. Especificaciones particulares de disponibilidad***

En un inicio, fueron utilizados los equipos de cogeneración en aquellas situaciones donde los gastos de acometida eléctrica eran tan elevados que salía rentable abastecer, mediante camiones de gasóleo los grupos electrógenos, de los que se podía aprovechar parte de su calor residual.

En la actualidad, no podrían ponerse en marcha al no satisfacer el rendimiento mínimo exigido, debido a que, en primer lugar, se busca un consumo estable térmico y, posteriormente, se busca un sistema que, además, aporte el máximo de electricidad.

No obstante, existe un potencial ahorro indirecto que no puede quedar fuera de presupuesto, y es que en un edificio público como el objeto del proyecto, es obligatorio disponer de suministro de socorro y suministro de reserva. Estos conceptos vienen regulados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y en el caso actual fue obligatorio colocar un grupo electrógeno de 250 kW en local de riesgo especial, con su correspondiente depósito nodriza que permitiera un mínimo de horas de funcionamiento, y de unas exigentes especificaciones, fijadas en la ordenanza municipal contra incendios de Zaragoza.

Como recoge dicho reglamento de baja tensión, el Departamento de Industria del Servicio Provincial correspondiente podrá autorizar la equiparación de otras fuentes de energía, como cogeneración o SAI – UPS, sistemas de alimentación ininterrumpida mediante baterías, etc. Siempre y cuando conste el correspondiente proyecto que lo avale.

En nuestro caso desaparece la máquina enfriadora de 1 MW térmicos y 400 kW eléctricos, para colocar en su lugar una bomba de calor de 500 kW térmicos en calor y 100 kW eléctricos, por lo que disminuye la potencia máxima instalada provocando un menor requerimiento de grupo electrógeno o elemento que lo sustituya, resultando apta la instalación de 4 microturbinas de 65 kW cada una.

Al embarrado eléctrico de socorro se conectan los elementos de emergencia, como las centrales de incendio y alarma, los elementos de sectorización de la climatización, las luces de emergencia o 1/3 de la iluminación total, los exutorios para la salida de humos en caso de incendio, el grupo de presión de

agua para abastecer las mangueras de incendio, la megafonía de evacuación, los retenedores de las puertas y controles de acceso, los ascensores, bombas de achique de agua y de fecales, los servidores de informática, los elementos de telecomunicaciones, y por supuesto los elementos de gestión del edificio y de los elementos combustibles como es nuestro proyecto.

Los grupos electrógenos portátiles para obra, de intemperie o como el instalado de interior cuentan con una enorme fiabilidad, un rendimiento bajo próximo al 20 % y son una tecnología basada en motor de combustión interna, que son alternativa real y estable para la tecnología de microturbina por la que aquí se ha optado.

Reflejaremos en el presupuesto la única modificación de importancia que la instalación eléctrica debe sufrir, y es la contratación en Baja Tensión del contrato de vertido a red de la producción de energía eléctrica. El armario exterior y la conexión al embarrado son convencionales y de nueva incorporación, sin embargo conviene modificar la instalación eléctrica de modo que ahora se disponga de un seccionador a tierra para aportar la seguridad que las operaciones de mantenimiento necesitarán. Hay que tener en cuenta que la energía puede entrar por el contrato de Media Tensión, o por el de Baja Tensión al embarrado de socorro, o por las máquinas de cogeneración en modo isla, en modo vertido al exterior o ambos.



**Fig.35:** Sincrogenerador y batería de arranque seleccionados. Fuente Viessmann.

Instalando conjuntamente un sincrogenerador y una batería de arranque, obtenemos una mejora no imprescindible que, sin embargo, aporta mucho más de lo que su coste supone. Esto se debe a que las operaciones de mantenimiento y prueba a partir de ese momento pueden hacerse sin desconectar en ningún caso el consumo, por lo que la disponibilidad pasa a ser del 100 %. Se obtiene un Sistema de alimentación ininterumpida mediante batería para los primeros 15 segundos, en los cuales tenemos tiempo para adaptar la producción de las turbinas y realizar las maniobras precisas. Además se realizará el sincronismo mediante modulación por ancho de pulso, de modo que es imperceptible para los receptores eléctricos. A nivel económico, el ahorro por desinstalar el grupo electrógeno actual permite un abono de 10.000 € y el coste de estos dos equipos que separan la red de consumo de toda imperfección en la red, está presupuestado en 28.000 € (marca Viessmann). No tenemos en cuenta el ahorro en consumo eléctrico que aportan estos equipos, dado que la experiencia ha demostrado ser comparables a sus gastos de mantenimiento. El ahorro se produce por la reducción del consumo al reducir el nivel de tensión y provocar una menor caída de tensión en los cables (pérdidas de calor en los cables). A cambio, simultáneamente, se aumenta la ineficiencia permanente del conjunto al tener estos equipos una eficiencia de 99,8 %, siendo mucho menor este efecto que el ahorro anterior.

Por último, el intervalo de tiempo entre operaciones de mantenimiento aumenta considerablemente entre unos equipos preparados para trabajar constantemente en automático, y supervisados telemáticamente, frente a las operaciones de alto coste que un grupo electrógeno necesita.

#### 4. RESULTADOS ENERGÉTICOS E IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Las microturbinas pueden quemar muchos tipos de combustibles, siendo el biogás una de las alternativas futuras con mayor crecimiento actual, en nuestro caso y en el centro de una ciudad, se ha optado por el gas natural por ser la tecnología más limpia y menos contaminante:

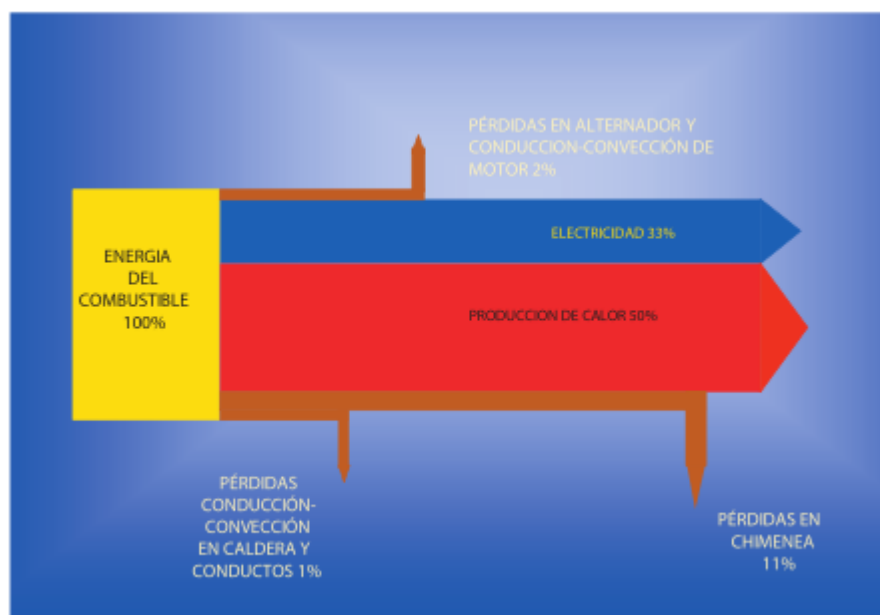


Fig.36: Diagrama de Sankey de un sistema de cogeneración. Fuente Acogen.

En caso de optar en un futuro por el Biogás, como combustible 100 % sostenible a corto plazo, será necesario realizar el estudio de impacto ambiental de un depósito en exterior, pues el edificio está ya construido. En nuestro proyecto no contemplamos esta posibilidad que además acarrea otra nueva inversión.

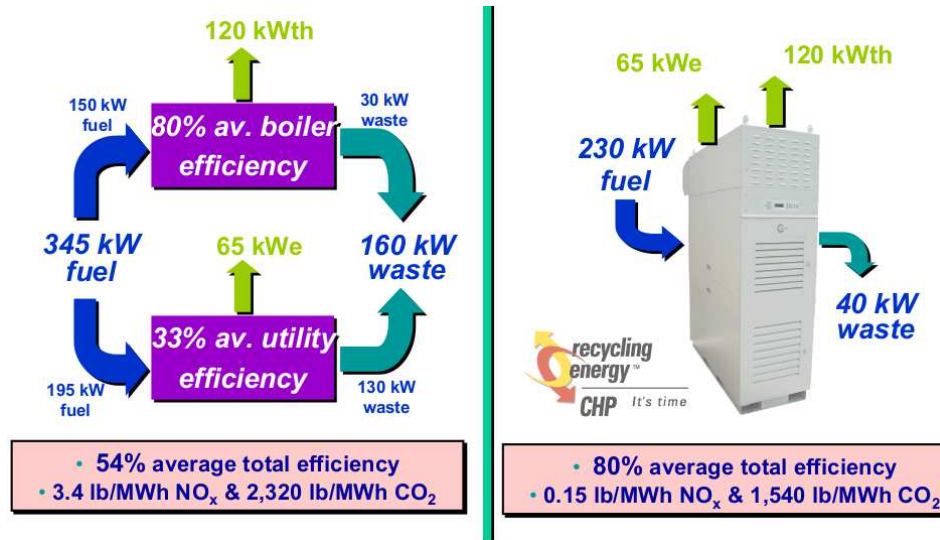


Fig.37: Impacto ambiental real de la máquina seleccionada. Fuente Capstone.

Medioambientalmente es interesante contemplar que la bajada de potencia eléctrica instalada en el edificio permite la desconexión de uno de los dos transformadores de media tensión de 630 kVA presentes en el Centro de Transformación. Casualmente se observa en el proyecto original de esa instalación, la previsión, según el criterio del proyectista, de dotar de dos embarrados distintos pudiendo alimentar uno directamente el cuadro eléctrico exclusivo de la climatización y el otro transformador para el resto de los servicios. Aunque también permitía la conexión en paralelo en la que se encuentra ahora, funcionando simultáneamente y alimentando de manera indistinta todos los receptores. Con las modificaciones del proyecto queda liberado uno de ellos, pues la potencia nominal puede ser resuelta por uno de los transformadores aún en el peor de los casos. En alguna situación idéntica valorada en edificios comparables al de referencia, se ha optado por alternar anualmente uno y otro transformador, como solución idónea, quedando siempre uno desconectado de reserva, a utilizar únicamente en caso de avería del trafo que ese año está consumiendo. No se puede olvidar que la razón de realizar esto es el consumo que en vacío presenta un trafo seco como los instalados y que a los pocos años de funcionamiento queda en 1,2 % de la nominal, es decir,  $630 \times 1,2 = 7,5$  kW que ahorramos en consumo permanente, únicamente mediante esta acción.

Elevar inversión en equipos sofisticados y mano de obra cualificada, para ahorrar la mitad de combustible empleado para el mismo fin, no es únicamente la opción más razonable para Europa por estar a la cabeza de la tecnología y a la cola de recursos naturales, sino que es una obligación moral para el desarrollo sostenible del planeta.

En un escenario futuro con redes de transporte mediante superconductores que permitan reducir el 25% aproximadamente de pérdidas de transporte y distribución eléctrica actual, y con tecnologías de producción centralizada en enormes centrales que permitan disminuir el 50% de pérdidas actual, continuará teniendo sentido la cogeneración en aquellas demandas, siempre cambiantes, de calor y electricidad simultáneas. Seguirá siendo un reto para la Ingeniería en Organización Industrial aunar economía y tecnología para encontrar la solución adecuada para cada una de dichas demandas. Para más adelante quedará evaluar el impacto en la propia red celular de generación eléctrica, de enormes costes fijos actuales tomando como raíz la central eléctrica, que pasarán a costes variables cuando disminuya la red de transporte y se tienda al autoconsumo.

La elección proviene de enfrentar curva de inversión con curva de ahorro por mayor rendimiento al obtener mayor prima con mayor rendimiento.

Algunos autores califican esfuerzos como los de este proyecto positivos, sobre todo como consecuencia del afán divulgativo de una tecnología que en el futuro deberá ser cotidiana y proyectarse su aplicación en varios órdenes de magnitud respecto a la situación actual. Por tanto, no califican como éxito un ahorro puntual o la idoneidad del trabajo “a medida” realizado aquí, sino la sola constancia de un pequeño paso en la dirección correcta.

La administración debe clarificar el concepto de “modificación sustancial”, establecido en el R.D. 661/2007, para aquellas renovaciones necesarias en los parques existentes tanto por uso como por adaptación a la normativa medioambiental, cada vez más exigente, debido a que en la actualidad existe una gran “bolsa” de propietarios que no han acometido estas acciones ante la incertidumbre generada. De este modo se producirá un fuerte impulso a las empresas del sector, lo que redundará en una bajada de precios en el sector terciario: “Servicios Técnicos de Mantenimiento y Actualización”.



Siendo un pilar básico en las políticas de Europa y España, resulta fundamental contribuir a la divulgación de sus cualidades: cambio climático, seguridad en el suministro y competitividad.

El periodo de construcción del sistema aquí planteado se estima en 6 meses para el local de microgeneración y otros 6 meses adicionales para abordar todos los cambios de la instalación actual y cubrir el periodo de pruebas y ajustes. Durante este tiempo de construcción pueden surgir novedades tecnológicas que mejoren el ciclo termodinámico y supongan diferencias importantes entre este proyecto de diseño y el proyecto final de ejecución. Deben estudiarse las futuras mejoras desde el punto de vista de la rentabilidad, pues aunque la innovación parezca positiva, puede resultar a posteriori mayor el coste que el beneficio supuesto. No obstante, el mantenimiento diario encontrará reducciones de costes conforme crezca el conocimiento sobre la planta y se acceda con mayor facilidad a las operaciones durante las paradas programadas.

## **4.1. Demanda térmica del Centro de Historia**

### **1ª Distribución:**

Este equipamiento municipal consta de 3 modos distintos de aprovechamiento térmico, inicialmente implantados con el objeto de aprovechar la radiación solar mediante paneles instalados previamente en cubierta, y a muy baja temperatura. En consecuencia existe una montante dedicada en exclusiva para aportar calor a la instalación de suelo radiante, convertidas calorías en vatios, se estima una potencia instalada de 100 kW, con una aportación a 45 °C y un retorno de 30 °C a una velocidad de fluido baja y no regulable. En la actualidad mediante válvula de 3 vías puede aprovecharse simultáneamente la producción de azotea (muy reducida y de la que no hacemos uso en el proyecto dejándola como está por no ser el objeto de la mejora), y mezclarla con el agua caliente producida por la caldera de gas, a través de un intercambiador independiente del resto de la demanda térmica del edificio. En general la instalación de “conducción térmica” por suelo radiante está funcionando durante todo el horario de invierno y no se utiliza en verano por las condensaciones que generaría.



**Fig.38:** Fancoil sin su carcasa. Fuente Daikin.

## **2ª Distribución:**

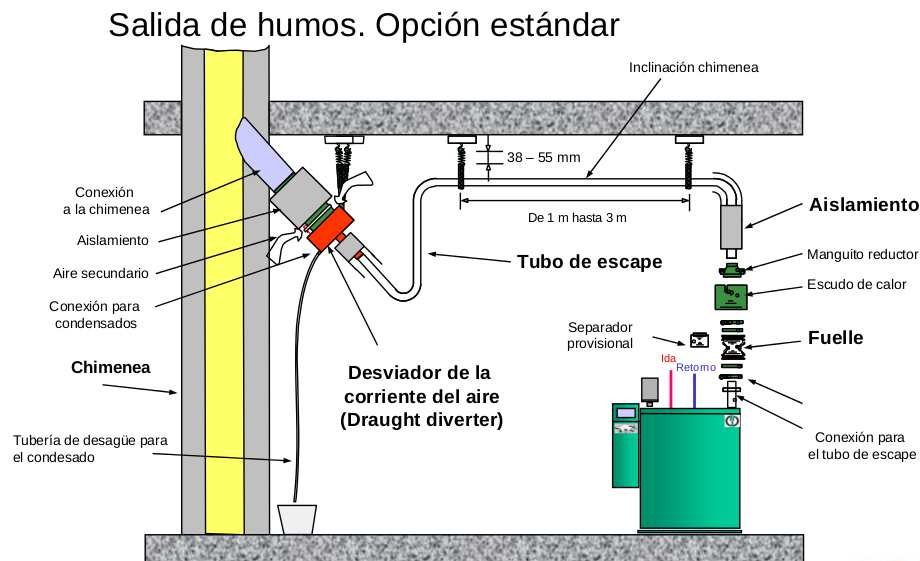
La segunda de las 3 distribuciones térmicas presentes, son los fancoils que trabajan por “convección térmica”, que son equipos dotados de un ventilador de pequeña potencia que hace vehicular el frío o calor que llega a un serpentín interno mediante la conducción de agua fría o caliente de distribución térmica del edificio. Es el sistema de distribución térmico principal, está dividido por zonas, y se encuentran dichos fancoils en paredes y techos repartidos por todas las estancias. Su potencia es de 750 kW trabajando a media temperatura entrando a 50 °C y retornando a 40 °C durante el invierno, mientras que en verano entra a 10 °C saliendo a 20 °C. Todos y cada uno de los convectores disponen de su correspondiente bandeja de recogida de condensados, posteriormente conducidas a desagüe, por lo que son los únicos equipos con capacidad de funcionar en ambas épocas térmicas.

## **3ª Distribución:**

La tercera distribución hace uso de la “radiación térmica”, y es la de mayor temperatura de trabajo, siendo los radiadores situados bajo las ventanas y espacios acristalados, para lograr homogeneidad en el confort térmico de esas salas según el criterio del proyecto original del edificio. La potencia instalada es de 150 kW a partir de un intercambiador de Tª independiente alimentado a partir de la caldera de gas, y su rango de trabajo es impulsión a 80 °C y retorno a 65 °C, teniendo en cuenta que no es posible modificar estos parámetros por la normativa en edificios públicos que regula el riesgo de quemadura posible motivado por el contacto con estos elementos.

Debe considerarse la existencia actual de 3 intercambiadores de temperatura que aprovechan 3 caudales diferentes conectados a sus respectivos receptores y que no vamos a afectar con las obras de este proyecto. La afección radicarán en una distinta producción sustituyendo la caldera y aprovechando ahora el escape de unas microturbinas, siendo un caudal de calorías equivalente al que producía la caldera.

Respecto a la salida de humos es necesario modificar el aislamiento de la chimenea existente, lo que se ha reflejado en el presupuesto. Por otra parte no es necesario acometer gastos de obra civil, sensiblemente mayores, al aprovechar el paso de conducciones existentes.



**Fig.39:** Especificaciones para elevar el rendimiento en la salida de gases. Fuente DachS.

### Equipos de frío

Durante el verano el cambio es radical para los emisores de frío, que se mantienen, puesto que anteriormente se conectaban a una enfriadora de 1 MW y ahora a un equipo de absorción (que podrá ser complementado circunstancialmente por bomba de calor). De este modo, los convectores se conectan o directamente a la fuente de calor o a través de la absorción, manteniendo permanentemente en uso la producción térmica de la turbina.

Es necesario adquirir una bomba de calor con 450 kW para frío y 500 kW para calor, de apoyo para compensar tanto los picos de demanda de calor como los de frío. Sin duda es el equipo que mayor incertidumbre generará a los financiadores del proyecto, por lo que debe establecerse un protocolo de funcionamiento supervisado y de una gran rigidez. No afecta al cumplimiento de las auditorías medioambientales, puesto que es considerado energía renovable la bomba de calor, siempre y cuando su COP supere ciertos niveles. En todo caso, para nuestro proyecto tampoco es un dato relevante el funcionamiento intermitente de la bomba de calor. En primer lugar el proyecto debe ser operativo y rentable independientemente de las temperaturas extremas que puedan alcanzarse en las próximas estaciones, y para ello se dimensiona para atender la demanda permanente y estable, dejando los picos fuera de su capacidad y cálculos de rentabilidad. En segundo lugar, no se está sujeto a incertidumbres de utilización como pudiera ocurrir con otras energías

renovables, a partir del número de horas de sol o viento, al estar diseñado nuestro proyecto para unas horas ciertas de funcionamiento, que van a existir en invierno y verano y por tanto las máquinas cumplirán aproximadamente las horas que en este proyecto se han estimado. Concluimos que la bomba de calor no es un riesgo para las estimaciones de este proyecto, y que si el próximo invierno es extraordinariamente frío, tendrá que funcionar un mayor número de horas (que se abonarán con un capítulo independiente de este proyecto), mientras que el equipo de cogeneración funcionará y se rentabilizará igual que con un invierno menos severo.

No existe consumo de agua caliente sanitaria.

No se modifica la acometida de 4" como tampoco el armario de regulación y medida para el gas. Se ajusta el contrato de gas para elegir la cuota del término fijo y reducir el término variable, motivado por el mayor consumo que en adelante se va a producir. Será conveniente solicitar unas nuevas condiciones de suministro a la compañía distribuidora del gas, así como recoger documentalmente su conexión en media presión. Es un hecho que el aumento del consumo eléctrico de los últimos años ha llevado a una saturación de las redes y que, como en nuestro caso, simultáneamente se está migrando al consumo del gas. En consecuencia, y al igual que en electricidad, debe estudiarse la conexión en anillo con la distribuidora, aunque le suponga un mayor coste que la conexión como final de línea, en aras de una mayor disponibilidad para nuestra instalación y un mayor número de horas para amortizar la instalación.

Teniendo en cuenta el reglamento de instalaciones térmicas en los edificios, las temperaturas consignadas en los edificios públicos deberán atenerse a valores entre 20 y 23 °C en invierno y de 23 a 25 °C en verano. La demanda térmica será afectada por la tabla de temperaturas registradas en la Estación Meteorológica de Zaragoza. El dato promedio que utilizaremos será la Tª promedio entre máximas y mínimas para los 12 meses en el año anterior (5,4°C, 8°C, 11,3°C, 14,9°C, 19,3°C, 22,6°C, 27,5°C, 25,6°C, 21°C, 17,4°C, 9,9°C, 4,8°C) y de este modo aceptamos el dato de potencia instalada con anterioridad a nuestro proyecto, no siendo necesario ser corregido una vez comprobado.

#### **4.2. Demanda eléctrica del Centro de Historia**

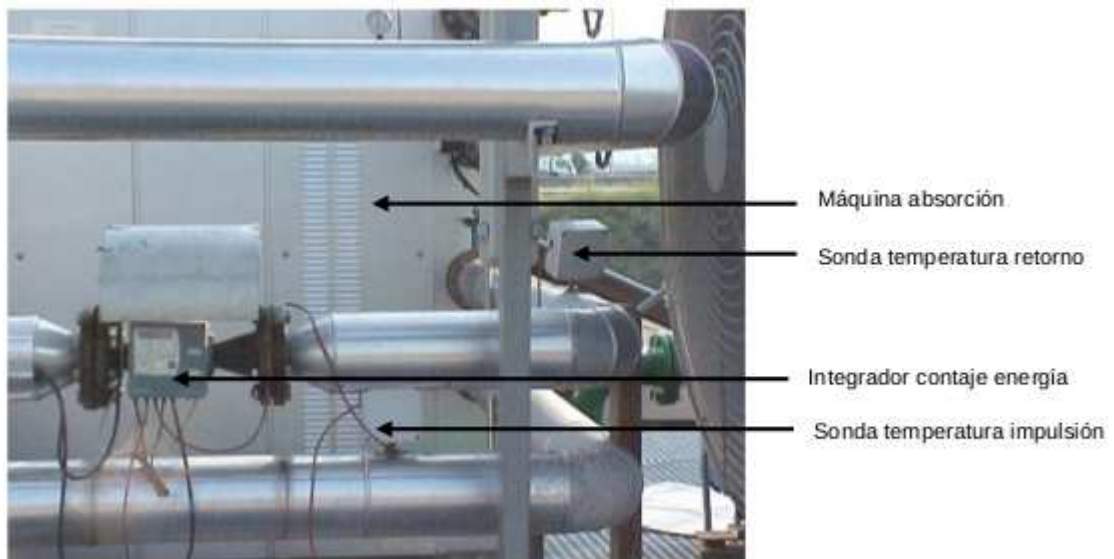
En la actualidad consta de un único consumo en media tensión, a través de un centro de transformación propio. No afecta al desarrollo del proyecto la existencia de un restaurante en el interior del edificio adjudicado mediante concesión pública separado eléctricamente del resto del edificio, utilizando un contador distinto en Baja Tensión, conectado a la parte de compañía distribuidora del Centro de Transformación anteriormente citado. Dicho restaurante está unido térmicamente al resto del edificio para lo que existen términos de cómputo en el contrato de concesión, que no afectan a este proyecto.

La acometida de 10 kV a Centro de Transformación propio, mediante 2 ternas de 240 mm<sup>2</sup> en cobre, aunque en electricidad consumida la variación es a la baja. Deberá instalarse un nuevo contador en baja tensión para la venta de la electricidad, con arreglo a las normas específicas de la compañía distribuidora. Asimismo se mantienen los receptores por lo que la actuación se centrará básicamente en enfrentar los parámetros de economía y energía, sin orientar el proyecto a elevar el grado de confort del usuario.

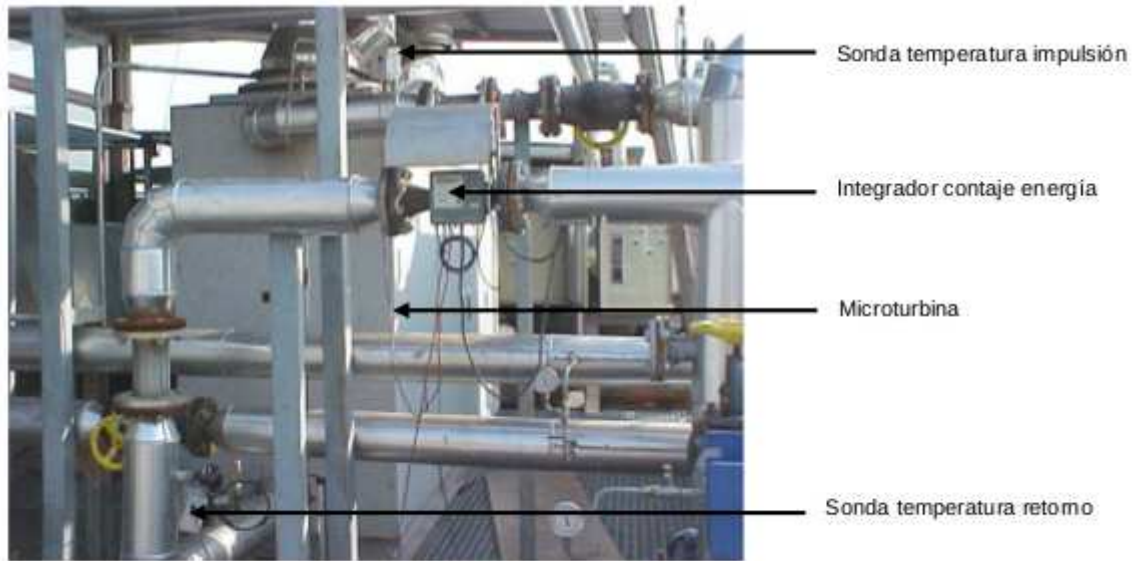
El régimen de funcionamiento eléctrico es la pertenencia al régimen de consumidores cualificados.

### **4.3. Producción térmica. Excedentes**

El proceso de producción de calor no abarca la demanda total, optándose por producir continuamente y cubrir los picos con otros sistemas. El calor se produce a partir de los gases de escape de las 4 microturbinas, que después de filtrar el aire atmosférico de entrada y refrigerar con él los alternadores productores de electricidad alterna mediante inversores electrónicos, pasa al compresor para circular a la turbina presurizado a 4 bares. Aprovecha a contracorriente la temperatura de un intercambiador de calor que recupera calor de escape, y eleva el rendimiento global de la instalación. Tras pasar por la cámara de combustión se expanden los gases en la única etapa de la turbina que acciona el compresor y el generador mediante un único eje que ahorra en pérdidas mecánicas. Ahora ese aire caliente resulta útil para la extracción de calor por medio de intercambiadores en cascada hasta ser expulsado por la chimenea o escape.



**Fig.40:** Equipo de producción de frío. Fuente Capstone.



*Fig.41: Equipos de producción de cogeneración. Fuente Capstone.*

Como hemos visto la máquina de absorción de cada máquina aprovecha los 110 kW de calor, a partir de los 212 kW de gas, que ceden 13 % a pérdidas (únicamente la máquina de cogeneración, no el total de la instalación) y 65 kW a electricidad. Cuando opera en modo invierno este intercambiador está adaptado por el fabricante para entregar 110 kW, la mayor parte en agua a 55 °C, apta para la red de fancoils actualmente presente en el edificio. En modo verano, con un COP 0,7, entrega 77 kW cada máquina en forma de agua fría a 7 °C que únicamente puede ser aprovechado por fancoils.





*Fig.42: Equipo de absorción en Polideportivo de Madrid. Fuente Dachs-Roca.*

Los complejos ajustes de la máquina funcionan de modo independiente, sin embargo la producción se une al sistema domótico existente en el edificio (Siemens Simatic) que regula la entrada a los acumuladores térmicos todas las producciones: placas solares de agua caliente, bomba de calor y microtrigeneración. Posteriormente adapta la producción en función de las programaciones de las consignas para la demanda y la acumulación deseada y el modo de llegar a ella: proporcional, integrativa o derivativa, en tiempo real.

Las temperaturas de circulación del agua a los fancoils receptores serán las mismas, así como las presiones y caudales, por lo que los aislantes “Armaflex homologado por AENOR de acuerdo al R.I.T.E.” que rodean al cobre de distribución continúan siendo válidos.

A continuación se expresa la previsión de resultados, en base a los datos obtenidos históricos, y con la mejor aproximación posible a la realidad posterior:

ENERGÍA TÉRMICA CONSUMIDA						
Medias de Potencias	kW <sub>e</sub> CLIMA	4xkWt GAS	kW Total	T <sup>a</sup> ext	T <sup>a</sup> Acumulador	Rendimiento REE
Enero	150	125	650	5.4	90	82
Febrero	75	123	567	8	91	79.6
Marzo	0	122	488	11.3	92	78.4
Abril	0	119	476	14.9	94	75.2
Mayo	0	115	460	19.3	95	71.2
Junio	50	119	526	22.6	92	75.2
Julio	125	124	626	27.5	91	80.8
Agosto	150	125	650	25.6	90	82
Septiembre	0	118	472	21	94	74.2
Octubre	0	115	460	17.4	95	71.2
Noviembre	0	117	468	9.9	95	73.2
Diciembre	125	123	622	4.8	91	79.6

*Fig.43: Tabla de rendimiento calorífico en función del periodo anual. Fuente elaboración propia.*

Los resultados están por encima del mínimo legislado del 53,1 % para este tipo de instalaciones, luego la instalación propuesta está sujeta a las ayudas correspondientes.

Se han obtenido estos valores teniendo en cuenta una entrega de 60 kWh permanente durante el año en cada turbina, como ha obtenido repetidamente el fabricante en las instalaciones ya realizadas. La potencia nominal son 65 kW, así pues el valor se considera real.

En la fórmula se ha tenido en cuenta también el consumo real constatado de 212 kW de gas, según su poder calorífico inferior. Y para la entrega de potencia calorífica existen fluctuaciones según el periodo del año, aunque en todos los casos por encima de los 110 kW térmicos de una instalación con salida de humos a 90 °C, puesto que la instalación proyectada no tiene un único aprovechamiento sino el conjunto de intercambiadores que aparecen en el presupuesto.

### **Excedentes:**

Los excedentes se tienen que tener en cuenta de modo horario o diario. No calculamos los días festivos en los que pueda permanecer el centro cerrado más de 2 días, debido a que al existir exposiciones siempre permanece abierto y no existe constancia de más de 2 días cerrado. Así el acumulador de calor (que será aprovechado por la máquina de frío que también dispone de un acumulador mucho menor para evitar número de arranques y que no tenemos en cuenta ahora), se dimensiona para 75.000 litros que podrán acumularse hasta 95 °C evitando la conversión en vapor y la corrosión en los materiales, que provocaría en estos depósitos mucho más económicos que los dedicados a vapor sobresaturado o presurizado. Con esta capacidad puede quedar en modo nocturno produciendo para posteriormente ser aprovechado a las horas de mayor demanda. Una vez alcanzada la máxima acumulación, en ningún caso se optará por evacuar los excedentes pudiendo prerrefrigerar o precalentar los recintos antes de la hora de apertura, por lo que el sistema debe adaptarse al consumo para que en periodos fuera de verano e invierno se alcance el llenado de la acumulación el menor número de veces posible, y, una vez llegado a un porcentaje estadístico despreciable, pasar a considerar que se

eliminan los excedentes de la instalación gracias a un adecuado dimensionamiento.

#### **4.4. Producción eléctrica**

Se vende la totalidad de la producción al cumplir los parámetros fijados por las normas de aplicación ya detalladas. Se considera régimen especial. Recordando los agentes que intervienen en este proceso de control:

- La Comisión Nacional de Energía es la aseguradora de la competencia en el sector, se financia con el 0,061 % de la recaptación de las distribuidoras y comercializadoras (B.O.E. 18/02/2002). Depende del Ministerio de Economía.
- El O.M.E.L., como operador del mercado, es una sociedad mercantil privada formada por intervinientes con participaciones máximas, que recoge y casa ofertas así como programaciones de generación.
- El Gestor Técnico del Sistema, que regula el funcionamiento de las centrales y la conexión internacional, puede desviar nuestra programación de la cogeneración, y se financia con el 0,3 % de la recaptación como la CNE (B.O.E. 17/01/2003).
- El transporte es realizado por Red Eléctrica Española, sociedad participada por las distribuidoras, ingresando en función de un peaje de transporte regulado.
- La compañía distribuidora es la que debe avalar que nuestra conexión en régimen especial cumple las especificaciones del gobierno, y de la Comunidad Autónoma cuando tiene competencia, como sucede en Aragón. Las normas técnicas particulares de la compañía en monopolio es Endesa, y vienen aprobadas por el Gobierno de Aragón.

La microturbina genera 400 V trifásicos que se vierten completamente a la red para aprovechar el máximo rendimiento económico, pudiendo trabajar en modo

isla en caso de fallo de red exterior, para lo cual un seccionador en carga realizará la correspondiente maniobra. Además del armario homologado con el contador precintado, se debe instalar un conjunto de relés de protección que pueden adquirirse conjuntamente con la máquina: máxima y mínima tensión y frecuencia, variaciones bruscas en frecuencia y tensión.

A continuación se expresan los resultados previstos a obtener de producción eléctrica, teniendo en cuenta los datos existentes y aplicando la fórmula ya expresada anteriormente que minorra la producción de la caldera un 10 % de acuerdo a la normativa de aplicación  $REE = E / [Q - (V/0,9)]$ :

REE					
	T <sup>a</sup>	E	Q	V	% REE
Enero	5.4	60	212	138.9	82
Febrero	8	60	212	136.6	79.6
Marzo	11.3	60	212	135.6	78.4
Abril	14.9	60	212	132.2	75.2
Mayo	19.3	60	212	127.7	71.2
Junio	22.6	60	212	132.2	75.2
Julio	27.5	60	212	137.7	80.8
Agosto	25.6	60	212	138.9	82
Septiembre	21	60	212	131.1	74.2
Octubre	17.4	60	212	127.7	71.2
Noviembre	9.9	60	212	130	73.2
Diciembre	4.8	60	212	136.6	79.6

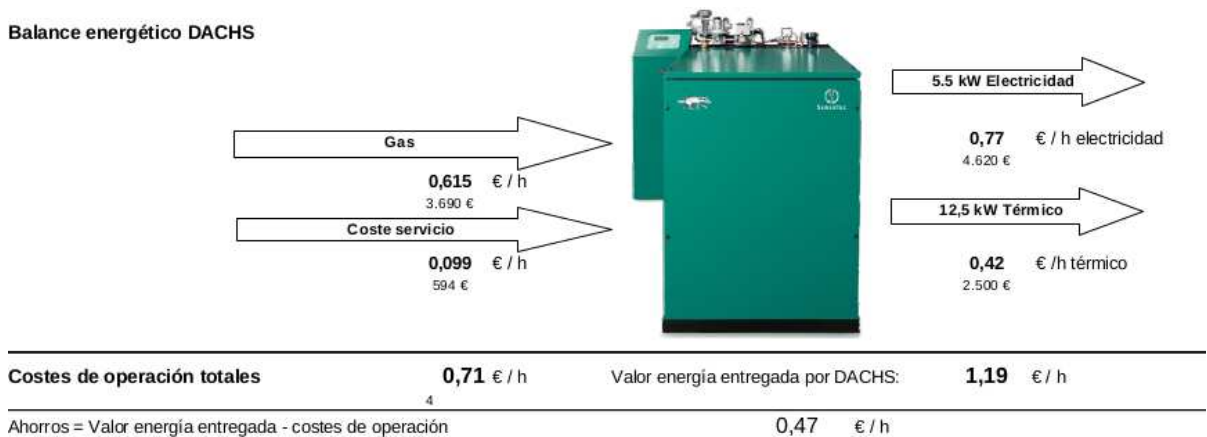
*Fig.44: Tabla de rendimiento eléctrico en función del periodo anual. Fuente elaboración propia.*

Cumpliendo el REE anual equivalente exigido.

## 5. JUSTIFICACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

La reforma de la instalación planteada acarrea una modificación de las salas técnicas de un edificio público y de algunas de las conducciones que discurren por él. También existen las acometidas de electricidad y gas, sin existir incertidumbres en los consumos al ser reforma de un equipamiento municipal. Aunque en un futuro puedan modificarse los usos internos de esta dependencia, existe la seguridad en su ocupación permanente debido a la privilegiada situación geográfica en el centro de la ciudad.

### Balance energético DACHS



### Ahorro emisiones CO<sub>2</sub>

#### Emisiones CO<sub>2</sub> con generación ordinaria:

Energía eléctrica generada anual	33.000 kWh el / año	0,77 Kg / kWh el	25,41 Ton / año
Energía térmica generada anual	75.000 kWh te / año	0,20 Kg / kWh el	16,67 Ton / año
		<b>Emisiones CO<sub>2</sub> total</b>	<b>42,08 Ton / año</b>

#### Emisiones CO<sub>2</sub> con DACHS:

Energía térmica consumida anual	123.000 kWh / año	0,20 Kg / kWh el	24,60 Ton / año
---------------------------------	-------------------	------------------	-----------------

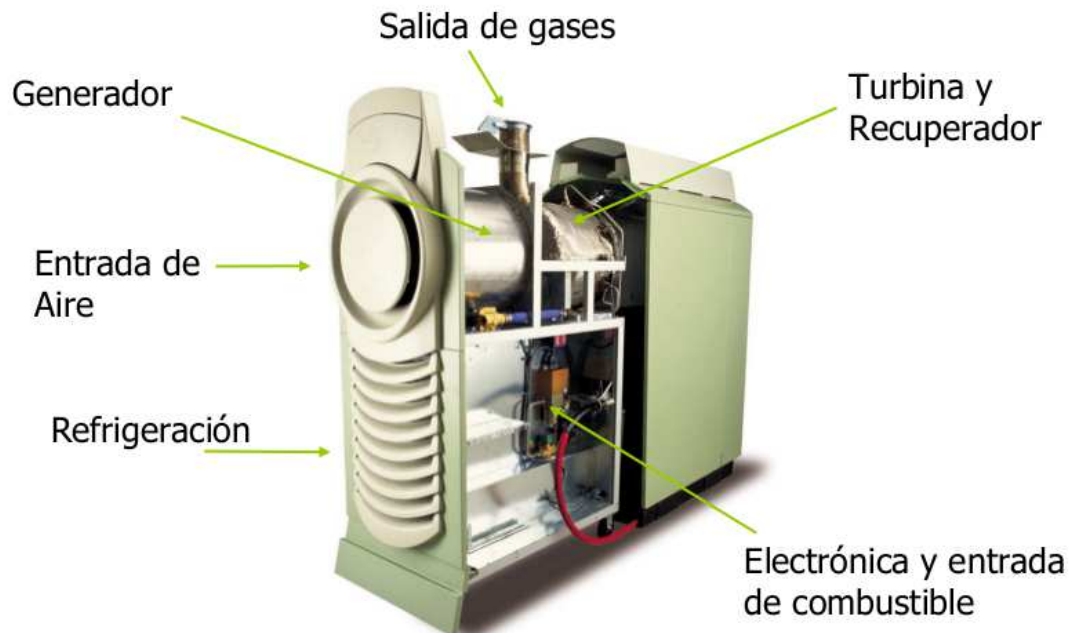
**Ahorro CO<sub>2</sub> 17,48 Ton / año**

Fuente emisiones CO<sub>2</sub>: GEMIS

**Fig.45:** Ejemplo de cálculo del rendimiento en una microgeneración residencial. Fuente Dachs-Roca.

No tenemos en cuenta la proximidad del fin de la vida útil de los equipos existentes, considerando que poseen un estado razonable de gastos en el consumo y mantenimiento, desaconsejando su sustitución por un elemento igual pero nuevo, debido a que la diferencia de consumo que pudiera aportar no será capaz de amortizar su inversión. Es decir, en caso de comparar la cogeneración con esa misma instalación después de que se le hubieran

sustituido los elementos de producción, todavía mejorarían los ratios de nuestro proyecto al incorporar tanto los ahorros de combustible como los gastos que generan dichos ahorros.



*Fig.46: Equipos seleccionados por su mejor viabilidad económica. Fuente Capstone.*

## 5.1. Inversión. CAPEX

CAPital EXpenditures o gastos de capital.

Después de realizar una prospección del mercado encontramos una banda de precios para los equipos de microgeneración, entre 700 y 2.000 €/kW. Si fuera para biogás la banda se establece entre 800 y 3.000 €/kW. Con motor stirling, para pequeña potencia y menos mantenimiento la banda está entre 2.600 y 6.000 €/kW en función de la potencia instalada. Por último la pila de combustible, como tecnología emergente, está actualmente entre 5.000 y 100.000 €/kW. En nuestro caso cada máquina supone 800 €/kW (en 65 kW nominales, son 52.000 €).

Desglosamos la inversión a realizar en grandes capítulos:

CAPÍTULO	EUROS
Capítulo 1: Microtrigeneración	365.875 €
Capítulo 2: Instalación eléctrica	37.055 €
Capítulo 3: Instalación Térmica de Cogeneración	12.455 €
Capítulo 4: Instalación de Equipos Auxiliares	27.900 €
<b>TOTAL</b>	<b>443.285 €</b>

*Fig.47: Tabla CAPEX del proyecto. Fuente elaboración propia.*

Esta cantidad conocida como costes de ejecución material, queda desglosada en el apartado 9.1 del proyecto, en donde se añaden los costes generales y el beneficio industrial, para quedar un importe de inversión sin impuestos, definido como PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN, de 527.509 €.

El importe de la subvención recogido en las tablas anteriores, y fijado en el 30 %, será por tanto de 158.252,7 €.

La cantidad a amortizar será de **369.256,3 €**.

## **5.2. Gastos operativos OPEX**

Operational Expenditures o gastos operativos.

### **5.2.1. Gastos operativos de la cogeneración**

De acuerdo a las consignas del I.D.A.E., el modo de asegurar la permanencia en los parámetros de diseño de una planta de estas características, es mediante la adjudicación de su mantenimiento y operación a una empresa de servicios energéticos que se encargará integralmente de obtener en cada momento la energía en mercado libre al menor coste posible, así como satisfacer las necesidades del usuario que se fijan mediante el correspondiente pliego de prescripciones técnicas. En nuestro caso además es una administración pública limitada para las acciones de venta de energía y solicitud de subvenciones englobadas en las normativas de aplicación a las empresas explotadoras.

Esta entrega futura y deseable de competencias del mantenimiento y operación correspondientes a los equipos de este proyecto, que abordará la Administración Pública promotora a favor de una empresa externa especialista, no acarrea que en la fase de diseño del proyecto no se tengan en cuenta los costes en los que tenga que incurrir dicha empresa a su costa posteriormente. Como veremos después, el agente responsable de la financiación de las obras exigirá precisamente que el proyecto determine exactamente la viabilidad a largo plazo de la inversión.

La primera consideración decide si debe trabajar en modo manual o automático, aunque siempre existirá un modelo mixto a causa de la imposibilidad de mantener en modo estacionario las condiciones iniciales. El modo automático siempre debe ser la primera opción puesto que mantendrá las consignas que cualquier programador ya permite, y no está sujeto a la tendencia de cada operador como se observa frecuentemente al cambiar los turnos de trabajo, y de este modo, al mantener las pautas de diseño, suelen producirse importantes ahorros.

En la actualidad se puede optar por un sistema de mantenimiento y conducción telemático desde el fabricante o importador, al que puede obligarse a ser suscrito la E.S.E. y al que la propiedad tiene también acceso. Esta supervisión



y fijación de los parámetros de funcionamiento y tiempos de mantenimiento de las máquinas, así como estado de filtros, etc., presenta como mayor ayuda la agilidad en los repuestos y ser capaz de adelantar un envío de material de reparaciones al diagnóstico de avería que realizaría en las maniobras de supervisión el personal de mantenimiento. Evidentemente no sustituye al personal que en edificios críticos (pública concurrencia) debe coexistir siempre para dar respuesta a las constantes incidencias que ocurren, aunque sin entrar en la modificación de los parámetros sofisticados y de enorme repercusión en su amortización.

Un aspecto discutido entre cogeneradores ha sido la posibilidad de hacer funcionar los sistemas en el modo menos ecológico cuando las diferentes y fluctuantes normativas autonómica, estatal, etc., ha creado esos marcos de trabajo más rentables económicamente. Para ello resulta crucial la supervisión simultánea del fabricante, para no salir del marco técnico de operación óptimo, así como de la Empresa de Servicios Energéticos que aporta el marco económico óptimo, y también de la propiedad que aportará el marco de trabajo óptimo medioambientalmente por la responsabilidad civil solidaria que incurriría frente a las posibles sanciones de la inspección competente.

Por otra parte, puede afectar profundamente en el régimen de gastos operativos, contratar un sistema de tarifa regulada para este régimen especial, o contratar en mercado libre mediante el sistema cap (cuando el mercado lo paga demasiado bien) o floor (cuando el mercado paga por debajo de coste). En estos años anteriores ha sido convencional repercutir en grandes instalaciones distintas a la diseñada en este proyecto, pero de las que sí se han podido obtener costes extrapolables, un CAP de 90 €/MWh, floor de 76 €/MWh y regulada de 78,1 €/MWh. Las consecuencias de contratar en regulada son una importante minoración de gastos por desvíos y de funcionamiento, así como de parada de planta. Además, con un sistema de ingresos en 6 periodos tarifarios existente en el mercado libre, sería obligatorio parar la instalación durante las horas menos remuneradas, es decir acometer operaciones técnicas que difícilmente podrían dejarse sin la supervisión de personal especializado y que por consiguiente elevarían los gastos operativos.

No existen gastos relacionados con la creación de la empresa, sociedad, edificio o puesta en marcha bajo ningún concepto, puesto que se considera que el edificio existente asume ya los gastos de funcionamiento de manera previa a

la implementación de la microgeneración. Además suponemos suficientemente formada la Sociedad de Servicios Energéticos que finalmente resulte adjudicataria de estos trabajos.

Se considera que los gastos de explotación y operativos serán asumidos por la Empresa de Servicios Energéticos que sea contratada para las obras y posterior conducción durante 10 años. Este periodo de tiempo es elegido por ser actualmente el máximo permitido para una contratación normal bajo la supervisión de la Ley de Contratos del Estado, siendo requerida una concesión pública para adjudicar por encima de este periodo. Valorar a 10 años su vida útil económica supone un punto de equilibrio entre los 7 años para el Overhaul y los 15 hasta la obsolescencia.

Se tiene en cuenta la garantía de 2 años a la que tiene derecho el adjudicatario. También se tiene en cuenta la garantía de 6 meses que debe ofrecer el adjudicatario ante sus reparaciones de mantenimiento, y que extenderá después del fin de su contrato.

Los gastos de inversión no van a arrastrar consecuencias negativas en los gastos operativos, no obstante señalamos en la tabla que fiscalmente podremos deducir el I.V.A. y otros gastos de la inversión de los gastos operativos. Dicho de otro modo fiscalmente se reducen gastos operativos debido a la existencia previa de una inversión específica. Por tanto se refleja en la siguiente tabla aportando un valor nulo a los gastos operativos. Más adelante se tienen en cuenta los costes de financiación en el estudio económico general del proyecto.

CONCEPTO DE GASTO	% SOBRE FACTURACIÓN
Combustible	90 %
Contratos con fabricante y alquiler	1,5 %
Repercusión inversión inicial	0 % (deducible fiscalmente)
Operación y Mantenimiento	5 %
Contrato aprovisionamiento	1 %
Seguros e Impuestos	1 %
Administración, Dirección y Gestión	1,5 %

*Fig.48: Tabla de gastos operativos. Fuente elaboración propia.*

Con un coste actual para el gas de 75 €/MWh, adquirido en libre mercado a una compañía comercializadora, con la que se debe firmar un contrato que permita contemplar cláusulas de salvaguarda del precio. No existe tarifa regulada de adquisición por no ser de aplicación la de último recurso.

Los costes totales anuales para el combustible son de:

- 8.000 horas.
- 58 €/MWh para el Gas Natural.
- 212 kW totales de consumo nominal cada una de las 4 microturbinas.

Total 393.472 € Gas Natural.

Resto gastos 43.719,1 €.

**TOTAL 437.191 € /año.**

### **5.2.2. Gastos operativos anteriores a la cogeneración.**

Mayorando los datos obtenidos de la revisión de las facturas del Centro de Historia de Zaragoza, y teniendo un contrato de gas menos importante y menos económico, concluimos que hasta la fecha:

Precio del gas hasta la fecha: 60 €/MWh

Precio de la electricidad: 95 €/MWh, promedio entre distintos periodos horarios.

**Invierno:** Funcionamiento anterior de la caldera: 2.000 de las 4.000 horas del periodo con una potencia media de 880 kW (Instalada 1 MW). 1.760 MWh x 77 €/MWh = 107.360 €.

**Verano:** Funcionamiento de la anterior enfriadora: 2.000 de las 4.000 horas del periodo con una potencia media de 616 kW (Instalada 1MW). 1.232 MWh x 95 €/MWh = 117.040 €.

### **5.2.3. Gastos operativos en climatización después de la cogeneración.**

Con la modificación del proyecto:

Presentamos una misma entrega de potencia, 4 máquinas de 110 kW térmicos entregan 1.760 MWh a lo largo de 4.000 horas. Desaparece este concepto por estar incluido en el apartado anterior como gasto de gas para generar electricidad.

Durante el verano, al pasar por el rendimiento del 0,7 % de la absorción, entregan 1.232 MWh térmicos.

No obstante se mantienen un 10 % de los consumos anteriores, que los acumuladores del equipo de cogeneración no podrán sostener debido a formar parte de los picos de consumo que se producen de manera estacionaria en toda instalación. Debe notarse que la entrega de energía de la caldera la realiza en 2.000 horas y la cogeneración en 4.000 horas.

Gasto en electricidad ajeno a la cogeneración (bomba de calor), durante la demanda de los picos de potencia, son 800 horas del periodo anual, con 500 kW del nuevo equipo, tanto para frío como calor. Quedan 400 MWh x 95 €/MWh = **38.000 €**.

### **5.2.4. Gastos operativos extraordinarios.**

Se elevan los gastos de mantenimiento para las operaciones reglamentarias sobre la climatización, mediante contrato independiente, en un importe de 15.000 € anuales. No se han tenido en cuenta dentro del subconcepto de 5 % para gastos de mantenimiento de los equipos de cogeneración incluidos en el apartado 5.2.1.

### **5.3. Ingresos**

#### **5.2.4. Ingresos operativos de la cogeneración.**

El dato de partida es la tarifa regulada de 16,8961 c€/kWh, del segundo trimestre del 2012.

El número de horas de funcionamiento está fijado en 8.000 horas, de las 8.760 anuales. Este número tan elevado de horas viene motivado por el empleo de trigeneración de alta eficiencia.

La cantidad de potencia eléctrica vertida a la red es constante, pues son 4 máquinas con 65 kW de potencia nominal, y que descontando las pérdidas aseguran una entrega durante el periodo de referencia de 240 kW permanentemente. La entrega de energía es de 240 kW x 8.000 h = 1.920 MWh.

El ingreso durante el primer año, teniendo en cuenta el mantenimiento de esta tarifa (que se modifica trimestralmente), será de 168,961 €/MWh x 1.920 MWh = **324.405,12 €/año**.

Debemos tener en cuenta la inflación en los cálculos a realizar para los siguientes años.

#### **5.3.2. Ingresos operativos extraordinarios.**

Al desconectar uno de los transformadores de media tensión se dejan de consumir 7 kVA permanentes, que suponen 6.500 € anuales.

Aparece una disminución del pago del término fijo de potencia en el contrato de gas, desde 1 MW a 440 kW después de la modificación, además de la negociación a la baja en mercado libre por incremento de consumo. Se estima en 2.000 € anuales.

## **5.4. Rentabilidad. VAN, TIR, Free Cash Flow**

### **5.4.1. Introducción**

Trabajaremos con el Free Cash-Flow actualizado, o descontado, como la cantidad de cash que permanece en la entidad después de descontar los gastos operativos. Debe cubrir lo expuesto en la tabla anterior y el CAPEX, para esto es fundamental cumplir con un periodo de pago al suministrador del combustible que guarde una estrecha relación con el ingreso efectuado de electricidad y de mantenimiento.

Llegamos al VAN de una inversión sumando los cash-flow anuales actualizados originados por la inversión. Para actualizarlos fijaremos una tasa de descuento  $k$  mínima a la que la empresa de servicios energéticos estará dispuesta a invertir sus capitales, y en la que tendremos en cuenta tanto el coste de capital como la cuota de riesgo. En nuestro caso las incertidumbres son mínimas por el carácter del equipamiento elegido. Si el VAN es positivo, la empresa apostará por unir su inversión a nuestra rentabilidad, y si es próximo al valor nulo, significará que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en depósitos fijos del mercado financiero, a un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

Utilizando el TIR, Tasa Interna de Rentabilidad, que es aquel valor que hace  $VAN=0$ , es decir, el interés que remunera la inversión. En nuestro caso se busca un TIR resultante superior o igual a la tasa exigida por el inversor, pues entre varios proyectos elegirá aquel con TIR superior.

Plazo de recuperación o pay-back, en años hasta recuperar la inversión, se ha demostrado que en este sector tecnológico no se tienen en cuenta por encima de 7 años, lo que crea una tasa de recuperación de la inversión, si es lineal, del 15 % anual. Otros sectores de energías renovables disponen de un mayor número de años, por estar más alejados de la vida principal del contrato, que sería mantener la calefacción y climatización, que anteriormente ya suponía un coste.

La empresa estará interesada siempre y cuando le aporte una buena imagen, la capacidad del cliente no le aporte inseguridad, obtenga un cliente cautivo y sobre todo, tenga mayor rentabilidad que otras inversiones. Es razonable que

sus inversiones sean limitadas y únicamente agoten su presupuesto las más rentables. Como consecuencia el proyecto debe estar bien planteado para poder ser susceptible de ser trasladado a la realidad física, dado que también el cliente tiene que obtener algún beneficio. Según el I.D.A.E. la vida útil de estas instalaciones está en 100.000 horas, con revisión "overhaul" entre las 40.000 y las 60.000 horas. Teniendo en cuenta datos reales de la U.T.E. I.D.A.E.-COVAP, una planta piloto con la que se han alcanzado valores de disponibilidad del 98%, concluimos que la inversión puede aplicarse para un plazo real de 10 años. Siendo susceptible de utilizarse durante periodos más extensos también acarreará gastos que ahora se desconocen, por lo que se resolvería esa incertidumbre fuera del estudio de viabilidad de este proyecto.

En nuestro caso no es solamente una instalación de cogeneración con una época anual en parada, al contrario, en nuestro caso es de uso permanente al realizar una inversión en trigeneración. Así, de las 8.760 horas anuales, estimaremos un mínimo de 8.000 horas de uso.

#### **5.4.2. Flujo de caja**

Sobre un importe sin impuestos de 527.509 €

Los gastos anuales serán de 490.191 €:

- Cogeneración: 437.191 €
- Consumo bomba de calor: 38.000 €
- Incremento contrato climatización: 15.000 €

Los ingresos anuales a computar serán 557.305,12 €:

- Venta de electricidad: 324.405,12 €
- Reducción gas caldera: 107.360 €
- Reducción consumo enfriadora: 117.040 €
- Reducción consumo transformador: 6.500 €

- Reducción contrato gas: 2.000 €

La inflación promedio para bienes industriales obtenida del Instituto Nacional de Estadística es de un 2 % para los precios de mantenimiento y los gastos operativos en general. Simultáneamente suponemos un incremento de la tarifa regulada que fijará el Estado trimestralmente algo menor que la inflación, lo estimamos en un IPC - 0,5 % = 1'5 %.

AÑO	INVERSION	SUBV 30 %	GASTOS +2 %	INGRESOS +1,5 %	FLUJO DE CAJA	RESULTADO
0	527509	158252,7			-369256,3	-369256,3
1			490191,0	557305,1	67114,1	-302142,2
2			499994,8	565664,7	65669,9	-236472,3
3			509994,7	574149,7	64155,0	-172317,4
4			520194,6	582761,9	62567,3	-109750,1
5			530598,5	591503,3	60904,8	-48845,2
6			541210,5	600375,9	59165,4	10320,2
7			552034,7	609381,5	57346,8	67667,1
8			563075,4	618522,3	55446,9	123113,9
9			574336,9	627800,1	53463,2	176577,1
10			585823,6	637217,1	51393,5	227970,6
11			597540,1	646775,3	49235,3	277205,8
12			609490,9	656477,0	46986,1	324191,9
13			621680,7	666324,1	44643,4	368835,3
14			634114,3	676319,0	42204,7	411040,0

Fig.49: Tabla de flujo de caja. Fuente elaboración propia.

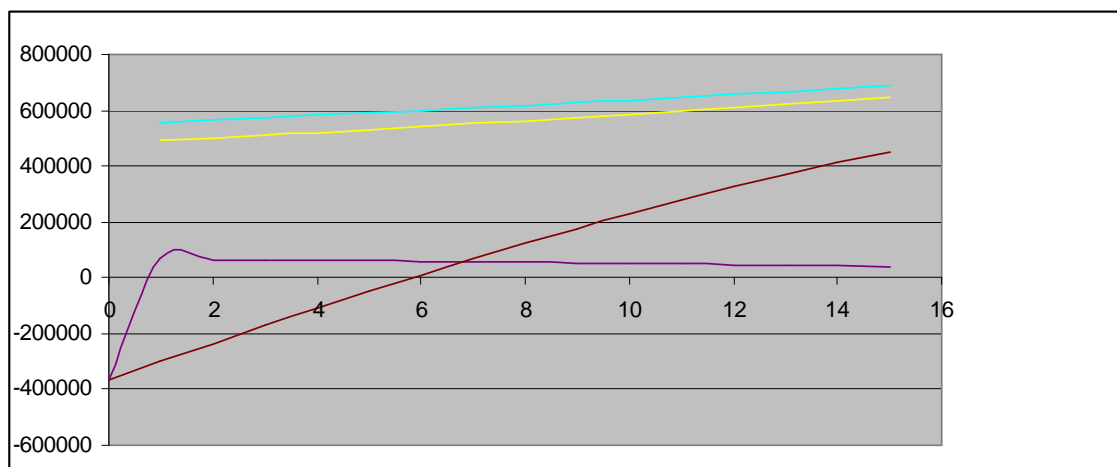


Fig.50: Gráfico de flujo de caja. Fuente elaboración propia.



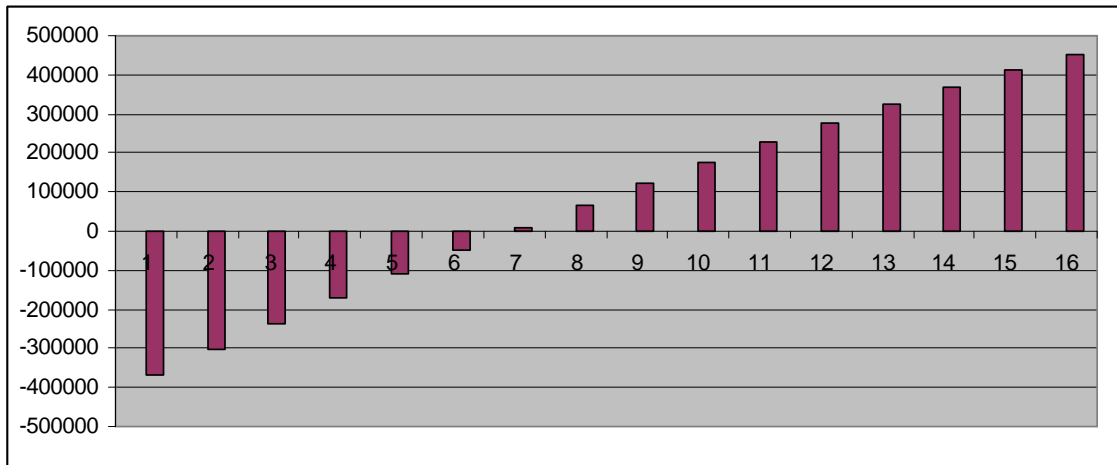


Fig.51: Gráfico2 mostrando los años del flujo de caja. Fuente elaboración propia.

Supone una necesidad de préstamo de 369.256 €, al 0 % de interés de acuerdo a los créditos concedidos por el Instituto de Crédito Oficial (ICO) a través del I.D.A.E.

A los 15 años recordamos que se considera obsoleto.

Queda un TIR resultante del 14%.

Queda un VNA resultante de 33.187,03 €

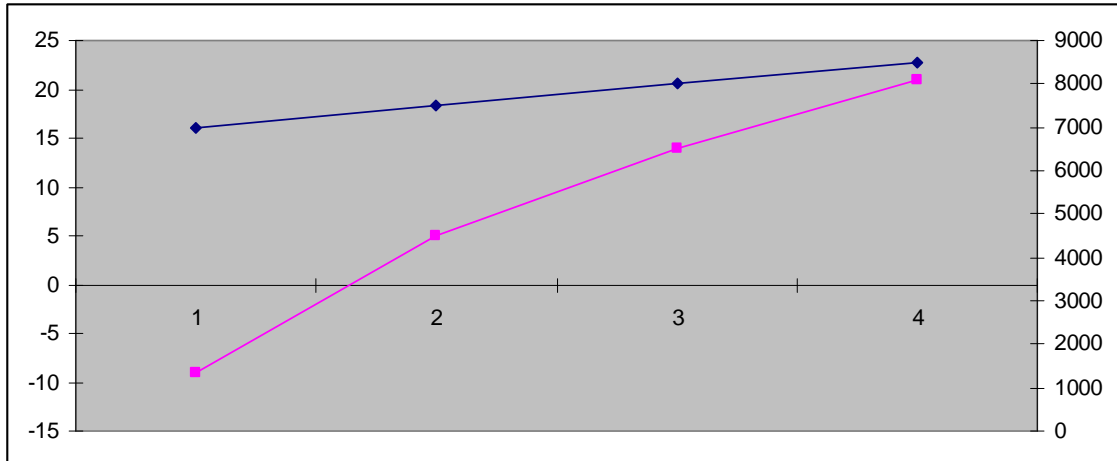
### 5.4.3. Análisis de sensibilidad del proyecto

Consiste en observar la variación del TIR modificando parámetros.

Recordamos que con 8.000 horas se obtienen 324.405,12 €, por lo que modificando el nº de horas posibles de funcionamiento queda:

HORAS FUNCIONAMIENTO	TIR	VARIACIÓN DE INGRESOS ANUALES POR VENTA DE ELECTRICIDAD
4000		-162.202,56 €
4500		-141.927,24 €
5000		-121.651,92 €
5500		-101.376,60 €
6000		-81.101,28 €
6500		-60.825,96 €
7000	-9	-40.550,64 €
7500	5	-20.275,32 €
8000	14	0,00 €
8500	21	20.275,32 €

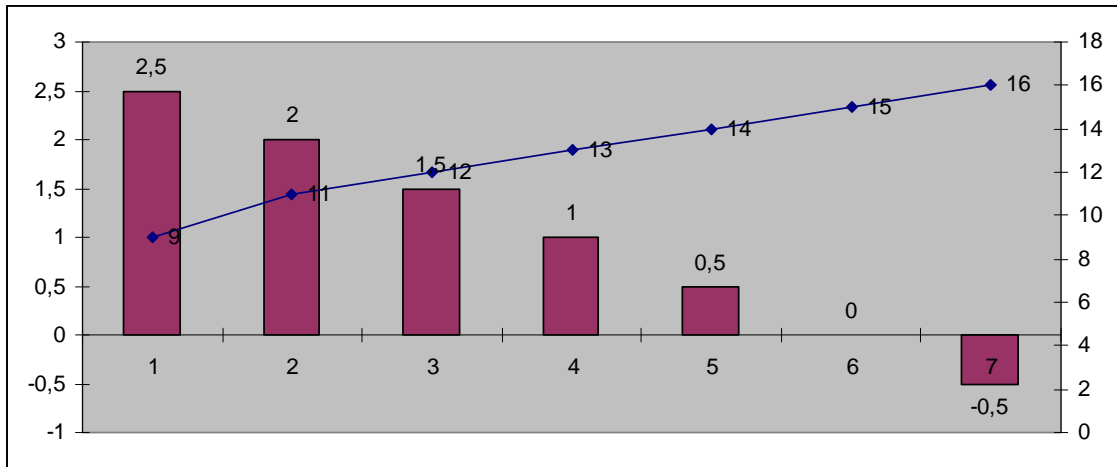
**Fig.52:** Tabla con distintas horas de funcionamiento. Fuente elaboración propia.



**Fig.53:** Variación del TIR con las horas de funcionamiento. Fuente elaboración propia.

También interesa contemplar un escenario distinto para la tarifa regulada, actualmente en 168 €/MWh. Ya hemos aportado una previsión conservadora suponiendo un incremento del 1,5 % frente a un 2 % de I.P.C. general.

No obstante vamos a suponer diferentes posibilidades respecto del crecimiento de los costes.



**Fig.54:** Variación del TIR respecto a la ratio tarifa regulada/IPC. Fuente elaboración propia.

Podemos observar en la figura 54 como en nuestro escenario tenemos un diferencial entre tarifa regulada y el IPC de un 0'5 % y nos aporta un 14 % de TIR. Por cada 1 % que aumente el IPC (gastos operativos y combustible) o baje la tarifa regulada perderemos un 2 % de TIR.

### **5.5. Afección de las últimas modificaciones en las energías renovables**

Recientemente se han introducido recortes en las primas de las que se beneficiaban las energías renovables, mediante la orden IET/843/2012, de 25 de Abril, que ha tenido en cuenta las medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público. Es necesario tener en cuenta que previamente a esta acción ya se ajustaban dichas primas trimestralmente de acuerdo a lo establecido en el R.D. 661/2007, de 25 de Mayo, motivado por las constantes fluctuaciones del precio del combustible. Dicho Real Decreto se mantiene vigente en lo que respecta a su Anexo IX: Aprovechamiento de calor útil para la climatización de edificios.

En nuestro caso debemos acudir al Anexo III donde aparece la nueva disposición de remuneraciones para el subgrupo a.1.1, es decir, pequeña cogeneración de alta eficiencia basada en el gas natural como combustible. La prima de referencia es nula y la tarifa regulada se establece en **16,8981 c€/kWh**

En consecuencia se mantienen las condiciones del proyecto debido a que su rentabilidad viene provocada por el alto precio de la energía eléctrica y el acogimiento a un sistema de tarifa regulada, sin menoscabo de poder acudir al libre mercado en cada momento en que las condiciones mejoren lo establecido para el régimen de energías renovables.

Contemplamos para el proyecto una subvención por parte de la Comunidad Autónoma de Aragón, basada en el Plan detallado en el apartado 3 del proyecto, de un **30 %** del coste total, motivado por la superación de los parámetros mínimos establecidos.

## **6. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO**

### **6.1. Project Finance, Etapas, Proyecciones**

En la modalidad de financiación estructurada, que es aquella que por su riesgo específico o por su carácter "local" requiere de una estructura financiera a medida del tipo de negocio, se ha dado a conocer en la actualidad con mucha fuerza para casos como la microgeneración, la financiación de proyectos o el Project finance. Esto ha venido muy favorecido por el I.D.A.E. y por las subvenciones creadas por el Ministerio de Industria, lo que conlleva ahora una buena acogida a los llamados "proyectos tipo" o modelos establecidos de negocio.

Sus fases específicas son: estudio de la viabilidad del proyecto, relación de grupos de interés afectados, diseño de la estructura financiera y seguimiento de los indicadores durante la vida del proceso. Es habitual una protección jurídica estándar al fijar un modelo de contrato, y basar los parámetros de concesión y seguimiento únicamente en el cash-flow, siempre y cuando supera los ratios de gestión de riesgo, de este modo el único aval que asegura la devolución es el propio proyecto, siendo la principal garantía la capacidad para generar caja anualmente bajo un modelo establecido de contrato.

Dichos contratos presentan cualidades diferenciadoras de otras fórmulas como puede ser la internacionalización, los bajos márgenes, los grandes volúmenes, y la limitación para la financiera de recursos ante las fluctuaciones del mercado.

Por consiguiente, prácticamente se limitan a proyectos en los que participa el Estado de manera parcial o total, y con la existencia de tarifas reguladas que permiten proyecciones futuras próximas a la rentabilidad fija de los mercados. Este ha sido el esfuerzo legislativo durante los años hasta promover un marco estable de funcionamiento para todas las partes, y fruto de ellos, en particular, las energías renovables han obtenido la posibilidad de implementarse.

Las proyecciones de los datos actuales se basan en un IPC del 2 % y de un interés al 0 % estatal.

Debido a la influencia del precio del petróleo, al que se une el gas, es en este aspecto donde se necesita un análisis de sensibilidad más exhaustivo, a no ser que sea ese mismo combustible el sustituido por este proyecto. La influencia en

los costes de mantenimiento viene sobre todo marcada por la relación de cambio euro/dólar, los gastos financieros por los tipos de interés bancario y los costes de personal por la inflación. Todos estos factores son apreciablemente menores que el combustible y su variación es mucho menor, dado que es necesario recordar que en pocos años puede duplicarse el costo de la energía.

Por todo lo anterior, la búsqueda de un contrato de aprovisionamiento para el combustible será lo adecuado para asegurar la inversión, siempre y cuando sea posible. No debe olvidarse su existencia a nivel nacional con Argelia, así como el compromiso de la Unión Europea a separar el precio del gas del precio del petróleo, mediante la fijación de un máximo a la variación del gas.

En los contratos actuales de aprovisionamiento se suelen contratar suministros un 5 % por encima de lo esperado para asegurar el precio ante contingencias, ligando el precio del petróleo establecido en algún gran mercado, o en el boletín petrolero semanal de la Unión Europea, a un descuento pactado en función del volumen. Especial importancia tienen las coberturas para asegurar la rentabilidad de la inversión que, aunque suelen suponer un coste importante adicional, permiten asegurar una rentabilidad mínima. El inconveniente es la falta de competencia frente a plantas similares cuando la prima a tarifa regulada cubre sobradamente las variaciones en el precio del combustible de ese periodo.

En el resto de costes de mantenimiento, aceites, etc., se debe respetar un nivel mínimo de calidad para que no suponga un desastre en el funcionamiento de la pieza afectada un gasto mucho mayor que el ahorro que se pretende.

Se estará a lo dispuesto por las E.S.C.O., acrónimo de Energy Service Companies, como se conoce internacionalmente a las grandes empresas de servicios energéticos, en el caso de adjudicarles la gestión de esta microgeneración, al estar sujetas a términos y condiciones estandarizados, y con una elevada protección de su imagen corporativa, al formar parte de grandes empresas normalmente del sector de la construcción y energético. La mayor ventaja que aporta ir de la mano de una gran compañía multinacional radica en su salud financiera que le permite acometer estos proyectos de inversión a largo plazo.

Como cliente interesa confiar en una empresa de servicios energéticos pues este aumentará fiabilidad de suministro, reducción de costes, reducir riesgo

financiero al no invertir en lo que no es su negocio y reducir riesgos tecnológicos al dejarlo a un especialista. Únicamente teniendo en cuenta el apoyo que prestará en los contratos de suministro de combustible, es positivo hacer participar a estas empresas en la operación de la microgeneración.

## **6.2. Sociedad Vehículo del Proyecto. Proyecciones**

El método seguido para realizar adecuadamente un proyecto de financiación es crear una sociedad o U.T.E. que como E.S.C.O. o E.S.E., será la sociedad vehículo del proyecto, limitando jurídicamente las responsabilidades de los actores involucrados.

Estos serán como promotor el Ayuntamiento de Zaragoza, al ser un equipamiento municipal el objeto de modificación, como único accionista. Como contratista la sociedad que englobará los asesores externos, técnicos y auditores, a no ser que se fije una 3ª parte para recabar datos y ofrecer esos datos a la propiedad. Y será la Sociedad la que obtendrá una relación con las financieras y las empresas de mantenimiento de cada una de las marcas, así como la intervención con las compañías de seguros de responsabilidad civil. Sin menoscabo de la pura responsabilidad individual de cada una de las partes.

En esta sociedad recaerán tanto los fondos de inversión como generará las facturas a percibir por la producción de energía.

Los ratios y parámetros del negocio serán los que demostrarán la viabilidad del proyecto de financiación, por lo que será necesario aportar todos los gastos de climatización y electricidad históricos, así como las consignas programadas en los reguladores, para permitir estimar los gastos de explotación con precisión, y además permitir ser comparados con proyectos similares.

Se obtendrá el llamado “caso base” con los históricos contrastados, que nos aporta el modelo económico del proyecto. Al desarrollar el caso base, se obtienen rentabilidad, viabilidad y flujos de caja del proyecto.

Con esta información la empresa de servicios energéticos llevará el caso a las financieras para obtener o desarrollar el proyecto con los ajustes que puedan solicitar. Normalmente se solicita una ampliación de datos si no ha quedado suficientemente definida la calidad de los promotores, la situación del sector y perspectivas, las licencias y autorizaciones requeridas y el esquema, fases y flujos de financiación necesarios.

Incluso en las operaciones en las que se involucra al I.C.O. existen diferencias entre la Deuda principal (60 al 95 %), deuda subordinada (0 al 30 %) y fondos propios (5 al 25 %). Es normal que la empresa de servicios aporte capital de manera subordinada puesto que, además de contar con un paquete de seguros



tanto de obra terminada como de pasivos y activos, también cuenta con un contrato firmado de mantenimiento y explotación.

La adjudicataria del contrato asume el mayor riesgo durante el inicio de la obra al tener que asumir los riesgos de un “llave en mano”, puesto que las financieras se acogerán al “caso base”, y tener que aportar intereses desde el primer día por las cantidades que se van necesitando durante la obra.

Por otra parte se disfruta como fuente de ingresos de la devolución del I.V.A. soportado, por lo que en la estructura financiera se debe especificar el “tramo de I.V.A. soportado” amortizable en las regularizaciones con Hacienda Estatal. También se fijará en la estructura financiera el RCSD, ratio de cobertura del servicio de la deuda, que dice el tiempo hasta la devolución del capital invertido. Y por supuesto la aportación de fondos propios y el modo de recuperarlos. Es muy normal un proceso de sindicación entre varias financieras de la deuda una vez dado el visto bueno a la estructura financiera, y que dure varias semanas.

Sobre la planta de microgeneración realizaremos un análisis de sensibilidad, una vez terminadas las obras normalmente al cabo de 6 a 12 meses, y se realizarán proyecciones futuras más pesimistas que el “caso base” para comprobar su fortaleza. El parámetro de mayor flexibilidad será el del número de horas de funcionamiento de la producción de electricidad. Para las compañías financieras será obligatorio realizar una auditoría semestral de los datos que la sociedad vehículo del proyecto aporta, y un análisis con el escenario en el que se deja de poder devolver la deuda. En general, una entidad financiera que observe cómo se perforan los valores mínimos establecidos en el proyecto de financiación, podrá solicitar su amortización anticipada y provocar la aportación de promotor y adjudicatario para restablecer los niveles de explotación mínimos.

## **7. CONCLUSIONES**

Se ha cumplido el objetivo principal del proyecto: proporcionar un estudio viable de implantación de un sistema de cogeneración en un edificio público.

Las tasas económicas cumplen con los requerimientos mínimos y técnicamente es una solución novedosa, apenas implantada y poco conocida para las enormes posibilidades que representa.

En línea con los informes al respecto de la Comunidad Europea, que exigen realizar un esfuerzo a los técnicos implicados para divulgar este tipo de tecnología, este proyecto cumple con dicha función ejemplarizante y expositiva del camino que aconsejan tomar para favorecer la sostenibilidad medioambiental.

Teniendo en cuenta la singularidad del proyecto, es posible que no puedan extrapolarse directamente los datos aquí obtenidos a cualquier otro edificio. Por ejemplo se ha optado por la tarifa regulada para la venta de energía eléctrica, así como ceder el 100 % de lo consumido. Esta opción simplifica enormemente los cálculos a justificar en el registro de producción en régimen especial.

Así mismo se ha optado por un sistema de contratación a largo plazo, de acuerdo a la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, con una empresa especializada en servicios energéticos, y se ha contado con las ayudas, subvenciones y líneas de crédito públicas que las Administraciones competentes otorgan. En otros casos, con explotación enteramente privada, o en los que se opte por gestión y financiación con medios propios, es posible que los datos de viabilidad no sean coincidentes con los que aquí se exponen.

## **8. BIBLIOGRAFÍA**

### **8.1. Referencias Bibliográficas**

MADICO JURADO, Juan, Financiación global de proyectos - Project finance. Madrid: Esic, 2001

ARIZMENDI BARNES, Luis Jesús. Cálculo y normativa básica de las instalaciones en los edificios. Pamplona : EUNSA, 2000

BABCOCK & WILCOX, Steam - It's Generation and Use. Ohio: Steven C. Stulz & John B. Kitto, 1992.

GÓMEZ GARCÍA, E., Mediciones Energéticas por Modelado en Plantas de Cogeneración. Santa Cruz de Tenerife: Colección Textos Universitarios del Gobierno de Canarias, 1997.

KADAMBI, V., & PRASAD, M., Conversión de Energía - Ciclos de Conversión de Energía. México: Limusa, 1984.

SALA LIZARRAGA, J.M., Cogeneración - Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos. Bilbao: Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco, 1994.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020. Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. Madrid: Ministerio de Industria, 2008.

UNIÓN EUROPEA, Libro Blanco sobre el cambio climático. Bruselas: Unión Europea, 2009

UNIÓN EUROPEA, Libro Verde sobre la energía. Bruselas: Unión Europea, 2006

## **8.2. Direcciones Web**

### **Instituciones europeas, organismos e instituciones españolas:**

[http://europa.eu/pol/ener/index\\_es.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_es.htm)

[http:// eea.europa.eu.es](http://eea.europa.eu.es)

[http://europa.eu/pol/ener/index\\_es.htm](http://europa.eu/pol/ener/index_es.htm)

<http://www.mityc.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/Documents/DirectivaCogeneracion.pdf>

<http://www.omel.es>

<http://www.ree.es>

<http://www.cne.es>

<http://www.idae.es>

<http://www20.gencat.cat/portal/site/icaen>

<http://www.marm.es>

<http://www.meh.es>

<http://www.mityc.es>

<http://www.mviv.es>

### **Asociaciones y agencias de energía:**

<http://www.iea.org>

<http://www.barcelonaenergia.cat/4>

<http://www.faen.es>

<http://www.acogen.org>

<http://www.eneragen.org>

<http://www.sedigas.es>

**Empresas del sector:**

<http://www.micropowereurope.com>

<http://www.besel.es>

<http://www.baxi.es>

<http://aiguasol.coop>

<http://www.microturbine.com>

**Divulgaciones:**

<http://www.infopower.es>

<http://www.vgb.org>

<http://www.revistadelaenergia.es>

<http://worldenergypoutlook.org>

## 9. ANEXOS

### 9.1. Presupuesto

#### CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

Capítulo 1: Microtrigeneración		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
1.1	Máquina de absorción para microturbina de 150 kW térmicos modelo Elliot	36.000 €
1.2	Microturbina de 70 kW eléctricos modelo Capstone	52.000 €
1.3	Intercambiador de media T <sup>a</sup> incorporado a la absorción modelo Elliot	1.900 €
1.4	Intercambiador de alta T <sup>a</sup> a radiadores modelo Trox	1.500 €
1.5	Intercambiador de baja temperatura a suelo radiante modelo Trox	950 €
1.6	Modificación chimenea existente DN200 instalando doble pared, cada metro	12 €
1.7	Legalizaciones nuevo local de riesgo especial	750 €
1.8	Mano de obra de empresa instaladora	45 € / hora

Capítulo 2: Instalación eléctrica		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
2.1	Abono permisos y condiciones de suministro	3.250 €
2.2	Armario de medida y protección exterior homologado	2.750 €
2.3	Embarrado a tierra de suministros de socorro	2.000 €
2.4	Equipos electrónicos de regulación y protección ante incidencias	1.500 €
2.5	Abono grupo electrógeno desmontado	-10.000 €
2.6	Suministro e instalación sincrogenerador y batería de arranque	28.000 €
2.7	Mano de obra de instalador electricista	35 € / hora

Capítulo 3: Instalación Térmica de Cogeneración		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
3.1	Acumulador de 75.000 l.	0,1 €/l
3.2	Torre de refrigeración para máquina de absorción	2.350 €
3.3	Adaptación acometida de gas y armario de regulación y medida	700 €
3.4	Adecuación de la alarma y sensores de gas	625 €
3.4	Sustitución filtros de gas DN65	200 €
3.5	Mano de obra empresa instaladora de calefacción	28 € / hora



Capítulo 4: Instalación de Equipos Auxiliares		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
4.1	Bomba de calor 500 kW modelo Trane	19.000 €
4.2	Ventiladores de evacuación de excedentes modelo S&P	2.250 €
4.3	Adaptación de placas solares para agua caliente a los intercambiadores	1.900 €
4.4	Equipos domóticos de gestión automatizada del sistema modelo Siemens	1.500 €
4.5	Mano de obra empresa mantenedora	33 € / hora

## MEDICIONES

Capítulo 1: Microtrigeneración					
<u>REFERENCIA</u>	<u>Ud.</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>Nº</u>	<u>L</u>	<u>TOTAL</u>
1.1	U	Máquina de absorción para microturbina de 150 kW térmicos modelo Elliot	4	-	4
1.2	U	Microturbina de 70 kW eléctricos modelo Capstone	4	-	4
1.3	U	Intercambiador de media T <sup>a</sup> incorporado a la absorción modelo Elliot	4	-	4
1.4	U	Intercambiador de alta T <sup>a</sup> a radiadores modelo Trox	1	-	1
1.5	U	Intercambiador de baja temperatura a suelo radiante modelo Trox	1	-	1
1.6	m	Modificación chimenea existente DN200 instalando de doble pared	5	10	50
1.7	U	Legalizaciones nuevo local de riesgo especial	1	-	1
1.8	h	Mano de obra de empresa instaladora	55	-	55

Capítulo 2: Instalación eléctrica					
<u>REFERENCIA</u>	<u>Ud.</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>Nº</u>	<u>L</u>	<u>TOTAL</u>
2.1	U	Abono permisos y condiciones de suministro	1	-	1
2.2	U	Armario de medida y protección exterior homologado	2	-	2
2.3	Fase	Embarrado a tierra de suministros de socorro	4	1	4
2.4	U	Equipos electrónicos de regulación y protección ante incidencias	1	-	1
2.5		Abono grupo electrógeno desmontado	1	-	1
2.6		Suministro e instalación sincrogenerador y batería de arranque	1	-	1
2.7	h	Mano de obra de instalador electricista	23	-	23

Capítulo 3: Instalación Térmica de Cogeneración					
<u>REFERENCIA</u>	<u>Ud.</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>Nº</u>	<u>L</u>	<u>TOTAL</u>
3.1	l.	Acumuladores para 75.000 l	3	25000	75000
3.2	U	Torre de refrigeración para máquina de absorción	1	-	1
3.3	U	Adaptación acometida de gas y armario de regulación y medida	1	-	1
3.4	U	Adecuación de la alarma y sensores de gas	1	-	1
3.4	U	Sustitución filtros de gas DN65	5	1	5
3.5	h	Mano de obra empresa instaladora de calefacción	10	-	10

Capítulo 4: Instalación de Equipos Auxiliares					
<u>REFERENCIA</u>	<u>Ud.</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>Nº</u>	<u>L</u>	<u>TOTAL</u>
4.1	U	Bomba de calor 500 kW modelo Trane	1	-	1
4.2	U	Ventiladores de evacuación de excedentes modelo S&P	2	-	2
4.3	U	Adaptación de placas solares para agua caliente a los intercambiadores	1	-	1
4.4	U	Equipos domóticos de gestión automatizada del sistema modelo Siemens	1	-	1
4.5	U	Mano de obra empresa mantenedora	30	1	30

PRECIOS FINALES

Capítulo 1: Microtrigeneración		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
1.1	Máquina de absorción para microturbina de 150 kW térmicos modelo Elliot	144.000 €
1.2	Microturbina de 70 kW eléctricos modelo Capstone	208.000 €
1.3	Intercambiador de media T <sup>a</sup> incorporado a la absorción modelo Elliot	7.600 €
1.4	Intercambiador de alta T <sup>a</sup> a radiadores modelo Trox	1.500 €
1.5	Intercambiador de baja temperatura a suelo radiante modelo Trox	950 €
1.6	Modificación chimenea existente DN200 instalando doble pared, cada metro	600 €
1.7	Legalizaciones nuevo local de riesgo especial	750 €
1.8	Mano de obra de empresa instaladora	2.475 €
Subtotal		365.875 €

Capítulo 2: Instalación eléctrica		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
2.1	Abono permisos y condiciones de suministro	3.250 €
2.2	Armario de medida y protección exterior homologado	5.500 €
2.3	Embarrado a tierra de suministros de socorro	8.000 €
2.4	Equipos electrónicos de regulación y protección ante incidencias	1.500 €
2.5	Abono grupo electrógeno desmontado	-10.000 €
2.6	Suministro e instalación sincrogenerador y batería de arranque	28.000 €
2.7	Mano de obra de instalador electricista	805 €
Subtotal		37.055 €

Capítulo 3: Instalación Térmica de Cogeneración		
<u>REFERENCIA</u>	<u>DESCRIPCIÓN</u>	<u>EUROS</u>
3.1	Acumuladores de 75.000 l	7.500 €
3.2	Torre de refrigeración para máquina de absorción	2.350 €
3.3	Adaptación acometida de gas y armario de regulación y medida	700 €
3.4	Adecuación de la alarma y sensores de gas	625 €
3.4	Sustitución filtros de gas DN65	1.000 €
3.5	Mano de obra empresa instaladora de calefacción	280 €
Subtotal		12.455 €



Capítulo 4: Instalación de Equipos Auxiliares		
REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EUROS
4.1	Bomba de calor 500 kW modelo Trane	19.000 €
4.2	Ventiladores de evacuación de excedentes modelo S&P	4.500 €
4.3	Adaptación de placas solares para agua caliente a los intercambiadores	1.900 €
4.4	Equipos domóticos de gestión automatizada del sistema modelo Siemens	1.500 €
4.5	Mano de obra empresa mantenedora	1.000 €
Subtotal		27.900 €

#### RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Capítulo 1: Microtrigeneración	365.875 €
Capítulo 2: Instalación eléctrica	37.055 €
Capítulo 3: Instalación Térmica de Cogeneración	12.455 €
Capítulo 4: Instalación de Equipos Auxiliares	27.900 €
<b>SUMA</b>	<b>443.285 €</b>

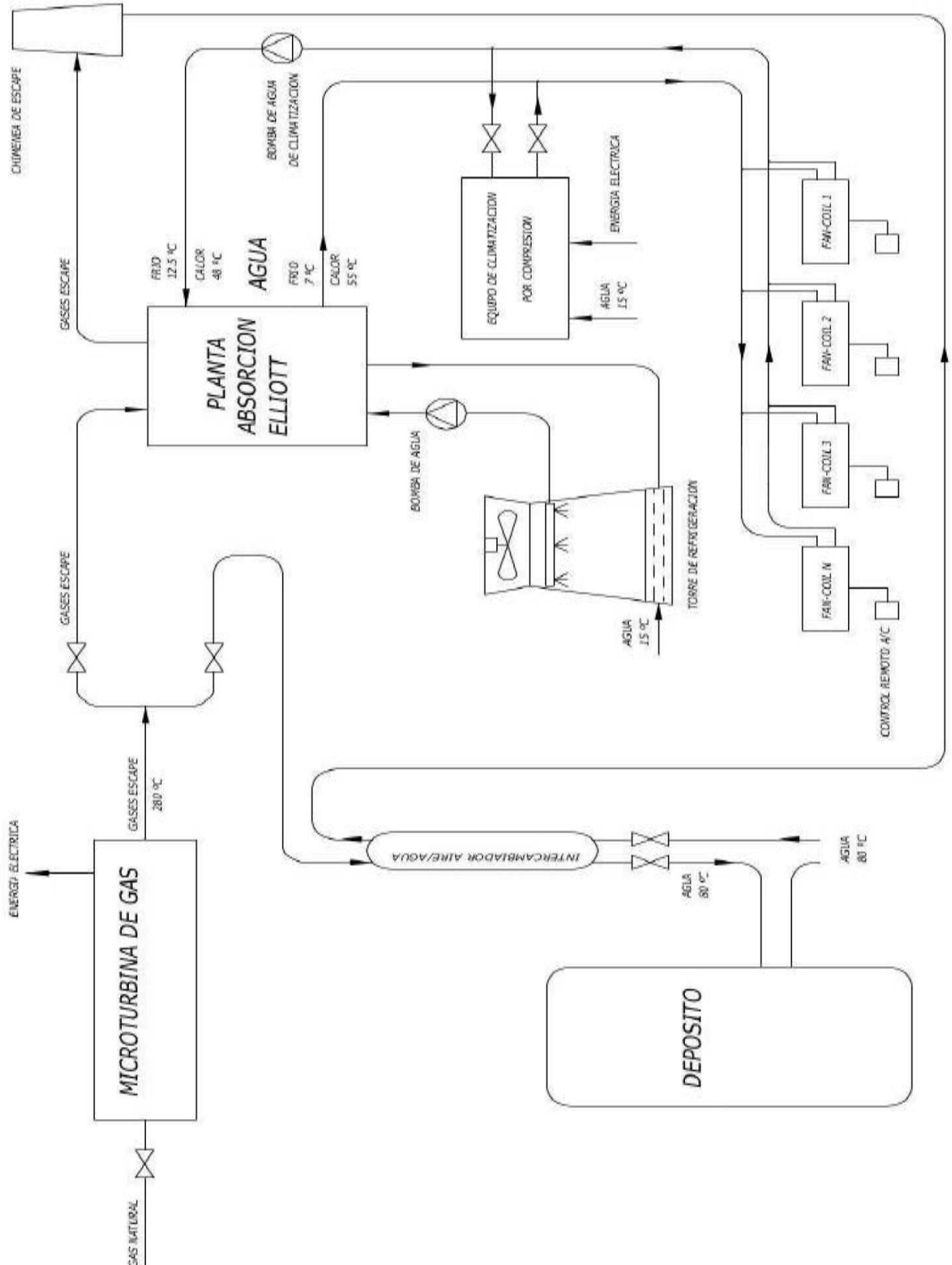
Costes Generales 13 %: 57.627 €

Beneficio Industrial 6 %: 26.597 €

Presupuesto Sin I.V.A. : 527.509 €



Situación posterior a la ejecución del proyecto:



### **9.3. Pliego de Condiciones**

#### 9.3.1. OBRAS INCLUIDAS EN EL PLIEGO

Comprende este Pliego las Condiciones de Ejecución para llevar a término las obras del Proyecto de Ejecución: Implantación de microgeneración en Centro de Historia de Zaragoza.

Las obras se ejecutarán con entera sujeción a los documentos de Proyecto (Memoria, Planos, Pliegos de Condiciones, Mediciones y Presupuestos) y de la buena práctica en la construcción. Asimismo, se realizarán de acuerdo con cuantos detalles, órdenes verbales o escritas sean dadas por la Dirección Facultativa de las obras para su completa terminación.

En todo caso en la ejecución de las obras deberá observarse la totalidad de las normas vigentes aplicables.

Según la UNE 1570001 (14 de febrero del 2002), "Criterios generales para la elaboración del proyecto", el orden de prelación de los distintos documentos del proyecto para casos de contradicciones, dudas o discrepancias entre ellos, será:

1. Planos
2. Pliego de Condiciones
3. Presupuesto
4. Memoria

#### 9.3.2. AGENTES DE LA EDIFICACIÓN

Son agentes de la edificación todas las personas, físicas o jurídicas, que intervienen en el proceso de la edificación. Sus obligaciones vendrán determinadas por lo dispuesto en la Ley de Ordenación de la Edificación (en adelante LOE) y demás disposiciones que sean de aplicación y por el contrato que origina su intervención.

##### 9.3.2.1. AUTOR DEL PROYECTO (PROYECTISTA).

Es autor del proyecto el Ingeniero Juan Francisco Vidal Artal.

### 9.3.2.2. CONTRATISTA DE LAS OBRAS (CONSTRUCTOR).

El constructor es el agente que asume, contractualmente ante el promotor, el compromiso de ejecutar con medios humanos y materiales, propios o ajenos, las obras o parte de las mismas con sujeción al proyecto y al contrato. Son obligaciones del constructor:

- a) Ejecutar la obra con sujeción al proyecto, a la legislación aplicable y a las instrucciones del director de obra y del director de la ejecución de la obra, a fin de alcanzar la calidad exigida en el proyecto.
- b) Tener la titulación o capacitación profesional que habilita para el cumplimiento de las condiciones exigibles para actuar como constructor.
- c) Designar al jefe de obra que asumirá la representación técnica del constructor en la obra y que por su titulación o experiencia deberá tener la capacitación adecuada de acuerdo con las características y la complejidad de la obra.
- d) Asignar a la obra los medios humanos y materiales que su importancia requiera.
- e) Formalizar las subcontrataciones de determinadas partes o instalaciones de la obra dentro de los límites establecidos en el contrato.
- f) Firmar el acta de replanteo o de comienzo y el acta de recepción de la obra.
- g) Facilitar al director de obra los datos necesarios para la elaboración de la documentación de la obra ejecutada.
- h) Suscribir las garantías previstas en la legislación.

Antes de dar comienzo las obras el constructor examinará la documentación aportada, haciendo constar la necesidad de aclaraciones, necesidad de ampliación de la documentación o impedimentos para la ejecución de las obras. Deberá cumplir todas las disposiciones en materia de reglamentación laboral, y seguridad y salud en la construcción

### 9.3.2.3. DIRECTOR DE LA OBRA.

El director de la obra es el agente que, formando parte de la dirección facultativa, dirige el desarrollo de la obra en los aspectos técnicos, estéticos, urbanísticos y medioambientales, de conformidad con el proyecto que la define,

la licencia de edificación y demás autorizaciones preceptivas y las condiciones del contrato, con el objeto de asegurar su adecuación al fin propuesto.

Le corresponde la interpretación técnica económica o estética del Proyecto de ejecución. Redactar las modificaciones, adiciones, o rectificaciones del proyecto que fueran precisas. Asistir a las obras cuantas veces lo requiera la naturaleza y complejidad de la obra, o se le requiera, a fin de resolver las contingencias que se produzcan.

#### 9.3.2.4. DIRECTOR DE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA.

El director de la ejecución de la obra es el agente que, formando parte de la dirección facultativa, asume la función técnica de dirigir la ejecución material de la obra y de controlar cualitativa y cuantitativamente la construcción y la calidad de lo edificado.

#### 9.3.2.5. ENTIDADES Y LABORATORIOS DE CONTROL DE CALIDAD DE LA EDIFICACIÓN.

Son entidades de control de calidad de la edificación aquéllas capacitadas para prestar asistencia técnica en la verificación de la calidad del proyecto, de los materiales y de la ejecución de la obra y sus instalaciones de acuerdo con el proyecto y la normativa aplicable.

#### 9.3.2.6. SUMINISTRADORES DE PRODUCTOS.

Se consideran suministradores de productos los fabricantes, almacenistas, importadores o vendedores de productos de construcción. Se entiende por producto de construcción aquel que se fabrica para su incorporación permanente en una obra incluyendo materiales, elementos semielaborados, componentes y obras o parte de las mismas, tanto terminadas como en proceso de ejecución. Son obligaciones del suministrador:

- a) Realizar las entregas de los productos de acuerdo con las especificaciones del pedido, respondiendo de su origen, identidad y calidad, así como del cumplimiento de las exigencias que, en su caso, establezca la normativa técnica aplicable.
- b) Facilitar, cuando proceda, las instrucciones de uso y mantenimiento de los productos suministrados, así como las garantías de calidad correspondientes, para su inclusión en la documentación de la obra ejecutada.

### 9.3.3. SEGURO DE OBRAS

El Contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta el fin del periodo de garantía.

Al tratarse de obras de reforma y reparación, se fijará previamente la porción de edificio que debe ser asegurado y su cuantía, y si nada se previene, se entenderá que el seguro ha de comprender toda la parte del edificio afectado por la obra.

### 9.3.4. OFICINA EN LA OBRA

El Contratista habilitará en la obra al menos una sala a disposición de la propia Empresa y la Dirección Facultativa. En esta Oficina se guardará una copia completa del Proyecto, Libro de Ordenes, Libro de Seguridad y Salud, póliza de seguros vigentes, planning de obra con seguimientos actualizados, fotocopias de documentos oficiales, fotocopias de documentación de Seguros Sociales y Reglamento de Seguridad del Trabajo, y cuanta documentación afecte a la recepción de materiales.

### 9.3.5. PRESENCIA DEL CONSTRUCTOR EN LA OBRA

El Contratista, por sí o por medio de sus facultativos, representantes o encargados, estará en la obra durante la jornada legal de trabajo y acompañará a la Dirección Facultativa o a su representante en las visitas que haga a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que considere necesarios y suministrándole los datos precisos para la comprobación de mediciones de las mismas.

### 9.3.6. TRABAJOS NO ESTIPULADOS EXPRESAMENTE EN EL PLIEGO DE CONDICIONES

Es obligación de la Contrata el ejecutar cuanto sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente estipulado en los Pliegos de Condiciones, siempre dentro de los límites de

posibilidades que los presupuestos determinen para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

#### 9.3.7. LIBRO DE ÓRDENES

El Contratista tendrá siempre en la Oficina de la Obra y a disposición de la Dirección Facultativa el correspondiente “Libro de Ordenes”, con sus hojas foliadas por duplicado, en el que redactará las que crea oportuno dar al Contratista para que adopte las medidas precisas para que los trabajos se lleven a cabo de acuerdo y en armonía con los documentos del Proyecto. Para ello, el Contratista deberá disponer del Libro el día en que se firme el Acta de Comprobación del Replanteo, de manera que se pueda diligenciar el mismo una vez firmada aquélla.

Cada orden deberá ser extendida y firmada por la Dirección Facultativa y el “Enterado” suscrito con la firma del Contratista o la de su encargado en la obra; la copia de cada orden extendida en el folio duplicado quedará en poder de la Dirección Facultativa, a cuyo efecto los folios duplicados irán trepados.

#### 9.3.8. REPLANTEO

Una vez recibida la comunicación de la adjudicación de la obra el contratista deberá presentar a la Dirección Facultativa de la misma:

- Plan de Seguridad y Salud.
- Plan de Obra ("Planning") adaptado a los plazos de ejecución previstos en su oferta.
- Empresas subcontratistas que, de acuerdo con la oferta y contando con la conformidad de la Dirección Facultativa, van a intervenir en la obra. A efectos de coordinación de Seguridad y Salud.

Tras la aprobación del Plan de Seguridad y remisión de Aviso Previo a la Autoridad Laboral se procederá a la comprobación del Replanteo.

La Comprobación del Replanteo se hará por el Contratista bajo la supervisión del director de las obras, y control e inspección del director de ejecución de las obras, empleando todos los elementos necesarios para que la obra quede perfectamente definida.



### 9.3.9. COMIENZO DE LA OBRA. RITMO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

El Contratista, inmediatamente al Acta de Comprobación del Replanteo, dará comienzo a las obras, desarrollándolas en la forma necesaria para que queden ejecutadas dentro de los períodos parciales y totales señalados en el Proyecto, Pliegos de Condiciones y Contrato.

Asimismo, el Contratista se compromete a mantener el nivel de obra marcado en el "planning" previamente presentado. El seguimiento del mismo se efectuará en intervalos periódicos coincidentes con los libramientos de certificaciones, y en todo caso una vez al mes.

### 9.3.10. ORDEN DE LOS TRABAJOS

En general, la determinación del orden de los trabajos será facultad potestativa de la Contrata, salvo aquellos casos en que, por cualquier circunstancia de orden técnico o facultativo, la Dirección Facultativa estime conveniente su variación.

Estas órdenes deberán comunicarse precisamente por escrito a la Contrata, y ésta vendrá obligada a su estricto cumplimiento, siendo directamente responsable de cualquier daño o perjuicio que pudiera sobrevenir por incumplimiento.

### 9.3.11. CONTROL DE OBRA

El control de la obra se llevará a cabo bajo la supervisión del Director de la Ejecución, de acuerdo con el proyecto aprobado, y el Plan de Control presentado (en su caso) por el constructor.

Dicho Plan de Control, presentado previamente a la emisión del Acta de Comprobación del Replanteo, deberá recoger al menos los ensayos mínimos necesarios de acuerdo con la normativa de calidad. Las Empresas de construcción homologadas, deberán tener su correspondiente Control de Calidad a disposición de la Dirección Facultativa de las obras.

Toda la documentación referente a los ensayos realizados se presentará a la mayor brevedad posible a la Dirección de Ejecución de la obra, que deberá inspeccionar la misma. Una vez inspeccionada, se guardará en lugar seguro en la oficina de obra estando durante la ejecución de las obras a disposición de la Dirección Facultativa.

#### 9.3.12. MATERIALES Y APARATOS

Los materiales y aparatos a emplear serán de buena calidad y se ajustarán a las condiciones señaladas en la documentación del proyecto. La interpretación de la documentación del proyecto, en caso de duda, corresponde al Director de la obra.

De todos aquéllos que fuese necesario, por dudas en cuanto a su idoneidad, se realizarán ensayos y pruebas y serán de cuenta del Contratista los gastos que pudieran originarse, aún cuando estos ensayos no estén expresamente previstos en el plan de ensayos.

En aquéllos que el proyecto lo requiera, se presentarán los certificados de homologación correspondientes.

#### 9.3.13. MANO DE OBRA

Será esmerada y responderá a lo que la buena práctica de la construcción exige en cada caso y para los distintos oficios que intervienen en las obras.

Podrán ser demolidas y sin indemnización alguna, aquellas partes de obra que a juicio de la Dirección de Ejecución de la obra, o la Dirección de la obra, no respondan a las condiciones señaladas, para lo cual se estará a las tolerancias marcadas por las diferentes normativas que les afecten.

#### 9.3.14. MEDIOS AUXILIARES

Serán de cuenta y riesgo del Contratista las grúas, montacargas, andamios, cimbras, máquinas y demás medios auxiliares que para la debida marcha y ejecución de los trabajos se necesiten, no cabiendo, por tanto, a la Dirección

Facultativa responsabilidad alguna por cualquier avería o accidente personal que pueda ocurrir en las obras por insuficiencia de dichos medios auxiliares. Para la suficiencia de tales medios se estará a lo estipulado en la legislación vigente.

#### 9.3.15. OBRAS OCULTAS

Cuando una parte de la obra deba quedar oculta, se dará aviso con la suficiente antelación a la Dirección de Ejecución de la obra con objeto de que proceda a su inspección.

Si por incumplimiento de esta cláusula se dificultara o imposibilitara la inspección, recaerán sobre el Contratista las responsabilidades a que hubiera lugar.

De todos los trabajos, unidades de obra e instalaciones que hayan de quedar ocultos a la terminación del edificio, el Contratista vendrá obligado, por su cuenta, a levantar los planos necesarios e indispensables para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por duplicado y firmados por el Contratista, entregándose a la Dirección Facultativa. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

#### 9.3.16. TRABAJOS DEFECTUOSOS

El Contratista debe ejecutar las unidades de obra y emplear los materiales de forma que se cumplan todas las condiciones exigidas en todos los documentos del Proyecto, con arreglo a la normativa exigible, y según la buena práctica de la construcción.

Por ello, y hasta que finalice el plazo de garantía de las obras, el Contratista es el único responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir, por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que pueda servirle de excusa ni le otorgue derecho alguno la circunstancia de que la Dirección Facultativa no le haya llamado la atención sobre el particular, ni tampoco el hecho de que hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre se supone se extienden y abonan a buena cuenta.

Como consecuencia de lo anteriormente expuesto, cuando la Dirección Facultativa advierta vicios o defectos en los trabajos ejecutados o que los materiales empleados o que los aparatos colocados no reúnan las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos o finalizados éstos, y antes de verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas sean demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la Contrata.

#### 9.3.17. VICIOS OCULTOS

El Contratista estará obligado a dar cuenta a la Dirección Facultativa de la ejecución o terminación de aquellas partes de la obra que van a quedar ocultas antes de que tal circunstancia suceda, de manera que aquella pueda supervisarlas.

En caso contrario, si la Dirección Facultativa tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, las demoliciones que crea necesarias para reconocer los trabajos que suponga defectuosos.

#### 9.3.18. PRÓRROGAS POR CAUSA MAYOR

Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del Contratista, y siempre que esta causa sea distinta de las que se especifican como de rescisión, aquél no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no la fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable de la Dirección Facultativa. Para ello, el Contratista expondrá, en escrito dirigido a la Dirección Facultativa, la causa que impide la ejecución de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa se solicite.

#### 9.3.19. MEDICIÓN Y VALORACIÓN DE LAS OBRAS

Se efectuará la medición de toda la obra realizada, según el criterio y forma detallada en de la documentación del Proyecto, aplicándose para la valoración de la obra realizada los precios unitarios del presupuesto.

Los precios unitarios señalados en el presupuesto se refieren a unidades de obra totalmente terminadas. En éstos se considera incluido el importe de la totalidad de gastos que origine su ejecución. En caso de las instalaciones, se supone que los precios se refieren a las unidades de obra terminadas y en funcionamiento. En todo caso los precios siempre incluyen la amortización de maquinaria y material, consumo de energía, administración y dirección práctica del trabajo, interés del capital adelantado por el constructor, gastos fijos de obra y beneficio comercial del contratista, no pudiéndose exigir pago distinto por estos conceptos.

Si durante el transcurso de las obras fuera necesario realizar unidades de obra no previstas en Proyecto, antes de su ejecución se estudiará por la Dirección Facultativa y Contratista el precio contradictorio que sirva para el abono de la misma, tomándose como base los precios unitarios que sirvieron para la redacción del presupuesto primitivo, y en cualquier caso los costes correspondientes a la fecha en que tuvo lugar la licitación inicial de la obra, así mismo afectados por la baja correspondiente. En el caso de unidades de obra sin precios unitarios de referencia, se tomaran otros similares o proporcionales.

#### 9.3.20. AVISO DE RECEPCIÓN DE LAS OBRAS

Cuarenta y cinco días hábiles antes de terminarse las obras o parte de ellas, se comunicará por el Contratista, mediante escrito, a la Dirección Facultativa de la obra la fecha prevista para su terminación.

#### 9.3.21. NORMAS PARA LA RECEPCIÓN

Previamente el Contratista habrá aportado, y puesto a disposición de la Dirección Facultativa la siguiente documentación, con arreglo al artículo. 7 de la Ley de Ordenación de la Edificación:

- Planos de modificaciones de proyecto y planos de instalaciones definitivos en originales y en soporte informático que requiera la Dirección Facultativa.

- Relación identificativa de los técnicos intervinientes por parte del contratista, relación de subcontratistas y empresas suministradoras.
- Documentación de pruebas y permisos para las correspondientes legalizaciones que se requieran por los Organismos y compañías competentes.
- Instrucciones de uso y mantenimiento de las instalaciones/maquinaria/equipos aportados por los fabricantes, incluyendo programas informáticos de los autómatas password, etc.
- Certificados correspondientes a las homologaciones y requerimientos exigidos por Prevención de Incendios.
- La siguiente relación de documentos (indicativa y no exhaustiva) habrá sido facilitada y puesta a disposición de la dirección de la obra durante la misma
  - Autorización para la instalación de la grúa.
  - Autorización de todas las instalaciones provisionales de la obra
  - Homologación de tabiques de yeso o cartón yeso
  - Documentación técnica de todos los aparatos que consumen energía, tales como electrobombas, ventiladores, aparatos de iluminación, etc.
  - Documentación de las válvulas y radiadores, calderones, aparatos a presión, etc.
  - Homologación de los contadores de gas
  - Certificado de calidad de las tuberías de agua calefacción, gas, y saneamiento.
  - Documentación de las cabinas de ventilación.
  - Autorizaciones necesarias para todas y cada una de las instalaciones de la edificación que sean precisas para su futuro uso.

Del resultado de la recepción se extenderá un Acta, con tantos ejemplares como intervinientes haya, firmada por los mismos.

Si las obras se encuentran en buen estado y han sido ejecutadas con arreglo a las condiciones establecidas, se darán por recibidas, comenzando a correr en dicha fecha el plazo de garantía.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar así en dicha Acta y se especificarán en la misma las precisas y detalladas instrucciones que la Dirección Facultativa debe señalar al Contratista para remediar los defectos observados, fijándole un plazo para subsanarlos, expirado el cual se efectuará un nuevo reconocimiento en idénticas condiciones, a fin de proceder a la recepción de las obras.

#### 9.3.22. GARANTÍA DE LAS OBRAS

El plazo de garantía se contará partir de la fecha de recepción de las obras.

Durante el período de garantía será de cuenta del adjudicatario la conservación y reparación de la parte de obra defectuosa, imputable a calidad de los materiales o deficiente ejecución del trabajo.

#### 9.3.23. LIQUIDACIÓN

Quince días antes del cumplimiento del plazo de garantía, la Dirección Facultativa, de oficio o a instancia del Contratista, redactará un informe sobre el estado de las obras. Comprobada la bondad de la obra realizada, se efectuará la devolución o cancelación de la garantía, procediéndose a la liquidación del contrato.

#### 9.3.24. CONDICIONES DE SEGURIDAD Y SALUD DEL PERSONAL DE LA OBRA

Todo operario que en razón de su oficio haya de intervenir en la obra tiene derecho a reclamar del Contratista todos aquellos elementos que de acuerdo con la legislación vigente garanticen su seguridad personal durante la preparación y ejecución de los trabajos que le fueran encomendados. Es obligación del Contratista tenerlos siempre a mano en la obra y facilitarlos en condiciones aptas para su uso.

El Contratista pondrá estos extremos en conocimiento del personal que haya de intervenir en la obra, exigiendo de los operarios el empleo de los elementos de seguridad, cuando éstos no quisieran usarlos.

Es obligación del Contratista dar cumplimiento a lo legislado y vigente respecto a horarios, jornales y seguros, siendo sólo él responsable de su incumplimiento.

Se confía en que si surgiese alguna laguna preventiva, el Contratista, a la hora de elaborar el preceptivo plan de seguridad y salud, será capaz de detectarla y presentarla para que se analice en toda su importancia, dándole la mejor solución posible.

Es obligación del Contratista disponer los recursos materiales, económicos, humanos y de formación necesarios para conseguir que el proceso de producción de los bienes de este proyecto sea seguro.

Como consecuencia este estudio es un trabajo de ayuda al Contratista para cumplir con la prevención de riesgos laborales y con ello influir de manera decisiva en la consecución del objetivo principal de este capítulo del proyecto: lograr ejecutarla sin accidentes laborales ni enfermedades profesionales.

Concreción de los objetivos de este trabajo técnico, que se definen mediante los siguientes apartados, cuyo ordinal de transcripción es indiferente, se consideran todos de un mismo rango:

- a) Conocer el proyecto, la tecnología, los procedimientos de trabajo y organización previstos para la ejecución de la obra, así como el entorno, la climatología y condiciones físicas del lugar donde se va a realizar dicha implementación, para poder identificar y analizar los posibles riesgos de seguridad y salud en el trabajo.
- b) Analizar todas las unidades de obra del proyecto, en función de sus factores: formal y de ubicación, coherentemente con la tecnología y métodos viables de construcción.
- c) Identificar los riesgos evitables proponiendo las medidas para conseguirlo.
- d) Relacionar los riesgos inevitables especificando las medidas correctoras y preventivas para controlarlos y reducirlos, mediante los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares a utilizar.
- e) Diseñar, proponer y poner en práctica: las protecciones colectivas, equipos de protección individual, procedimientos de trabajo seguro, los servicios sanitarios y comunes, a implantar durante todo el proceso.



- f) Presupuestar adecuadamente los costes de prevención e incluir los planos y gráficos precisos para la comprensión de esta acción.
- g) Ser base para la elaboración del plan de seguridad y salud por el contratista, y formar parte, junto al plan de prevención y salud y al plan de prevención del mismo, de las herramientas de planificación e implantación de la prevención en la obra.

#### 9.3.25. CUMPLIMENTACIÓN DE REGLAMENTACIÓN DE SEGURIDAD

Durante la ejecución de la obra se cumplirá en todo momento la Ley 31/1995 de 8 de Noviembre de Prevención de Riesgos Laborales y el R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, así como sus concordantes.

En particular se estará a lo dispuesto en el Plan de Seguridad y Salud, que se elaborará por la empresa contratista con arreglo al Estudio de Seguridad y Salud del presente proyecto, debidamente aprobado con arreglo a las disposiciones vigentes.

#### 9.3.26. INSPECCIONES DE SEGURIDAD

El Plan de Seguridad y Salud se ajustará a las condiciones del Estudio de Seguridad y Salud y normativa vigente. El Coordinador en materia de Seguridad y Salud para el Seguimiento de la obra, aportará Libro de Incidencias diligenciado en Colegio Oficial.

Al comienzo de las obras el Contratista deberá solicitar en la Delegación Provincial de Ministerio de Trabajo la inspección periódica de la obra y entregará una copia de la solicitud a la Dirección Facultativa. Entendiéndose que aun sin mediar dicha solicitud, la Delegación Provincial tiene derecho a personarse en la obra en cualquier momento.

#### 9.3.27. COMPROMISO DEL CONTRATISTA

Además de cuanto se deriva del R.D. 1267/1997 sobre disposiciones mínimas de seguridad en las obras de construcción y de los condicionantes reflejados en el Plan de Seguridad, el Contratista se comprometerá a ejecutar las obras,

ajustándose en todo caso a la Normativa y disposiciones laborales vigentes, recayendo en él la responsabilidad de las desgracias que pudieran ocurrir si por negligencia dejare de cumplir estas Condiciones, así como si deja de tomar cualquier clase de precaución necesaria para la seguridad en el trabajo.

### 9.3.28. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Se requerirán la Autorización de Puesta en Servicio y Boletines de Instalaciones Eléctricas, concedida y sellados respectivamente por el Servicio Provincial de Industria.

La preparación y presentación de instancias y planos a las Delegaciones Provinciales de Industria, y otros organismos oficiales, necesarios para la obtención de permisos y autorizaciones, será efectuada por el adjudicatario con la conformidad de la Dirección de la Obra y a cargo del mismo.

El contrato de la Compañía Suministradora de energía así como la gestión correspondiente será efectuado por el indicado instalador adjudicatario con la conformidad de la Dirección de la obra

El adjudicatario deberá presentar a la Compañía Suministradora de energía eléctrica, previo informe técnico que ésta facilite, los planos y relaciones de materiales en el caso de ser necesarios para recabar de ésta, aprobación de la instalación

El adjudicatario está obligado a informar por escrito a la Dirección de la Obra de todos los tramites a efectuar con los citados organismos, con tiempo suficiente para no alterar el programa previsto y no interrumpir la buena marcha de los trabajos en curso y tratar directamente el mismo con la Compañía Suministradora su desarrollo y problemas, hasta llegar a la aceptación por la misma de la instalación y conexión de la acometida.

El adjudicatario se obliga a efectuar la instalación eléctrica de acuerdo con las normas indicadas en los apartados anteriores y dejarla totalmente en estado de buen uso y funcionamiento en el plazo fijado en las condiciones generales.

Además de las mencionadas normas, para la ejecución se regirán por los estudios, planos, esquemas y croquis facilitados en el proyecto, con las indicaciones del emplazamiento de los motores, aparatos, fusibles, tomas de

corrientes, calidad y secciones de los conductores, diámetro de los tubos de hierro, etc.

Los conductos y todos los herrajes para la colocación de los aparatos, que deban ir empotrados, serán galvanizados o bien irán pintados con una capa de pintura antioxidante, siendo a cargo del adjudicatario tanto la pintura de los mismos, como la obra correspondiente a su realización

El adjudicatario está obligado a marcar en la obra de una vez y con suficiente antelación todas las regatas o rozas según el estado de la obra, si la instalación es empotrada, trabajos que por ser más propios de albañilería serán efectuados por el contratista general, quien cuidará también de tapar con mortero las citadas regatas una vez efectuadas las instalaciones eléctricas. El trazado de las rozas precisará el conforme de la Dirección Facultativa antes de la ejecución de aquéllas.

Los trabajos correspondientes a las obras de albañilería para la colocación de los cables, ejecución de tacos para fijación de los herrajes, pozos para tierras, instalación pararrayos, etc. serán efectuadas por el contratista adjudicatario el replantear la ejecución de las mismas

Para evitar la facturación de gastos complementarios, tanto en lo que se refiere a materiales a emplear como en la mano de obra correspondiente: Gastos generales innecesarios siempre y cuando la oferta haya sido objeto de una correcta previsión con el proyecto, se facilitarán los planos de la instalación eléctrica y los correspondientes de la obra civil al adjudicatario, quien se cuidará de replantear en los mismos la instalación así como su revisión por si se ajustan a sus necesidades

Dichos planos con las modificaciones e indicaciones necesarias serán devueltos debidamente corregidos, sellados y firmados por el adjudicatario, en el plazo máximo de 15 días, a partir de la fecha de su recibo para su definitiva aprobación.

La instalación eléctrica se efectuará según el proyecto y planos indicados en el apartado anterior y si por omisión u error fuese necesario efectuar modificaciones, los gastos ocasionados para tal motivo son a cargo del adjudicatario

La ejecución de los soportes u otros materiales para la sujeción de los tubos y pequeños aparatos de maniobra (interruptores, conmutadores, cortocircuitos etc.) cajas de derivación, fijación de los armarios de distribución o maniobra y aparatos de alumbrado, deben haber sido previstos por el adjudicatario y a su cargo.

Los pasos en paredes en mampostería, piedra natural o artificial y hormigón serán marcados en la obra de una vez y con la suficiente antelación; y por tratarse de trabajos propios de albañilería serán efectuados por el adjudicatario general.

El adjudicatario deberá proveer el suministro y colocación de todas las ménsulas, hierros para la fijación de tubos, etc.

Las piezas de hierro o abrazaderas para la fijación de los cables para tierras serán galvanizadas. El adjudicatario presentará muestras a la Dirección para su aprobación de todos los materiales empleados en la instalación.

Todos los bornes de conexión y derivación a utilizar para la tensión de servicio igual o superior a 400 V. En fases, a 230 V. entre fase y neutro serán de materiales homologados en constitución, termoplástica, poliamida, policarbonato, resina, melánica, cerámica esmaltada y otros de características autoextinguibles.

Las bridas y piezas de conexión serán en latón niquelado, acero zincado o cromado. Para lograr excelentes valores eléctricos, mecánicos, químicos y demás propiedades que garanticen una unión, torsión y apriete óptimos.

En aquellas instalaciones eléctricas que alimenten a receptores no lineales de composición electrónica susceptibles de generar armónicos, se establecerán las medidas correctoras para el rechazo o la absorción de éstos, sustituyendo (cuando así lo requiera) los interruptores diferenciales de clase AC por otros de clase A superinmunizados.

En el sistema de sobrepresión debe haber un aporte de aire hacia el local que proceda del exterior y que esté libre de toda polución. Es decir, debe tomarse en lo más alto del edificio orientado la toma hacia los vientos dominantes.

La potencia del ventilador / extractor debe ser calculada al menos para renovar 6 veces por hora el volumen del local, teniendo en cuenta las pérdidas debidas al filtro y a los tubos de ventilación.

La sección de fuga del local debe ser calculada para obtener una velocidad de fuga del aire a 1,5 m/s.

En el punto en que se atraviese la pared del local, prever un elemento cortafuegos.

Se preverá de un sistema de alarma en caso de avería del ventilador.

En los armarios eléctricos el aporte del aire será conducido por un tubo de aluminio de diámetro 100 mm. Impulsado por un ventilador controlado con un sistema de regulación de velocidad.

En el recorrido del tubo prever un codo en la parte inferior con un sistema de purga para eliminar la humedad por condensación. La renovación dentro del armario deberá ser como mínimo 0,5 veces el volumen.

Deberá evitarse la proyección directa de aire sobre los aparatos eléctricos.

Desde el cuadro general de protección hasta los aparatos receptores de alumbrado, la máxima caída de tensión admisible es del 3% de la tensión nominal. Se reparte en 1 % hasta el cuadro secundario, y 1,5% hasta el receptor, quedando un 0,5% para la acometida al cuadro.

Las caídas de tensión en líneas repartidoras trifásicas se colocaran considerando las cargas polifásicas equilibradas y los monofásicos repartidos lo mejor posible entre las distintas fases, efectuando el cálculo para la fase más cargada.

Para la puesta a tierra de las "masas" de los aparatos receptores que se conectan al circuito de alimentación por medio de una toma de corriente, ésta tendrá un contacto especial de puesta a tierra (siendo la toma de corriente de tipo "Schuko"). El conductor de puesta a tierra formará un cable multipolar con los conductores móviles de alimentación.

En el transcurso de los trabajos de instalación y una vez terminados éstos el Director de la obra, o en su representación un facultativo competente, debidamente autorizado por él, procederá en presencia del instalador o su representante autorizado, a los exámenes y ensayos necesarios para comprobar la calidad de los materiales empleados, su correspondencia con lo previsto en el proyecto de la instalación y la correcta ejecución de ésta. El instalador deberá proceder a su cargo, al montaje y desmontaje de los aparatos y partes de la instalación que sean indispensables para los ensayos.

Antes de efectuarse la recepción de la instalación se comprobará el aislamiento de la instalación, la protección contra sobrecargas y cortocircuito, las secciones de los conductos empleados, las conexiones de los conductores; la posibilidad de retirar e introducir los cables e hilos, el emplazamiento y fijación de los distintos aparatos y cajas, y por último la intensidad nominal de todos los mecanismos.

Durante el período de garantía el instalador atenderá a la Dirección Técnica del funcionamiento de la instalación, e instruir durante un breve período de tiempo a algunas personas que designe la Propiedad y que vayan a hacerse cargo de la misma. Todos los magnetotérmicos y diferenciales deberán llevar etiqueta del circuito a que corresponden.

La entrega en la obra de los materiales necesarios para la instalación eléctrica aunque no se haya convenido plazos determinados de los mismos, deberá efectuarse de modo que no se interrumpa la buena marcha de los trabajos y en función del programa de entrega de las instalaciones.

Si a juicio del adjudicatario bien por la calidad de los efectuados con anterioridad, calidad deficiente de los materiales o deficiente en la parte de obra civil, considera que pueda afectar el estado de buen uso y funcionamiento de la instalación eléctrica, deberá consultar dichas anomalías por escrito a la Dirección la que decidirá previa inspección de dichas anomalías.

Si a pesar de haberlas comunicado por escrito a la Dirección no se toman disposiciones para corregir las deficiencias del apartado anterior, el adjudicatario debe avisar por escrito a la Propiedad y suspender el trabajo en la parte sujeta a inspección y no puede volver a reanudar el mismo hasta que no esté corregido el defecto, ya que el adjudicatario es total responsable de la instalación eléctrica.

Son a cargo de la propiedad el repuesto de tubos fluorescentes, lámparas de incandescencia, o de descarga, cartuchos fusibles, escobillas, rebobinado de motores, y todos aquellos repuestos y averías cuya causa no sea imputable al adjudicatario, sino al buen uso de la instalación, después de la recepción provisional de obra por la propiedad

La empresa adjudicataria de las instalaciones de Electricidad y por tanto la empresa contratista general de la obra, se hará cargo del mantenimiento de las instalaciones de Electricidad, durante el período de garantía de un año, sin

costo alguno para el Ayuntamiento y realizando todas las revisiones periódicas de acuerdo con las condiciones de mantenimiento según la reglamentación vigente.

#### 9.3.29. CONDICIONES TÉCNICAS PARA EL SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE LOS APARATOS A PRESIÓN Y GAS.

La empresa adjudicataria de los aparatos a presión y por tanto la empresa contratista general de la obra, se hará cargo del mantenimiento de las instalaciones de Aparatos a Presión y Gas, durante el período de garantía de un año realizando todas las revisiones periódicas, de acuerdo con la reglamentación vigente.

Serán por cuenta de la Empresa Adjudicataria, todos los gastos que se deriven de la gestión ante los Organismos competentes, con motivo de su instalación y del Servicio de Mantenimiento. Asimismo la Empresa deberá aportar los planos y fin de obra actualizados a la propiedad.

#### 9.3.30 INSTALACIÓN DE FONTANERÍA

El adjudicatario, realizará el trabajo de acuerdo con las prescripciones que establecen las reglamentaciones oficiales vigentes: NORMAS BÁSICAS PARA LAS INSTALACIONES INTERIORES DE SUMINISTRO DE AGUA del Reglamento de Inst. Térmicas de los Edificios (R.I.T.E.)

Las tuberías serán UNE 19040 en caso de ser de acero, en caso de ejecutarse en cobre cumplirá la UNE 37141/76. Sin perjuicio del cumplimiento de la norma, los tubos inferiores a 18 mm tendrán un espesor de pared mínimo de 1 mm.

El adjudicatario deberá facilitar sin gastos una muestra de todos los materiales no específicamente detallados en los documentos y planos que se adjuntan y que deben emplear en la instalación.

Los tubos galvanizados que deban ir empotrados, los conductos y todos los herrajes para la colocación de los aparatos que serán galvanizados irán pintados con una capa de pintura antioxidante, siendo a cargo del adjudicatario tanto la pintura de los mismos, como la obra correspondiente a su realización.

Por el Director de la Ejecución de la obra se comprobará:

- Los diámetros de las tuberías, así como la no existencia de rebabas ni objetos extraños en la tubería. Todos los terminales se cerrarán hasta su completa conexión, para evitar objetos extraños.
- La posibilidad de desagüe de la instalación.
- La existencia de todas las válvulas.

Deberán conectarse a tierra las “masas” de todos los elementos metálicos en caso de que sean puestos accidentalmente bajo tensión.

Se someterá a prueba de estanqueidad toda la instalación a una presión de 20 Kg/cm<sup>2</sup>, en las condiciones indicadas en el art. 6.2.2.1 de la Norma básica para las instalaciones interiores de suministro de agua

Asimismo entregará esquemas de la instalación con indicación de diámetros, llaves, bombas, cuadros de maniobra, y garantías etc. para el buen funcionamiento de la instalación eléctrica. Especialmente en las electrobombas, se presentará una fotocopia de las características de todas las instaladas.

### 9.3.31. INSTALACIÓN DE CALEFACCIÓN

Cumplirán con lo establecido en el Reglamento de Instalaciones Térmicas de los edificios, el Reglamento sobre utilización de Productos Petrolíferos para Calefacción y otros usos no Industriales.

Se comprobará la instalación de la caldera, comprobando que las uniones con las tuberías son correctas y disponen de elementos de estanqueidad, la existencia de todos los elementos de seguridad, termostato, conexiones eléctricas, aislamiento de conductores, funcionamiento de elementos y mecanismos. Se comprobará la existencia de las llaves de paso y su funcionamiento, la sección de las chimeneas de humos, así como sus correspondientes aislamientos, la existencia de vaso de expansión, su volumen, correcta colocación y unión, la existencia de las válvulas, su correcta colocación, uniones y funcionamiento. Se comprobará la existencia de válvulas de retención en el ramal de llenado. Se comprobarán los diámetros de las tuberías, su calorifugado, su fijación, su correcta distribución y colocación, las



uniones y su forrado, en tubos empotrados, la existencia y funcionamiento del desagüe de la Instalación.

Se someterá a toda la red a una prueba de estanqueidad, aislando previamente el vaso de expansión, las bombas y válvulas de seguridad. La presión de prueba será la fijada en el R.I.T.E. Deberá de estabilizarse en menos de una hora de comenzada la prueba.

Los equipos de producción de calor serán de tipo registrado por el Ministerio de Industria y Energía. Dispondrán de etiqueta de identidad energética en la que se especifique: Nombre del fabricante e importador en su caso, marca, tipo, número de fabricación, potencia nominal, combustibles admisibles, y rendimiento normal de cada uno de ellos. Estos datos estarán escritos en castellano, marcados en caracteres indelebles.

Las diversas partes de las piezas térmicas deben ser suficientemente estables y podrán dilatarse libremente, conservando la estanqueidad, sin producir ruidos.

El fabricante de máquina de microgeneración deberá de suministrar en la documentación de la misma, como mínimo, los siguientes datos:

- a) Curvas de potencia-rendimiento para valores de la potencia comprendidos, al menos, entre el 50 y el 120 % de la potencia nominal, especificando la Norma con la que se ha hecho el ensayo.
- b) Utilización, con indicación de la temperatura nominal de salida del agua.
- c) Características del agua de alimentación de la instalación.
- d) Capacidad de agua en litros.
- e) Caudal mínimo de agua que debe pasar, que no será inferior a  $P/50$  en  $m^3/h$ , siendo P la potencia en kW.
- f) Dimensiones exteriores máximas y cotas de situación de los elementos que han de unir a otras partes de la instalación (salidas de humos, salida de vapor o agua, entrada de agua, etc.) y bancada de la misma.
- g) Instrucciones de instalación, limpieza y mantenimiento.
- h) Curvas de potencia-tiro necesario en la caja de humos para las mismas condiciones citadas en el punto a).

Toda la información deberá de expresarse en unidades del Sistema Internacional.

Los materiales empleados en la instalación serán los indicados en el proyecto y en su defecto se admiten previa consulta a la dirección de obra

a) Conducción de combustibles líquidos: Acero o cobre y sus aleaciones. En caso de ser imprescindible la soldadura, ésta será de plata.

b) Conducciones de gas: Cobre con soldadura por capilaridad, o acero estirado con soldadura fuerte.

c) Conducción de agua caliente en circuitos primarios: Cobre, latón o acero negro soldado o acero negro estirado.

d) Conducciones de agua sanitaria: Cobre, latón, acero galvanizado o material plástico.

e) Alimentación de agua fría: Todo de acero galvanizado, cobre, latón o plástico.

Los tubos de acero negro soldado o estirado sin soldadura, tendrán como mínimo la calidad señalada en los planos, y en su defecto la calidad UNE 19040-19041. Los accesorios serán de fundición maleable.

Los tubos de cobre responderán a las calidades mínimas de las Normas UNE 37107 – 37116 – 37117 – 37131 - 37141.

Las tuberías estarán instaladas de forma que su aspecto sea limpio y ordenado en líneas paralelas o a escuadra con los elementos estructurales del edificio. En las alineaciones rectas, las desviaciones serán inferiores al 2/1000.

Las tuberías horizontales, en general, deberán estar colocadas lo más próximas al techo o al suelo, dejando siempre espacio suficiente para manipular el aislamiento térmico.

La holgura entre tuberías o entre estas y los paramentos, una vez colocado el aislamiento necesario, no será inferior a 3 cm.

En ningún momento se debilitará un elemento estructural para poder colocar la tubería, sin autorización expresa del Director de la obra de edificación.

En los tramos curvos, los tubos no presentarán garrotes u otros defectos análogos, ni aplastamiento ni otras deformaciones en su sección transversal.

Siempre que sea posible, las curvas se realizarán por cintrado de los tubos o con piezas curvas, evitando la utilización de codos. Los cintrados de los tubos, se podrán hacer en frío, realizándose los demás en caliente.

En ningún caso, la sección de la tubería, en las curvas, será inferior a la sección en los tramos rectos.

Las tuberías, para agua caliente o refrigerada, irán colocadas de manera que no se formen en ellas bolsas de aire. Para la evacuación automática del aire hacia el vaso de expansión o a los purgadores, los tramos horizontales deberán llevar una pendiente mínima del 0,2 %. Esta pendiente se mantendrá en frío y en caliente. La pendiente será ascendente hacia el vaso de expansión o hacia los purgadores y con preferencia en el sentido de circulación del agua.

Los elementos de anclaje y guiado de las tuberías serán incombustibles, clasificación M-0, según UNE-23727, y robustos.

En cualquier caso, los anclajes serán los suficientes para que una vez calorifugados no se produzcan flechas superiores al 0,2 % ni ejerzan esfuerzo alguno sobre elementos o aparatos a los que estén unidos.

La sujeción se hará, con preferencia, en los puntos fijos y partes centrales de los tubos, dejando libres las zonas de posible movimiento.

Los elementos de sujeción y guiado, permitirán la libre dilatación de la tubería y no perjudicarán el aislamiento de la misma.

Las grapas y abrazaderas serán de forma que permitan un desmontaje fácil de los tubos, exigiéndose la utilización de material elástico entre sujeción y tuberías.

Existirá, al menos, un soporte entre cada dos uniones de tuberías y con preferencia se colocarán estos al lado de cada unión de dos tramos de tubería.

Las distancias entre soportes en metros, para tuberías de acero, serán como máximo las indicadas a continuación:

DISTANCIAS ENTRE SOPORTES - ACERO											
Diámetro en mm	15	20	25	32	40	50	70	80	100	125	550
tramo horizontal	2.5	3	3	3	3.5	3.5	4.5	4.5	4.5	6	6
tramo vertical	1.8	2.5	2.5	2.8	3	3	3	3.5	3.5	5	6

*Fig.55: Tabla de distancias entre soportes de acero. Fuente elaboración propia.*

Las distancias entre soportes, para tuberías de cobre, serán como máximo las indicadas a continuación:

DISTANCIAS SOPORTES - COBRE				
Diámetro (mm)	5 - 10	12 - 20	25 - 40	50 - 100
D. T. V. (m)	1.80	2.40	3.00	3.70
D. T. H. (m)	1.20	1.80	2.40	3.00

*Fig.56: Tabla de distancias entre soportes de cobre. Fuente elaboración propia.*

Donde D.T.V. y D.T.H. son la distancia en metros en los tramos verticales y horizontales, respectivamente, relacionándose con el Diámetro de las tuberías en mm.

Los soportes tendrán la forma adecuada para ser anclados a la obra de fábrica o a dados situados en el suelo. Serán desmontables para permitir, después de estar anclados, quitar o colocar la tubería. La tubería estará anclada de modo que los movimientos sean absorbidos por las juntas de dilatación y por la propia flexibilidad del trazado de la tubería.

Los anclajes serán lo suficientemente robustos para permitir resistir cualquier empuje normal. Serán suficientes para soportar el peso de las presiones no compensadas y los esfuerzos de expansión.

Queda prohibido el soldado de la tubería a los soportes o elementos de sujeción o anclaje.

Cuando las tuberías pasan a través de muros, tabiques, forjados, etc., se dispondrán manguitos protectores que dejen espacio libre alrededor de la tubería, debiéndose llenar este espacio con una materia plástica.

Si la tubería va aislada, no se interrumpirá el aislamiento en el manguito. Los manguitos deberán sobresalir, por lo menos, 3 mm. de la parte superior de los pavimentos o de cualquiera de las caras de los elementos que atraviesan.

Los Tubos tendrán la mayor longitud posible con objeto de reducir al mínimo el número de uniones. Se realizarán por medio de piezas de unión, manguitos o curvas de fundición maleable, bridas o soldaduras.

Los manguitos de reducción, en tramos horizontales, serán excéntricos y enrasados por la generatriz superior.

En uniones soldadas, en tramos horizontales, serán enrasados los tubos por su generatriz superior para evitar la formación de bolsas de aire.

No se admitirá el contacto de tuberías de acero con el yeso. Las tuberías empotradas y ocultas en forjados deberán disponer de un adecuado tratamiento anticorrosivo y estar envueltas con una protección adecuada, debiendo estar suficientemente resuelta la libre dilatación de la tubería y el no contacto de esta con los materiales de construcción.

En la parte más alta de cada circuito se pondrá una purga para eliminar el aire que pudiera allí acumularse. La conducción será igual o superior a 1/2". Esta purga quedará como mínimo a 1.50 m de la parte más alta de cualquier radiador o elemento de la instalación.

Se colocarán, además, purgas automáticas o manuales en cantidad suficiente para evitar la formación de bolsas de aire en tuberías o aparatos en los que por su posición fuera previsible.

Las tuberías no estarán en contacto con ninguna conducción de energía eléctrica o de telecomunicación, con el fin de evitar los efectos de corrosión que

una derivación pudiera ocasionar, debiendo preverse, siempre, una distancia mínima de 30 cm. a las conducciones eléctricas y de 3 cm. a las tuberías de gas más cercanas, desde el exterior de la tubería o del aislamiento, si lo hubiere.

Se tendrá especial cuidado en que las canalizaciones de agua enfriada o fría, no sean calentadas por canalizaciones que transporten calor.

Las tuberías no atravesarán chimeneas, conductos de aire acondicionado, ni conductos de ventilación.

### 9.3.32 INSTALACIONES DE CLIMATIZACIÓN Y REFRIGERACIÓN

Los equipos frigoríficos montados en fábrica no deberán someterse a otras pruebas específicas, entendiéndose que han sido sometidos a las mismas en fábrica, por lo que se suministrarán acompañados del correspondiente certificado de pruebas.

No obstante para los equipos frigoríficos de importación, la prueba de estanqueidad requerida por el Reglamento de Seguridad para Plantas e Instalaciones Frigoríficas se justificará mediante certificación de una entidad reconocida oficialmente en el país de origen, legalizada por el representante español en aquel país, o en su caso mediante certificación de laboratorio de ensayos nacional reconocido por el Ministerio de Industria y Energía.

Se realizará una comprobación del funcionamiento de cada motor eléctrico y de su consumo de energía en las condiciones reales de trabajo.

Se realizará una comprobación individual de todos los intercambiadores de calor, climatizadores y demás equipos, en los que se efectúe una transferencia de energía térmica, anotando las condiciones de funcionamiento.

Independientemente de las pruebas parciales a que hayan sido sometidas las partes de la instalación a lo largo del montaje, todos los equipos y conducciones deberán someterse a una prueba final de estanqueidad, como mínimo a una presión inferior de prueba en frío equivalente a vez y medida la de trabajo con un mínimo de 400 kPa y una duración no menor a 24 h.

Una vez que las pruebas anteriores hayan sido satisfactorias, se dejará enfriar bruscamente la instalación hasta una temperatura de 60°C de salida de

calderas, manteniendo la regulación anulada y las bombas en funcionamiento. A continuación se volverá a calentar la temperatura de régimen de salida de caldera.

Durante la prueba se comprobará que no ha habido deformación apreciable visualmente en ningún elemento o tramo de tubería y que el sistema de expansión ha funcionado correctamente.

Los circuitos frigoríficos realizados en obra de las instalaciones centralizadas de climatización, deberán cumplir las pruebas de estanqueidad especificadas en la Instrucción MI.IF.010.

No obstante las instalaciones frigoríficas requeridas para la conexión de unidades por elementos, bien sean partidas o con condensador remoto deberán ser sometidas a una prueba de estanqueidad exclusivamente de la red frigorífica montada en obra, excepto si la instalación se realiza con líneas precargadas suministradas por el fabricante del equipo, en el entendimiento de que con la documentación del mismo se suministrará el correspondiente certificado de pruebas.

### 9.3.33. AISLAMIENTO TÉRMICO

Los materiales aislantes, en sus distintas formas de presentación, se expedirán en embalajes que garanticen su transporte sin deterioro hasta su destino, debiendo indicarse en el etiquetado como mínimo las siguientes características:

- Conductividad y resistencia térmica (según Normas UNE).
- Densidad aparente.
- Permeabilidad al vapor de agua.
- Absorción agua por volumen.
- Otros comportamientos.

Asimismo, el fabricante indicará en la documentación técnica de sus productos las dimensiones y tolerancias de los mismos y su forma de colocación idóneas que será respetada en obra.

Para los materiales fabricados "in situ" darán las instrucciones correspondientes para su correcta ejecución, que deberá correr a cargo del

personal especializado, de modo que se garanticen las propiedades enunciadas por el fabricante.

Las Normas UNE que a continuación se indican se emplearán para la realización de los ensayos correspondientes:

UNE 53-037-76. Materiales plásticos. Determinación de la conductividad térmica de materiales celulares, con el aparato de placas.

UNE 53.144. Materiales plásticos. Espumas flexibles de poliuretano. Determinación de la densidad aparente.

UNE 53.215. Materiales plásticos. Determinación de la densidad aparente.

UNE 56-906-74. Aglomerado expandido puro de corcho para aislamiento térmico. Placas. Determinación de la densidad aparente.

Los materiales aislantes se colocarán de manera que cubran todo el paramento, ya sea horizontal o vertical, sin dejar huecos sin cubrir.

En caso de ser tipo fibra de vidrio, lana de roca, o tipologías blandas similares, se prohíbe la sujeción a los paramentos verticales mediante clavos que puedan originar descendimientos por rasgado. En su lugar se emplearán sujeciones con pegamentos idóneos.

Los aislantes que dispongan de barrera de vapor, (papel Kraft o similar), se colocarán siempre con la barrera de vapor al interior, y la materia aislante al exterior.

En el caso de que el aislante tenga que soportar cargas, y en defecto de especificación en proyecto, deberá tener una densidad de al menos 25 Kg/m<sup>3</sup>.

El aislante se deberá colocar de manera que no dé lugar a puentes térmicos. Admitiéndose que para salvar los mismos se coloque un espesor de la mitad del previsto como general, aunque aumentando su densidad a un mínimo de 20 Kg/m<sup>3</sup>.



#### 9.3.34. CONDICIONES MEDIO AMBIENTALES. GESTIÓN DE RESIDUOS DE LA OBRA

El traslado de los desechos se realizará al Punto Limpio más próximo, con un máximo de 4 m<sup>3</sup> por entrega y día. En aquellas obras en las que, por sus características, sea imprescindible depositar los residuos en la vía pública, el dispositivo y recogida de los mismos (escombros, tierras, demoliciones, etc.) se efectuará por medio de contenedores metálicos o sacos específicos, autorizados en cualquier caso. El contratista queda obligado a la inmediata limpieza de la vía pública cuando se viertan residuos en las operaciones de carga, descarga y movimiento de tales contenedores. Dicha obligación, por otra parte, se extiende a toda clase de obra en la actividad de acceso y salida de la misma de cualquier vehículo relacionado con ella. De todos los transportes se conservará el correspondiente Albarán-Resguardo para su comprobación por la Dirección Facultativa.

Con carácter general, quedan expresamente prohibida la utilización en la obra de los siguientes materiales: Materiales que contengan compuestos de CFC (clorofluorocarbonos) y HCFC (hidroclorofluorocarbonos). En caso de presentarse equipos con aislamientos del tipo de los poliestirenos, será preciso que cuenten con certificado de no contener CFC o HCFC. Maderas tropicales de todo orden. Materiales tóxicos, especialmente el Plomo y, en general, el Amianto.

Zaragoza, 29 de Junio de 2012.

El Autor del Proyecto

Fdo.: Juan Francisco Vidal Artal